

Материалы 44 й Международной научно технической  
конференции молодых ученых, аспирантов и студентов

I

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ  
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ»  
в г. ОКТЯБРЬСКОМ

**Материалы 44-й  
Международной  
научно-технической конференции  
молодых ученых, аспирантов  
и студентов**

ТОМ 1



2017

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ  
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
ФИЛИАЛ В Г. ОКТЯБРЬСКОМ

**Материалы**  
**44-й Международной научно-технической конференции**  
**молодых ученых, аспирантов и студентов**  
**(28 апреля 2017 г.)**

ТОМ 1

Уфа  
Издательство УГНТУ  
2017

УДК 62  
ББК 3  
М34

Редакционная коллегия:  
В.Ш. Мухаметшин (отв. редактор)  
К.Т. Тынчеров  
Р.Т. Ахметов  
Р.И. Сулейманов  
И.Г. Арсланов  
Э.А. Мухтасарова

М34 Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – 318 с.

ISBN

В сборнике представлены материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов филиала ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, проведенной 28 апреля 2017 года, в которых отражены результаты исследований в области разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, нефтепромысловых машин и оборудования, рассмотрены вопросы общинженерных дисциплин, социально - гуманитарных наук, применения информационных технологий и довузовских инноваций.

Сборник предназначен для студентов, аспирантов и преподавателей технических вузов.

УДК 62  
ББК 3

ISBN

© ФГБОУ ВО «Уфимский государственный  
нефтяной технический университет, 2017  
© Коллектив авторов, 2017

УДК 622.276.72

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРА ИНСАН ДЛЯ  
ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ТАРАСОВСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Э.М. Альмухаметова, И.А. Гизетдинов  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Выполнен анализ эффективности применения ингибитора солеотложений ИНСАН. Закачка ингибитора проводилась в трех скважинах (437; 411; 422). Результаты расчетов показали положительный технологический эффект по дополнительно добытой нефти, который составил в среднем по скважинам 485 т. Прибыль от реализации проекта составила 428,264 тыс. р.

Ключевые слова: ингибитор, закачка, солеотложения, месторождение, межремонтный период.

UDC622.276.72

**EFFICIENCY OF THE USE OF INHIBITOR INSAN FOR THE PREVENTION  
OF SCALE IN THE CONDITIONS OF THE TARASOVKOE FIELD**

*E.M. Almukhametova, I. A. Gizetdinov  
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. An analysis of the effectiveness of the INSAN scaling inhibitor was performed. Inhibitor injection was carried out in three wells (437; 411; 422). The results of the calculations showed a positive technological effect for the additional oil produced, which amounted to an average of 485 tons. Profit from the project amounted to 428,264 thousand rubles.

Keywords: Inhibitor, injection, scaling, deposit, overhaul period.

Солеотложения представляют собой образования солей, которые способствуют закупорке каналов перфорации, колонн НКТ, а также поверхности оборудования, что, в конечном итоге, ведет к засорению скважины и сокращению притока пластового флюида, оборачиваясь при этом убытками в виде потерянной продукции. Образование солей также может наблюдаться в порах призабойной зоны пласта, что приводит к снижению их пористости и проницаемости.

Многочисленные исследования процессов солеотложения в скважинах показали, что применение мер предупреждения образования солей – это наиболее эффективный метод борьбы с ними.

На сегодняшний день разрабатываются и применяются способы предупреждения солеотложений, которые можно разделить на две группы: безреагентные и химические. Как показывает практика, наиболее технологичным и эффективным является закачка в скважины специальных химических реагентов – ингибиторов [1].

Пластовые воды Тарасовского месторождения принадлежат к хлоркальциевому типу. По результатам исследований, для данного типа вод (показатель стабильности 0,9) одним из наиболее эффективных и наименее коррозионно-активных ингибиторов предотвращения выпадения и осаждения карбоната кальция в растворах является ингибитор ИНСАН с рекомендуемой дозировкой – (20 – 50) мг/л [2].

Подача ингибитора в поток продукции осуществляется при помощи стационарных дозирочных установок – устьевой блок подачи реагента марки УБПР/04.00-0.7/250-0.26.

Дозирующая установка, подключенная через наземный трубопровод к устройству ввода, осуществляет постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство скважин.

Ингибитор под действием собственного веса перемещается по колонне насосно-компрессорных труб до насоса, где происходит его смешение со скважинной жидкостью в затрубном пространстве. Растворения ингибитора в нефти практически не происходит, как и накопления в жидкости затрубного пространства [3].

Анализ эффективности закачки ингибитора ИНСАН проводился по трём скважинам механизированного фонда Тарасовского месторождения (437; 411; 422). Результаты расчета технологических параметров закачки ингибитора представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета технологических параметров закачки ингибитора ИНСАН

| Показатель                                 | Номер скважины |       |       |
|--------------------------------------------|----------------|-------|-------|
|                                            | 437            | 411   | 422   |
| Количество ингибитора,<br>кг               | 275,6          | 275,6 | 275,6 |
| Расход ингибитора, кг/сут                  | 1,423          | 1,103 | 0,414 |
| Объем раствора реагента,<br>м <sup>3</sup> | 0,26           | 0,26  | 0,26  |

Технологический эффект ингибирования заключается в увеличении межремонтного периода, который определяется на основании эксплуатации насоса[4].

Межремонтный период до и после установки УБПР представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Межремонтный период на основании эксплуатации насоса до и после установки УБПР

| Показатель                                       | Номер скважины    |                   |                    |
|--------------------------------------------------|-------------------|-------------------|--------------------|
|                                                  | 437               | 411               | 422                |
| Марка насоса                                     | ЭЦНМ5<br>-80-2500 | ЭЦНМ5<br>-80-2500 | ЭЦНМ5<br>-50- 2850 |
| Межремонтный период до<br>установки УБПР, сут    | 168               | 170               | 164                |
| Межремонтный период<br>после установки УБПР, сут | 282               | 286               | 277                |

Объем дополнительно добытой нефти рассчитывается как разность объемов добычи нефти до и после проведения мероприятия. Результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Дополнительная добыча нефти после проведения мероприятий

| Показатель                        | Номер скважины |        |        |
|-----------------------------------|----------------|--------|--------|
|                                   | 437            | 411    | 422    |
| Дополнительная добыча<br>нефти, т | 555,09         | 631,04 | 268,94 |

После проведения мероприятия суммарный объем нефти за год увеличится на 0,039 тыс. т. Экономический эффект, полученный от мероприятия, составил 535,33 тыс. р. Прибыль от реализации проекта составила 428,264 тыс. р. Анализируя результаты расчетов можно сделать вывод, что применение УБПР с ингибитором ИНСАН будет целесообразным.

#### Список использованных источников

1. Мищенко, И.Т. Солеобразование при добыче нефти [Текст]: учебник / И.Т. Мищенко, В.Е. Кащавцев. – М.: Нефть и газ, 2004. – 432 с.
2. Годовой технико-экономический отчет ООО «РН-Пурнефтегаз» [Текст]. – Губкинский, 2012. – 35 с.
3. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие / И.Т. Мищенко. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
4. Расчет технико-экономических показателей по результатам внедрения мероприятий НПП [Текст]: учебно-методическое пособие / сост. В.В. Згонникова. – Архангельск: Изд-во АГТУ, 2004. – 20 с.
5. Альмухаметова, Э.М. Влияние увеличения дебита жидкости добывающей скважины на эффективность выработки запасов нефти [Текст] / Э.М. Альмухаметова, И.В. Владимиров, Р.Р. Варисова // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: материалы Международной научно-практической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во ГУП «ИПТЭР»: Изд-во ГАНУ ИНТНМ РБ, 2014. – С. 60-61.

УДК 551.252+552.578

### ИЗУЧЕНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Валеев Р.Ф.

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. Трещиноватость горных пород, характеризующаяся как разделение горных пород на систему трещин, приобретает актуальное значение в связи с тем, что происходит все большее обнаружение месторождений, в которых присутствуют трещинные коллекторы.

Ключевые слова: трещиноватость, генетическая классификация трещин, трещинные коллекторы.

UDC 551.252+552.578

### STUDY OF THE ROCK FISSURING

Valeev R.F.

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. Rock fissuring, characterized as the separation of rocks into system of cracks, becomes relevant because there is an increasing discovery of deposits in which there are fractured reservoirs.

Keywords: fissuring, genetic classification of cracks, fractured reservoirs.

Долгое время трещиноватости пород не уделялось должного внимания, хотя на некоторых месторождениях неоднократно были замечены следующие аномалии: при бурении скважины происходило значительное поглощение бурового раствора при малой проницаемости породы; на установившихся режимах фиксировались высокие дебиты при малых значениях проницаемости породы.

Залежи, характеризующиеся трещинными коллекторами, привязаны большей частью к плотным карбонатным породам, в некоторых районах и к терригенным отложениям. Хотя эти пласты и состоят из плотных пород, которые обладают низкой межзерновой проницаемостью, т.е. не способны фильтровать через себя жидкости, но тем не менее из них получают значительные притоки нефти к скважинам, что

характеризует о наличии разветвленной системы трещин, пронизывающих эти коллекторы.

В СССР наиболее ранние сведения о влиянии трещин на добычу получены при разведке и разработке Карлинского (в 1941г.), Кинзебулатовского (в 1943г.) месторождений в Башкортостане [1].

Десять лет спустя (в 1953-1954гг.) фонтанами были открыты в Дагестане (Селли, Гаши), Чечено-Ингушетии (Карабулак) месторождения нефти. Нефтенасыщенной оказалась 300-500м толща сильно трещиноватых известняков, до этого считавшихся бесперспективными для поисков.

В связи с тем, что традиционные методы изучения пород не могли дать полной характеристики, начинала формироваться новая проблема – изучение пород, отличительной особенностью которых была высокая трещиноватость.

Данная проблема впервые в 1954г. в Советском Союзе была рассмотрена во ВНИГРИ. Под руководством профессора Е.М.Смехова была организована группа, в которую входили специалисты различного профиля (геологи, геофизики, гидродинамики, математики). Работа заключалась в изучении закономерностей густоты, морфологии, ориентировки и других особенностей трещинных коллекторов.

В 1962г. под редакцией Е.М.Смехова и М.Х.Булач вышло методическое пособие по изучению трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа, в которое были включены итоги комплексных исследований за 10 лет (1955-1962гг.).

Гидродинамические исследования Е.С.Ромма о проводимости жидкости в тонких и сверхтонких щелях и литологические исследования Л.П.Гмид в больших петрографических шлифах [2], проводимые в лабораторных условиях, заложили теоретическую основу метода больших шлифов ВНИГРИ, который не утратил актуальности и в наше время. Этот метод позволяет более точно судить о структуре и генезисе порового пространства породы.

Е.С.Роммом были разработаны и предложены формулы, в которых рассчитываются коэффициенты для определения параметров трещинного коллектора – трещинная проницаемость, трещинная пористость и плотность трещин [4].

$$K_{\tau} = a \frac{b^3 l}{S}; m_{\tau} = \frac{b l}{S}; T = 1,57 \frac{l}{S}$$

где  $K_{\tau}$  – трещинная проницаемость, мД

$a$  – коэффициент, вводимый при подсчете проницаемости, величина его зависит от геометрии трещин:

- при двух взаимно перпендикулярных системах вертикальных трещин  $a = 1,71 \cdot 10^6$ ,

- при трех системах взаимно перпендикулярных трещин  $a = 2,28 \cdot 10^6$ ,

- при одной системе горизонтальных трещин  $a = 3,42 \cdot 10^6$ ,

- в случае хаотического расположения трещин  $a = 1,72 \cdot 10^6$

$b$  – раскрытость трещин, мкм

$l$  – суммарная длина трещин, мм

$S$  – площадь шлифа, мм<sup>2</sup>

$m_{\tau}$  – трещинная пористость, %

$T$  – плотность трещин, 1/мм

Существуют разнообразные классификации трещин, которые основаны на их генетических и механических признаках. Среди них известны классификации трещин В.Н.Белоусова, В.А.Гзовского, А.Е.Михайлова и др. Но несмотря на большой диапазон охвата разных сторон явления трещиноватости, эти классификации не обладают достаточной информативностью при изучении коллекторов сложного типа. В связи с

этим ВНИГРИ была разработана генетическая классификация трещин (рисунок 1) [3].

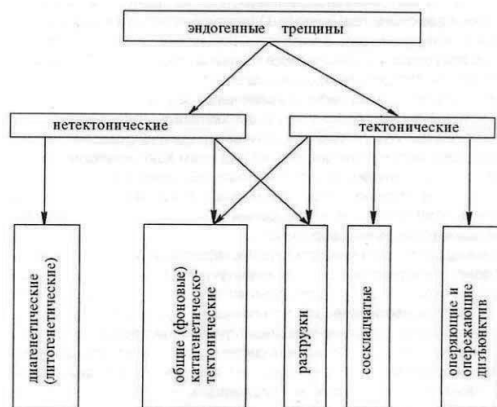


Рисунок 1 - Генетическая классификация трещин

Рассмотрим данную таблицу. Условно трещины можно разделить на два вида: экзогенные и эндогенные.

Экзогенные трещины, которые вызваны внешними по отношению к Земле силами, сформированы в самых верхних слоях литосферы и при поисках коллекторов не принимаются во внимание.

Образование эндогенных трещин характеризуется тектоническими и литологическими процессами. В природе нет четких границ влияния различных процессов на деформации, которые возникают в земной коре, так как довольно часто тектонические и нетектонические факторы накладываются друг на друга. В связи с чем, в данной таблице отнесение трещин к тектоническим и нетектоническим не является определяющим. Ниже более подробно опишем группы разделенных по генезису трещин.

1) Диагенетические трещины образуются в осадочных породах в процессе их становления (диагенеза) в связи с изменением их плотности и под влиянием нагрузки вышележащих горных пород. При изучении трещинных коллекторов практического значения не имеют.

2) Общие (фоновые) трещины катагенетическо-тектонического происхождения. Образуются в осадочной породе в результате растяжения, которое вызвано изменением объема пласта под влиянием давления вышележащих толщ. Являются фоном, на который накладываются трещины более поздних образований. Роль общих трещин в тектонике земной коры велика, так как при колебательных процессах малой амплитуды благодаря изменению их раскрытости и происходит сжатие и расширение пород без существенных дисъюнктивных и пликативных нарушений.

3) Трещины разгрузки образуются в результате изменения давления, которое вызвано поднятием породы. Порода, при поднятии ее с глубины, при частичной разгрузке (т.е. при снятии нагрузки в каком-то одном направлении) может растрескаться, либо расслоиться.

4) Соскладчатые трещины сопровождают пликативные пликативные деформации. Они характеризуются на участках пород, которые находятся в повышенно напряженном состоянии (перегибы слоев – периклиналы, своды, крылья).

Интенсивность таких трещин определяется характером и величиной деформации, и механическими свойствами деформируемых пород.

5) Оперяющие или опережающие дизъюнктивные трещины имеют локальное развитие и вытянутую область распространения. Кулисно расположенные системы трещин отрыва, образующие полосу вдоль смещения.

Данной классификацией наиболее рационально пользоваться при изучении участков, где помимо общих трещин возможно обнаружение складчатых трещин и трещин разгрузки.

Несмотря на наличие разнообразных направлений и методов изучения трещиноватости коллекторов (гидродинамические, геофизические, математические и др.), они продолжают основываться на прямых методах исследования (полевые и камеральные работы). В связи с этим следует выделить необходимость дифференцированного подхода к изучению структуры пустотного пространства и формирующих ее процессов, что подразумевает проведение детальных литологических исследований с широким применением современной оптической техники. Необходимо соблюдать принцип комплексности при изучении коллекторов. Наряду с геологическими и литологическими методами, требуется осуществлять промысловые, промыслово-геофизические и гидродинамические методы, лабораторные методы по исследованию петрофизических свойств и насыщенности пород.

#### Список использованных источников

1. Булач М.Х., Гмид Л.П., Белоновская Л.Г. Карбонатные породы-коллекторы фанерозоя нефтегазоносных бассейнов России и ее сопредельных территорий. СПб.: ВНИГРИ, 1996, 187 с.

2. Гмид Л.П. Результаты литолого-петрографического исследования трещиноватых пород Башкирского Приуралья, Южно-Минусинский впадины и Иркутского амфитеатра. Л., Тр. ВНИГРИ, вып. 121, 1958.

3. Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа. Л., ВНИГРИ, 1989.

4. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватости горных пород. М., Недра, 1966.

УДК 622.24.084

#### **ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПЛАСТОВ В РЕЖИМЕ ДЕПРЕССИИ**

Валеев Р.З., Шмагель М.А., Мустафин Т.С., Хизбуллин И.Т., Фаттахов М. М.

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет)*

Аннотация. Существующая технология первичного вскрытия пластов бурением в режиме депрессии не позволяет полностью исключить репрессзионное воздействие на коллектор - вследствие проведения спуско-подъемных операций (эффекта поршневания) на смену КНБК, окончательного каротажа, спуска хвостовика проявляется скин-эффект. В данной статье авторами предложена технология заканчивания горизонтальных стволов, полностью исключающая проявление скин-эффекта.

Ключевые слова: Депрессионная технология, скин-эффект, призабойная зона пласта, органобентонит, реологические свойства, репрессия.

UDC 622.24.084

#### **TECHNOLOGY IMPROVEMENT IS THE PRIMARY OPENING SEAMS IN THE MODE OF DEPRESSION**

Valeev R.Z., Shmagel M.A., Mustafin T.S., Hizbullin I.T., Fattakhov M.M.

*(Ufa State Petroleum Technological University)*

Abstract. The existing technology of the primary opening seams by drilling in the mode of depression will not completely eliminate the impact on the collector - as a result of the lowering of the lifting operations (effect of porshnevie), the BHA, the final logging, the descent of the shank is manifested skin effect. In this article, the authors propose a technology for completion of horizontal wells, which excludes the manifestation of the skin effect.

Key words: Depression technology, skin effect, bottomhole formation zone, organic bentonite, rheological properties, repression.

В настоящее время бурение на депрессии является перспективным способом заканчивания скважин. Опыт показывает, что при бурении на депрессии можно извлечь больше нефти, чем при вскрытии пласта в режиме репрессии [1]. Депрессионная технология первичного вскрытия эффективна при проводке вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных, многоствольных, многозабойных скважин. При этом особенностью применения депрессионной технологии первичного вскрытия является необходимость использования закрытой циркуляционной системы [2, 3, 4].

Для исключения репрессии на коллектор и проявления скин-эффекта при заканчивании скважины, при бурении на депрессии необходимо выполнение следующих условий:

- исключить разгазирование нефти в призабойной зоне пласта (ПЗП), следовательно, забойное статическое давление промывочной жидкости  $P_{ст.п.ж.}$  должно быть больше давления насыщения нефти растворенным газом  $P_{р.г.}$ , т.е.  $P_{ст.п.ж.} > P_{р.г.}$ ;

- исключить возникновение предельных напряжений и деформаций скелета ПЗП, ухудшающее фильтрационно-емкостные свойства (ФЭС) ПЗП и вызывающее необратимые деформации горной породы, соответственно теряется устойчивость стенок ствола; следовательно, забойное статическое давление промывочной жидкости должно быть больше давления на забое  $P_{у.с.с.}$ , при котором начнется нарушение устойчивости стенок ствола, т.е.  $P_{ст.п.ж.} > P_{у.с.с.}$ ;

- исключить создание положительного перепада давления в системе «забой скважины-пласт» (репрессию); следовательно, давление столба промывочной жидкости с учетом гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве при циркуляции промывочной жидкости не должны превышать пластовое давление  $P_{пл.}$ , т.е.  $P_{ст.п.ж.} + P_{г.д.с.з.} < P_{пл.}$  [5].

Основным условием для разработки технологии первичного вскрытия, обеспечивающей максимальное сохранение естественных ФЭС призабойной зоны пласта, а также условием подбора участков месторождений (объектов разработки), в которых возможно эффективное применение существующего депрессионного оборудования, будет система уравнений:

$$\begin{cases} P_{пл.} > P_{заб}^{г.д.п.ж.} > P_{заб}^{ст.п.ж.} \\ \Delta P > P_{пл.} - P_{заб} \\ [P_{у.с.с.}] > \Delta P \\ [P_{р.г.}] > \Delta P \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} P_{пл.} > P_{заб}^{г.д.п.ж.} \\ P_{пл.} < P_{заб}^{ст.п.ж.} + [P_{у.с.с.}] \\ P_{пл.} < P_{заб}^{ст.п.ж.} + [P_{р.г.}] \end{cases} \quad (1)$$

где  $[P_{у.с.с.}]$ ,  $[P_{р.г.}]$  - допустимые величины, характеризующие устойчивость стенок ствола, давление насыщения нефти растворенным газом, определяемые для условия конкретной скважины (объекта).

При соблюдении условий подбора объекта и технологии для депрессионного заканчивания (1) будет получен приток пластового флюида из пласта в процессе его первичного вскрытия.

Следует отметить, что величина гидродинамических потерь при циркуляции существенно меньше величины гидродинамических потерь при спуско-подъемных

операциях (СПО), поэтому подбор скважин-кандидатов (с известными/ожидаемыми пластовыми давлениями) ограничивается.

Авторами предложено, для увеличения диапазона выбора объектов и технологий, соответствующих условию (1), при вскрытии продуктивного пласта полностью исключить проведение спуско-подъемных операций при заканчивании горизонтальных стволов. Технология заключается в следующем:

- интервал до кровли продуктивного пласта обсаживается технической колонной с последующим его цементированием;

- бурение горизонтального участка на депрессии осуществляется одним долблением без СПО. Исключение могут составить проработки в процессе бурения с минимальными скоростями СПО, направленные на минимизацию рисков и осложнений при проводке;

- отдельного рейса на выполнение окончательного каротажа после завершения бурения ствола не планируется. Интерпретация ГИС осуществляется по данным, полученным при каротаже в процессе бурения LWD (Logging While Drilling). Для обеспечения прохождения расширенного комплекса LWD необходима техническая колонна диаметром 177,8 мм, горизонтальный участок бурится долотом 152,4 мм;

- исключается крепление горизонтального ствола хвостовиком (ствол не обсаживается), после окончания бурения осуществляется подъем компоновки с последующим освоением скважины. При этом, для исключения проявлений (выброса) жидкости в период сдвижки бурового станка и монтаже мобильного для освоения, необходимо перекрыть обсаженный ствол от горизонтального участка. Эту задачу выполняют взрыв-пакеры, ВУСы и прочие технико-технологические решения. Нами предложено в качестве изолирующего компонента использовать состав загущенной органобентонитом нефти. Интервал над блокирующим составом заполняется жидкостью требуемой плотности для обеспечения равновесия с пластом. Данный способ, в отличие от других, технологичен, так как для его реализации используются нефть (промысловый агент для бурения на депрессии) и органобентонит (используется для заготовления вязких пачек, прокачиваемых в процессе бурения на нефти). Кроме этого, удаление блокирующего состава возможно прокачкой через ЭЦН, что также является технологическим преимуществом предложенного решения.

Органобентонит является универсальным структурообразователем масляных сред. Придавая тиксотропную структуру любому маслу, он одновременно является загустителем масел, повышая их вязкость, так же резко повышает термостойкость и термостабильность различных систем, он может работать в агрессивных средах, в том числе в средах с любой минерализацией. С помощью органобентонита можно создавать системы из компонентов, которые в обычных условиях несовместимы, например, удержать в воде или в масле специальные вещества или химические элементы – носители определенных заданных свойств. Органобентонит может быть включен в составе РУО для придания требуемых реологических свойств - опыт применения таких составов свидетельствует об успешности бурении ряда скважин на месторождениях Западной и Восточной Сибири и в других регионах [4].

В настоящий момент осуществляется разработка состава блокирующего состава на основе нефти и органобентонита, с применением методов планирования эксперимента. В качестве исходных данных (входных параметров) приняты факторы, влияющие на реологические характеристики разрабатываемого состава: пластовая температура ( $X1_{\min}=50^{\circ}\text{C}$ ,  $X1_{\max}=90^{\circ}\text{C}$ ), концентрация органобентонита ( $X2_{\min}=2\%$ ,  $X2_{\max}=6\%$ ) и начальная температура нефти ( $X3_{\min}=20^{\circ}\text{C}$ ,  $X3_{\max}=40^{\circ}\text{C}$ ). По результатам работы возможно будет подбирать блокирующие составы с требуемыми реологическими свойствами для конкретных горно-геологических и технико-технологических условий.

Также следует отметить, что в случае реализации предложенного способа депрессионного заканчивания горизонтальных стволов, сократятся временные и материальные затраты. По существующей технологии после окончания бурения горизонтального участка на депрессии, выполняются отдельные рейсы на ГИС (окончательный каротаж), шаблонирование ствола и его крепление хвостовиком, сбивание грушевидной воронкой заглушек перфотверстий в хвостовике с последующим глушением скважины. В предложенном способе все эти операции не выполняются, что позволяет сократить процесс строительства депрессионных скважин на 3-5 сут. в зависимости от глубины скважины. Кроме этого, в условиях постоянного пластового давления полностью исключается репрессионное воздействие на коллектор, начиная с момента бурения горизонтального участка и завершая вводом скважины в эксплуатацию.

#### Список использованных источников

1. Д.Л. Бакиров, П.П. Подкуйко, Э.В. Бабушкин, М.М. Фаттахов, И.К. Ахметшин, Депрессионная технология: проблемы, решения, эффективность // Инновационные решения в строительстве скважин: материалы Всерос. научно-техн. конф. – г. Уфа, Изд-во УГНТУ, 2011 – 134 с.
2. Расчеты при бурении наклонных и горизонтальных скважин/Акбулатов Т.О., Левинсон Л.М., Салихов Р.Г., Янгиров Ф.Н./Учебное пособие для подготовки дипломированных специалистов по специальности 130504 "Бурение нефтяных и газовых скважин" направления 130500 "Нефтегазовое дело" / Министерство образования и науки РФ, Федеральное агентство по образованию, ГОУ ВПО "УГНТУ". Санкт-Петербург, 2005.
3. Нефтегазовое дело/ Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Исаков Р.А., Комлева С.Ф., Конесев Г.В., Левинсон Л.М., Попов А.Н., Сакаев Р.М., Санников Р.Х., Соловьев А.Я., Трушкин Б.Н., Чуктуров Г.К., Янгиров Ф.Н.//в 6 томах: учебное пособие Том 2 Бурение нефтяных и газовых скважин / Санкт-Петербург. - 2012.
4. Жидкость для глушения скважин/ Ахметов А.А., Дудов А.Н., Юнусов М.С., Докичев В.А., Конесев Г.В., Мулюков Р.А., Янгиров Ф.Н., Галаятудинов А.А., Истомин Н.Н., Петров Д.В., Киряков Г.А.// Патент на изобретение **RUS 2187532 05.04.2001**.
5. Троицкий А.М. Файнштейн В.Н. Буровые растворы на углеводородной основе с применением органобентонита // Бурение и нефть. 2010. -№3. С. 42-43
6. Стабинскас А.П., Султанов Ш.Х., Янгиров Ф.Н., Борисов Г.А. Необходимые условия информационной среды для объективного анализа результатов применения технологий добычи нефти. В сборнике: Инновационные решения в строительстве скважин Материалы Всероссийской научно-технической конференции. УГНТУ; Волго-Камское отделение РАЕН. 2011. С. 118-122.
7. Реагент комплексного действия для технологических жидкостей, применяемых в бурении и капитальном ремонте скважин/ Валитов Р.А., Конесев Г.В., Докичев В.А., Мулюков Р.А., Юнусов М.С., Исаков Р.А., Ежов М.Б., Янгиров Ф.Н., Соловьев А.Я., Байбулатова Н.З., Конесев С.Г., Шакиров Р.Р., Полякова Р.К., Алимбеков Р.И., Конесев В.Г., Власова Л.И.// Патент на изобретение **RUS 2271378 06.01.2004**.
8. Жидкость для глушения скважин/ Исаков Р.А., Ахметов А.А., Дудов А.Н., Конесев Г.В., Докичев В.А., Киряков Г.А., Мулюков Р.А., Янгиров Ф.Н., Юнусов М.С., Биглова Р.З., Байбулатова Н.З., Петров Д.В., Соловьев А.Я., Конесев В.Г., Докичев Т.В.// патент на изобретение **RUS 2260112 18.05.2004**
9. Тагиров, К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. - М.: "Недра-Бизнесцентр", 2003. - С. 90-94.
10. Пути совершенствования технологии первичного вскрытия пластов в режиме депрессии/ Гинейт В.С., Фаттахов М.М., Янгиров Ф.Н.//В сборнике: Проблемы и тенденции развития инновационной экономики: международный опыт и российская

практика сборник научных трудов по материалам I Международной научно-практической конференции. ФГБОУ ВПО "Уфимский государственный нефтяной технический университет". 2013. С. 153-158.

11 Комплексное улучшение свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов [Текст] / В.П. Матюшин, Г.В. Конесев, Т.Д. Дихтярь, В.Г. Конесев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 217-222.

УДК 622.2

## **ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

Вильданов И.Г., Гусейнова Е.Л.

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. Одним из важных условий сохранения естественной проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии является максимально возможное снижение репрессии на продуктивный пласт.

Ключевые слова: первичное вскрытие продуктивного пласта, депрессия, коллекторские свойства пласта, промывочная жидкость

УДК 622.2

## **IMPROVING THE QUALITY OF PRODUCTIVE LAYERS OPENING**

Vildanov I.G., Guseynova E.L.

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. One of the important conditions for the preservation of natural permeability of the productive formation when the opening is maximum possible reduction of repression on the producing formation.

Key words: the primary opening of a productive layer, depression, reservoir properties, drilling fluid

Совершенствование технологий заканчивания скважин проводится, в основном, по двум направлениям [1]:

- способам (методам) и техническим средствам [2, 3, 4 и др.];
- технологическим жидкостям, используемым на различных этапах заканчивания скважин [5, 6, 7, 8, 9, 10 и др.].

Второе направление связано с поиском и внедрением различных типов технологических жидкостей, либо химических реагентов к ним, которые будут снижать зону проникновения фильтрата в пласт, повышением степени схожести фильтрата с пластовыми флюидами и исключением по-возможности из состава твердой, практически нерастворимой дисперсной фазы [1]. Но это направление достаточно тесно связано с первым, поскольку снижение зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости и ее компонентов в продуктивный пласт лучше всего обеспечивается при его вскрытии на депрессии или на равновесии.

Основой для принятия решения о применении технологии вскрытия продуктивных пластов при отрицательном дифференциальном давлении (ОПД) в системе «скважина-пласт» являются горно-геологические условия.

Выбор пластов, наиболее перспективных для вскрытия на ОПД производится на основе обобщения отечественной и зарубежной практики применения данной технологии и её сущности. Диапазон изменения дифференциального давления выбирается из условий предупреждения возможных поглощений буровой промывочной жидкости, осыпей,

обвалов и других осложнений ствола скважины, а также из требований охраны недр и экологии.

Проведение буровых работ с регулированием дифференциального давления в системе «скважина-пласт» разрешается «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101, согласно которым, допустимая депрессия на стенки скважины при бурении не должна превышать 10-15 % эффективных скелетных напряжений (разность между горным и поровым давлением пород), а при освоении скважин допустимая депрессия из условия обеспечения устойчивости призабойной зоны пласта составляет 0,5 МПа.

Для строительства скважины при использовании технологии вскрытия продуктивных пластов на депрессии, применяется комплекс специального технологического оборудования. Технологическая схема обвязки устьевого оборудования в интервале вскрытия пласта при ОПД представлена на рисунке 1.

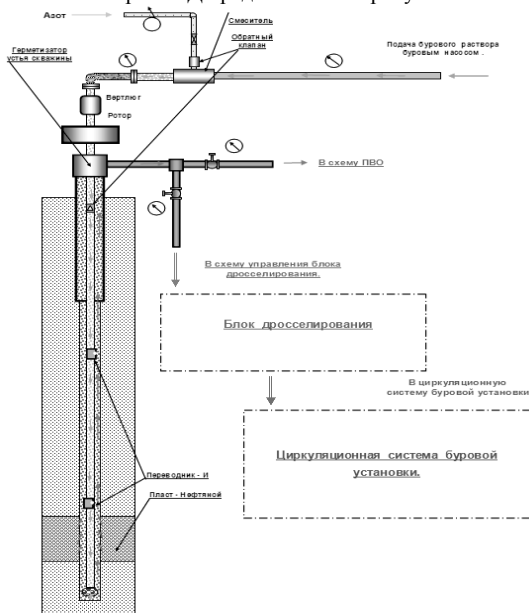


Рисунок 1 – Технологическая схема обвязки устьевого оборудования в интервале вскрытия пласта при ОПД

С буровых насосов по линии манифольда подаётся буровой раствор на смеситель, к которой подсоединена линия азотной установки, оснащенная обратным клапаном. Образовавшуюся газожидкостную смесь (ГЖС) под давлением через колонну буровых труб и КНБК закачивают в скважину. После заполнения скважины ГЖС создается избыточное давление на устье и осуществляется пробная циркуляция для проверки наземных узлов и элементов наземной части замкнутой системы. Бурение начинают после достижения оптимального состояния технологических параметров промывки в её наземной части, отвечающих необходимым условиям для создания режима ОПД.

Для ограничения перепадов давления при выполнении наращивания путём сохранения непрерывной прокачки бурового раствора применяется переводник с

обратным клапаном для поддержания постоянной циркуляции. Другим методом предотвращения скачков давления на забое является установка инжекторных переводников.

Перед наращиванием инструмента и перед СПО отключается насос высокого давления, подача жидкой фазы прекращается и производится закачка только газа до полного заполнения колонны бурильных труб. Таким образом, после выполнения наращивания, первым флюидом в затрубном пространстве становится газ. Цель этих процедур состоит в компенсации веса дегазированного флюида в верхней части скважины. Такая же идея используется при СПО. Колонна бурильных труб заполняется газом вместе с достаточным участком затрубного пространства для разгрузки скважины. Дифференциальное давление при этом отрицательное и сохраняется режим ОПД.

Поступающая из скважины промывочная жидкость через герметизатор устья скважины, попадает в блок дросселирования, оттуда в циркуляционную систему буровой установки, где через гидrocиклоны и сепаратор происходит отделение твердой фазы и газа, затем промывочная жидкость поступает в приёмную ёмкость, компенсационную ёмкость и подаётся на буровые насосы.

При бурении следят за пропусками жидкости или ГЖС через уплотнительный узел ПВ, которые возникают при несоосности ПВО с ротором, а также по мере износа резинового уплотнительного элемента или его порыва (отрыва от ствола).

Спускopодъёмные операции осуществляются с открытым (вращающийся узел извлекается из корпуса ПВО) или герметизированным устьем через резиновый элемент вращающегося узла. При подъёме колонны бурильных труб с герметизированным устьем следят за значением избыточного давления на устье. Если оно не падает после подъёма труб из скважины и периодического долива жидкости в трубы и кольцевое пространство, то проводят работы по ликвидации флюидопроявлений согласно утвержденным инструкциям.

Технология вскрытия продуктивных пластов при отрицательных перепадах давления позволяет обеспечить дебит построенной скважины, примерно, на 30 % выше, чем при традиционном вскрытии пластов на репрессии. При установке скважинного фильтра-хвостовика ФСК-ПГ-73/102-1100 значительно предотвращается вынос песка в процессе эксплуатации и повышается возможность контроля скважины, что, в среднем, на 60 % увеличивает межремонтный период ГНО.

#### Список использованных источников

1 Повышение качества первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов [Текст]: учебник / Н.А. Петров, В.Г.Султанов, И.Н. Давыдова, В.Г. Конесев. – СПб.: Недра, 2007. – 544 с.

2 Перспективное направление повышения качества вскрытия продуктивных пластов – [ogbus.ru/authors/SalikhovRG/SalikhovRG\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/SalikhovRG/SalikhovRG_1.pdf).

3 Современные технологии вскрытия трещиноватых карбонатных пород-коллекторов на депрессии при бурении горизонтальных скважин – [i-ngpr.ru/archive/9518](http://i-ngpr.ru/archive/9518).

4 Квеско, Н.Г. Бурение на депрессии – перспективный метод вскрытия продуктивных пластов для обеспечения максимальной производительности скважин [Текст] / Н.Г. Квеско, А.А. Харитонов. – [elibrary.ru/item.asp](http://elibrary.ru/item.asp)

5 Чудновская, А.В. Исследование устойчивости инвертных эмульсий на основе растительных масел [Текст] / А.В. Чудновская, Т.Д. Дихтярь, Ф.Н. Янгиров // Повышение качества строительства скважин: сборник научных трудов II Международной научно-технической конференции / отв. ред. Ф.А. Агзамов. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2010. – С. 259-261.

6 Комплексное улучшение свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов [Текст] / В.П. Матюшин, Г.В. Конесев, Т.Д. Дихтярь,

В.Г. Конесев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 217-222.

7 Гисматова, К.Х. Разработка и исследование инвертно-эмульсионных растворов для работы с продуктивными пластами [Текст] / К.Х. Гисматова [и др.]. – Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы Восьмой Всероссийской научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Муравленко Виктора Ивановича). – Тюмень. – 2012. – 259 С.

8 Исмаков, Р.А. Управление свойствами технологических жидкостей для вскрытия продуктивных пластов [Текст]: учебное пособие / Р.А. Исмаков, Н.А. Петров, Г.В. Конесев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 153 с.

9 Исследование и разработка реагентов для регулирования свойств инвертных эмульсионных растворов [Текст] / М.А. Исагилов, Л.Ю. Фей, А.С. Перепелкин, Д. Жчао, Т.Д. Дихтябрь // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 325-329.

10 Пат. 2590254 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Буровой комплексный реагент для промысловых жидкостей на водной основе [Электронный ресурс] / Конесев В.Г., Янгиров Ф.Н., Дихтябрь Т.Д., Ибатуллин Д.Ф., Салихов И.Ф., Яхин А.Р.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2015110263/03; заявл. 23.03.2015; опубл. 10.07.2016, Бюл. № 19. – Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).

УДК 622.276.34

### **ВЛИЯНИЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ СТВОЛА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ В ПОСЛОЙНО-НЕОДНОРОДНОМ ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТЕ НА ВЕЛИЧИНУ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ**

И.В. Владимиров, Б.А. Ерёмченко  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. В настоящее время актуальной проблемой разработки залежей нефти с трудно извлекаемыми запасами (ТИЗ) является оптимальное использование скважин с горизонтальными стволами (ГС). В частности, не решенными проблемами являются вопросы размещения стволов ГС в послойно неоднородных пластах, разрабатываемых с применением заводнения. В настоящей работе рассмотрены эти вопросы.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, трудно извлекаемые запасы, послойно-неоднородный пласт по проницаемости,

UDC 622.276.34

### **INFLUENCE OF THE LOCATION OF THE STEM OF THE HORIZONTAL WELL IN THE POST-INHOMOGENEOUS ON THE PERMEABILITY OF THE PLAST ON THE AMOUNT OF THE COEFFICIENT FOR THE EXTRACTION OF OIL**

I.V. Vladimirov, B.A. Eremenko  
(USPTU)

Abstract. At present, the optimal use of wells with horizontal trunks is an urgent problem of developing oil deposits with difficultly recoverable reserves. In particular, the problems of locating the trunks of the HS in stratified heterogeneous strata developed with the use of water flooding are not solved problems. In this paper, these questions are considered.

Keywords: horizontal well, hard-to-recover reserves, layer-inhomogeneous reservoir for permeability,

**Постановка задачи.** Целью исследования является изучение влияния послойной неоднородности пласта проницаемости продуктивных пластов на величину коэффициента извлечения нефти (КИН) при разработке залежей высоковязкой нефти с применением ГС [1,2,3]. Рассматривалась залежь, коллектор которой состоит из двух слоев с разной проницаемостью. Предположим, что проницаемость нижнего слоя составляет  $1 \text{ мкм}^2$ , а проницаемость верхнего слоя изменяется в диапазоне от  $0.001 \text{ мкм}^2$  до  $1 \text{ мкм}^2$ . Ставилась задача определения оптимального расположения ГС в послойно неоднородном пласте для максимальной выработки запасов нефти. Для этого были рассмотрены различные варианты задачи, сравнение которых позволило установить наиболее эффективное размещение ствола ГС.

Расчёты проводились в гидродинамическом симуляторе – RoxarTempestMore 6.7. В качестве модели был выбран участок пласта с размерами  $1000 \times 1000 \times 10 \text{ м}$  и расчетной сеткой  $20 \times 20 \times 10$ . Мощности слоев пласта разной проницаемости составляют по  $5 \text{ м}$ . Основные параметры модели указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для моделирования залежи

| Параметры                                        | Значение |
|--------------------------------------------------|----------|
| Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>               | 900      |
| Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>                | 1100     |
| Пористость, %                                    | 30       |
| Пластовая температура, град                      | 30       |
| Пластовое давление, МПа                          | 9,5      |
| Давление насыщения, МПа                          | 3        |
| Динамическая вязкость, мПа*с                     | 400      |
| Глубина залегания пласта, м                      | 800      |
| Геологические запасы залежи, тыс. м <sup>3</sup> | 2542     |

Критерием остановки расчёта при моделировании является достижение предельной обводнённости равной 98 %. Рассматривались варианты разработки с применением горизонтальных и вертикальных скважин [4].

Длина горизонтальной части добывающих скважин – 400 м.

**Первый вариант.** Добывающие ГС находятся в верхнем слое пласта (проницаемость слоя в зависимости от задачи изменяется от  $1 \text{ мД}$  до  $1 \text{ Д}$ ), а нагнетательные ВС перфорированы в нижнем слое с проницаемостью –  $1 \text{ Д}$  (рисунок 1).

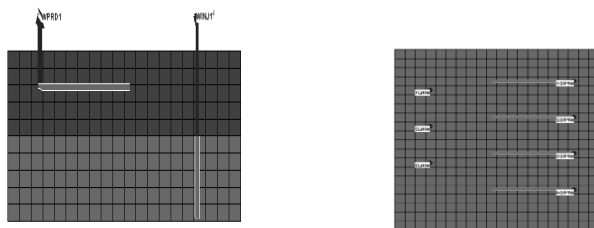


Рисунок 1 – Расположение добывающих ГС и нагнетательных ВС по первому варианту (вид сбоку и сверху)

**Второй вариант.** Нагнетательные ВС перфорированы в верхнем слое пласта, а добывающие ГС расположены в нижнем (рисунок 2).

Влияние послойной неоднородности поля проницаемости пласта на КИН при сопоставлении вариантов 1 и 2 представлены на рисунке 3.

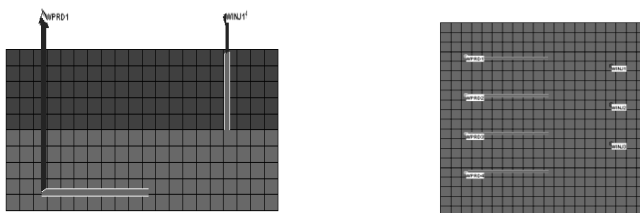


Рисунок 2 – Расположение добывающих ГС и нагнетательных ВС по второму варианту (вид сбоку и сверху)

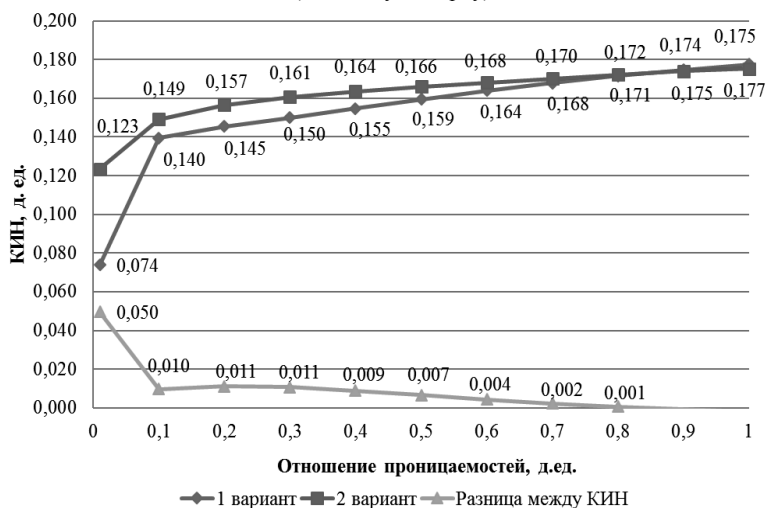


Рисунок 3 – Влияние послойной неоднородности поля проницаемости пласта на КИН (сопоставление 1 и 2 вариантов)

**Выводы.** Проведённые исследования показали следующее:

1. Для получения максимального коэффициента извлечения нефти необходимо располагать горизонтальные добывающие скважины в высокопроницаемых слоях, а стволы вертикальных нагнетательных скважин (НС) перфорировать в низкопроницаемых слоях.
2. Оптимальное расположение и перфорация стволов ГС и ВС позволяет получить максимальный прирост КИН в пластах с наибольшей послойной неоднородностью поля проницаемости.

#### Список использованных источников

1. Влияние расположения ствола горизонтальной скважины на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин [Текст]/ А.Р.Сарваров, В.В. Литвин, И.В.

Владимиров, О.С. Тюфякова, Т.Г. Казакова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – №12. – С.61-63.

2. Исследование эффективности размещения горизонтальных и вертикальных скважин в залежах слоистого геологического строения [Текст]/ И.В. Владимирив, Н.И. Хисамутдинов, Е.В. Задорожный, В.В. Литвин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – № 5. – С. 8-12.

3. Владимирив, И.В. Опыт применения технологий нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти месторождения Северные Бузачи [Текст]/ И.В. Владимирив, О.Н. Пичугин, А.В. Горшков // Нефтепромысловое дело – 2013. – № 11. – С.46-52.

4. Владимирив, И.В. Технологии разработки месторождений высоковязких нефтей [Текст] / И.В. Владимирив, Э.М. Альмухаметова, Н.Х. Габдрахманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016 [Текст]: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С.75-84.

УДК 622.276.8

### **ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ СНПХ-6438 В СИСТЕМЕ ППД ЯШЛЯУСКОГО ТП НГДУ «АЗНАКАЕВСКНЕФТЬ»**

Н.А. Ворсина, А.Ф. Миллер

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)*

Аннотация: в статье рассматривается опытно-промышленные испытания ингибитора СНПХ-6438 для защиты нефтепромыслового оборудования (НПО) от внутренней коррозии в системе ППД Яшляуского ТП НГДУ «Азнакаевскнефть», после чего был установлен экономический эффект от применения данного ингибитора коррозии. Было установлено, что ингибитор коррозии СНПХ-6438 может промышленно использоваться для защиты от коррозии оборудования при удельном расходе 30 г/м<sup>3</sup> по технологии непрерывного дозирования.

Ключевые слова: экономический эффект, коррозия, трубопровод, система ППД, ингибитор, дозирование.

UDC 622.276.8

### **SNPCH-6438 CORROSION INHIBITOR APPLICATION IN RESERVOIR-PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM IN JASHLYAUSKOE TP NGDU “AZNAKAEVSKNEFT”**

N.A. Vorsina, A.F. Miller

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)*

Abstract: the article discusses the SNPCH-6438 inhibitor pilot testing for oilfield equipment from internal corrosion protecting in the in reservoir-pressure maintenance system in Jashlyauskoe TP NGDU “Aznakaevskneft”, after which the economic effect of the corrosion inhibitor application was calculated. It was stated that the SNPCH-6438 corrosion inhibitor may be used for industrial equipment corrosion protection under a specific flow of 30 g/m<sup>3</sup> on continuous dosing technology.

Key words: economic effect, corrosion, pipeline, pressure maintenance system, inhibitor, dosing.

Нефть является агрессивной средой, поэтому ее свойства вызывают коррозионное разрушение рабочих поверхностей оборудования и механизмов, соприкасающихся с жидкостями. Убытки от коррозии в среднем оцениваются в 4% от национального дохода экономически развитых стран.

Ингибиторная защита является одним из наиболее простых, эффективных и во многих случаях экономически целесообразных методов борьбы с коррозией. Высокий антикоррозионный эффект СНПХ-6438 проявляет в агрессивных средах, содержащих сероводород, а также в солянокислых средах, используемых при обработках призабойной зоны пласта (ПЗП). [1]

Результаты опытно - промышленных испытаний показали, что ингибитор коррозии СНПХ-6438 может использоваться для защиты НПО от внутренней коррозии на Яшляуского ТП при удельном расходе 30 г/м<sup>3</sup> по технологии непрерывного дозирования. Кроме того СНПХ-6438 обладает эффектом последействия, который позволяет прекратить подачу ингибитора на определенное время. [2,3] Поэтому данный ингибитор может применяться и по технологии периодической обработки ударной концентрацией. Проведем расчет экономического эффекта от использования ингибитора СНПХ-6438 по двум технологиям: [4,5]

- непрерывного дозирования (удельный расход 30 г/м<sup>3</sup>);
- периодической обработкой (время обработки ударной концентрацией ингибитора коррозии (100-150 г/м<sup>3</sup>) составляет 8 часов, периодичность обработки 2 раза в неделю).[6,7,8]

Расчет экономического эффекта в первом случае выполнен на основе фактических данных опытно - промышленных испытаний, во втором случае – на основе результатов лабораторных исследований.[9,10,11]

В качестве базы сравнения при расчете экономической эффективности применения ингибитора коррозии СНПХ-6438 принята защита водоводов ингибитором СНПХ-1004 по технологии непрерывного дозирования.[12,13,14]

Расчет экономического эффекта от СНПХ-6438 составлен на примере ингибиторной защиты системы водоводов Яшляуского ТП протяженностью 228 км при среднесуточном объеме перекачиваемой жидкости 10000 м<sup>3</sup>. В расчете использованы договорные цены на приобретение ингибиторов коррозии. Данные для расчета экономического эффекта (Базовый; Новый 1; Новый 2):

1. Среднегодовой объем перекачиваемой жидкости - 3650 тыс. м<sup>3</sup>
2. Годовой расход ингибитора – 91,25; 109,50; 52,50 Т
3. Стоимость 1 т ингибитора – 32260; 24163; 24163 тыс. руб.
4. Мощность установки ингибирования - 2,2 кВт
5. Стоимость электроэнергии - 67,33 коп/кВт\*ч
6. Продолжительность работы установки – 8760; 8760; 840 Час / год
7. Протяженность защищаемых водоводов - 228 Км
8. Налог на прибыль – 24% [15,16,17]

Таблица 1 - Расчет экономического эффекта (вариант 1)

| N<br>п/п | Показатели                                                                                                           | Абсолютные значения показателей,<br>тыс. руб.    |
|----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| 1.       | Стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия при базовом варианте:<br>- стоимость ингибитора коррозии    | $91,25 * 32260 = 2943,7$                         |
| 2.       | Стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия при дозировании СНПХ-6438:<br>- стоимость ингибитора коррозии | $109,50 * 24163 = 2645,8$                        |
| 3.       | Экономический эффект:<br>- на объект<br>- на 1 км водовода                                                           | $2943,7 - 2645,8 = 297,9$<br>$297,9 / 228 = 1,3$ |

|    |                                                                                             |                                               |
|----|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| 4. | Налог на прибыль                                                                            | $297,9 * 0,24 = 71,5$                         |
| 5. | Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия в расчете:<br>- объект<br>- на 1 км водовода | $297,9 - 71,5 = 226,4$<br>$226,4 / 228 = 1,0$ |

Таблица 2 - Расчет экономического эффекта (вариант 2)

| N<br>п/п | Показатели                                                                                                                         | Абсолютные значения показателей, тыс.<br>руб.                                               |
|----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1.       | Стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия при базовом варианте:<br>- стоимость ИК<br>- затраты на дозирование ИК    | $2943,7 + 13,0 = 2956,7$<br>$91,25 * 32260 = 2943,7$<br>$2,2 * 0,6733 * 8760 / 1000 = 13,0$ |
| 2.       | Стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия при дозировании СНПХ-6438:<br>- стоимость ИК<br>- затраты на дозирование ИК | $1268,5 + 1,2 = 1269,7$<br>$52,5 * 24163 = 1268,5$<br>$2,2 * 0,677 * 840 / 1000 = 1,2$      |
| 3.       | Экономический эффект:<br>- на объект<br>- на 1 км водовода                                                                         | $2956,7 - 12,69,7 = 1687,0$<br>$1687,0 / 228 = 7,4$                                         |
| 4.       | Налог на прибыль                                                                                                                   | $1687,0 * 0,24 = 404,9$                                                                     |
| 5.       | Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия в расчете:<br>- объект<br>- на 1 км водовода                                        | $1687,0 - 404,9 = 1282,1$<br>$1282,1 / 228 = 5,6$                                           |

Как следует из расчета, экономический эффект в расчете на весь объект составил 297,9 тыс. рублей и 1687,0 тыс. рублей при технологиях непрерывного и периодического дозирования соответственно, а на 1 км водовода соответственно 1,3 тыс. рублей и 7,4 тыс. рублей.[18,19,20]

#### Список использованных источников

1. Сохошкин, С.К. Комплексный подход к моделированию процесса образования трещины ГРП[Текст]/ С.К. Сохошкин, Е.А. Ещеркин// Итоги науки и техники. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – С. 73-153.
2. Исследование влияния геолого-технологических показателей на эффективность гидроразрыва пласта [Текст]/ С.А. Иванов, К.Г. Скачек,И.В. Галкин, А.В. Растегаев, С.А. Шихов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 42-45.
3. Ворсина, Н.А. Вопросы оценки эффективности проведения гидравлического разрыва пласта [Текст] / Н.А. Ворсина, Р.А. Нафикова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 295-301.
4. Ворсина, Н.А. Опыт подготовки студентов по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Н.А. Ворсина // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы научно-практической конференции с международным участием (Самара, 12-13 мая 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тянь. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2016. – С. 15.
5. Ворсина, Н.А. Вклад дисциплины «Основы нефтегазового дела» в подготовку

будущих специалистов нефтяной отрасли [Текст] / Н.А. Ворсина // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 96-100.

6. Ворсина, Н.А. Основы методики оценки эффективности соляно-кислотной обработки [Текст] / Н.А. Ворсина, И.В. Шокуров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 279-286.

7. Нафикова, Р.А. Формирование компетенций при изучении специальных дисциплин [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы научно-практической конференции с международным участием (Самара, 12-13 мая 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тянь. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2016. – С. 25.

8. Нафикова, Р.А. Разделение стойких нефтяных эмульсий с использованием микроволн [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 144-150.

9. Нафикова, Р.А. «Старение» промысловых нефтешламов при длительном хранении в открытых амбарах и критерии его оценки [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 153-156.

10. Миннигалимов, Р.З. Совершенствование технологии переработки нефтяных шламов [Текст] / Р.З. Миннигалимов, Р.А. Нафикова // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 105-107.

11. Нафикова, Р.А. Разработка и результаты применения технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов СВЧ [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 149-152.

12. Пат. 116856 Российская Федерация, МПК С 10 G 15/08. Установка переработки амбарных углеводородов [Электронный ресурс] / Нафикова Р.А.; патентообладатель Нафикова Резеда Абузаровна. – № 2011127973/15; заявл. 07.07.2011; опубли. 10.06.2012, Бюл. № 16. – Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).

13. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты [Текст] / Р.А. Нафикова, Т.Д. Дихтябрь // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 4. – С. 52-55.

14. Нафикова, Р.А. Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях разработки месторождений [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 341-347.

15. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова, Л.М. Баязитова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.

16. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Рускинского месторождения / З.А. Гарифуллина, И.К. Хламушкин, А.Х. Габзалилова,

Д.В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 197-207.

17. Гарифуллина, З.А. К вопросу о ключевых особенностях управления буровыми предприятиями [Текст] / З.А. Гарифуллина, Т.Д. Дихтябрь, Р.Р. Степанова // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2014. – № 1 (12). – С. 127-133.

18. К вопросу о расчете прироста добычи нефти от осуществления мероприятий по интенсификации [Текст] / И.К. Хламушкин, З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова, Р.Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1. – С. 21-25.

19. Габзалилова, А.Х. Снижение коэффициентов трения в горизонтальных скважинах с использованием скважинных вибраторов [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин, Л.Б. Хузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 5. – С. 4-8.

20. Янтурин, Р.А. О некоторых аспектах увеличения длины эффективного бурения горизонтального интервала или бокового ответвления ствола скважины [Текст] / Р.А. Янтурин, А.Х. Габзалилова, А.Ш. Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 2. – С. 28-31.

УДК 622.276

#### **ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА МАЛОБАЛЫКСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

А.Ф.Габзалилова, Л.Р. Баязитова

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация: Эффективность разработки Малобалыкского месторождения во многом зависит от успешности геолого-технических мероприятий. За период с 2006 по 2016 гг успешность проведения ГРП составила 60%. Отклонения по штукам и дополнительной добыче связано с низкой эффективностью ГРП, сильными темпами падения добычи нефти и обводнением скважин, перераспределением кандидатов на другие месторождения общества.

Ключевые слова: ГРП, операция, успешность, добыча, ГТМ

UDC 622.276

#### **HYDRAULIC FRACTURING APPLICATION EFFICIENCY AT MALOBALYKSКОЕ OIL FIELD**

A.F. Gabzalilova, L.R. Bayazitova

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)*

Abstract: The effectiveness of Malobalykskoe oil field development largely depends on the success of geological-technical measures. For the period from 2006 to 2016 the success of hydraulic fracturing operations came in at 60%. Deviations of pieces and additional production is due to the low fracturing efficiency, strong rate of oil production decline and well flooding, the transfer of candidate wells to other oil fields.

Key words: hydraulic fracturing, operation, success, production, well interventions.

Малобалыкское месторождение, разрабатываемое НГДУ «Юганскнефтегаз», находится на третьей стадии разработки, в ходе которой снизилась проницаемость призабойных зон скважин. Для увеличения проницаемости объекта применяют геолого-

технические мероприятия. Добыча нефти от ГТМ за период 2006-2016 гг составила 60 % (рисунок 1)

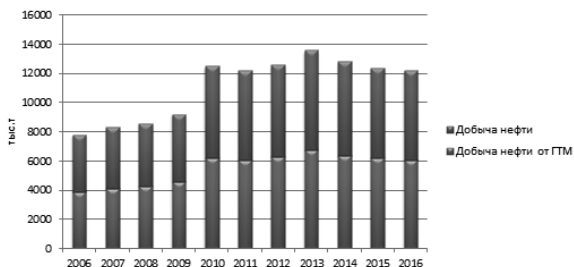


Рисунок 1 – Сравнительная динамика по годам общей и дополнительной от ГТМ добычи нефти

Одним из наиболее эффективных ГТМ является гидроразрыв пласта. За последние десять лет, следует сделать вывод, что в период с 2006 по 2016 гг. проведено 48 операций ГРП, из которых только на 29 скважинах операции ГРП прошли успешно, что составляет 60,4%. Остальные 19 проведенных ГРП неуспешны в связи: с низким пластовым давлением, низкими фильтрационно-емкостными свойствами, неподтверждением характера насыщения, развитием трещины в водонасыщенные пласты, когматацией призабойной зоны пласта. Тем не менее Юганскнефтегаз, в случае получения эффекта увеличения нефтеотдачи после гидроразрыва пласта с учетом фильтрационных свойств, выполняет рефрак (повторный ГРП). На рисунке изображена динамика показателей скважины после проведения повторной операции на Ачимовском пласте.

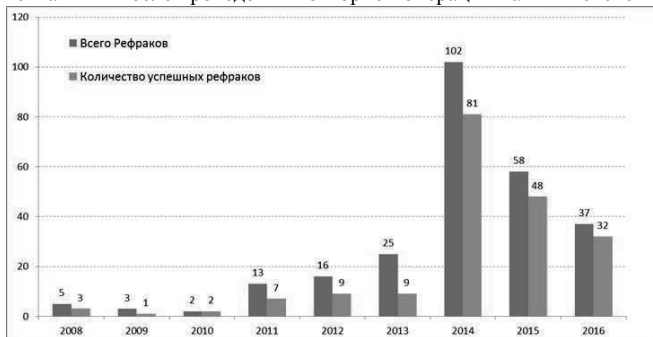


Рисунок 2 – Анализ проведенных рефраков на Ач<sub>1-3</sub>

В период с 2008 по 2016 гг. на объекте Ач<sub>1-3</sub> на 261 скважинах проведены повторные ГРП (рефраки), из них 192 операции прошли успешно, что составляет 74% от всех рефраков. Безуспешность остальных рефраков объясняется следующим образом: в 45 скважинах были неверные исходные данные для дизайна; в 24 скважинах не достигнуто достаточного давления для разрыва. Средний прирост нефти составил 17,7 т/сут, средняя обводненность – 58 %.

Гидравлический разрыв пласта остаётся на вершине востребованных методов применения геолого-технических мероприятий, так как именно ГРП эффективно прорабатывает призабойную зону пласта от когматации. Данная операция которая может существенно не только повысить приток интенсификации нефти несмотря на

состояние эксплуатационного фонда с характерной изношенностью, но и снизить затраты на бурение новых скважин и их эксплуатацию.

#### Список использованных источников

1. Габзалилова, А.Х. Снижение коэффициентов трения в горизонтальных скважинах с использованием скважинных вибраторов [Текст] / А.Х. Габзалилов, Р.А. Янтурин, Л.Б. Хузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 5. – С. 4-8.
2. Янтурин, Р.А. О некоторых аспектах увеличения длины эффективного бурения горизонтального интервала или бокового ответвления ствола скважины [Текст] / Р.А. Янтурин, А.Х. Габзалилова, А.Ш. Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 2. – С. 28-31.
3. Гарифуллина, З.А. К вопросу о ключевых особенностях управления буровыми предприятиями [Текст] / З.А. Гарифуллина, Т.Д. Дихтарь, Р.Р. Степанова // Современные фундаментальные и прикладные исследования. – 2014. – № 1 (12). – С. 127-133.
4. К вопросу о расчете прироста добычи нефти от осуществления мероприятий по интенсификации [Текст] / И.К. Хламушкин, З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова, Р.Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1 (95). – С. 21-25.
5. Kuleshova, L.S. On the aspect of application of liquid thermal insulation for preventing well head equipment from freezing [Text] / L.S. Kuleshova, A.I. Khakimova, R.R. Kadyrov // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 260-264.
6. Kuleshova, L.S. The investigation of non-stationary water-flood using statistical approaches [Text] / L.S. Kuleshova, I.G. Fattakhov, R.R. Kadyrov // European Science and Technology: materials digest of the international research and practice conference / a team of authors. – Wiesbaden: Bildungszentrum Roden, 2012. – Vol. I. – P. 182-186.
7. Fattakhov, I.G. The method of wellhead thermal insulation in injection wells [Electronic resources] / I.G. Fattakhov, R.R. Kadyrov, L.S. Kuleshova // Electronic scientific journal "Oil and Gas Business". – 2012. – № 1. – P. 117-120. – Access mode: <http://www.ogbus.ru>.
8. Фаттахов, И.Г. Методы теплоизоляции устья нагнетательных скважин [Электронный ресурс] / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Л.С. Кулешова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. – С. 112-116. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
9. Фаттахов, И.Г. Вопрос макрорегулирования ограничения добычи воды на примере циклического заводнения [Текст] / И.Г. Фаттахов, Л.С. Кулешова, И.Ф. Фарухшин // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 3. – С. 28-30.
10. Кадыров, Р.Р. Применение электропрогрева для предупреждения замерзания устья нагнетательных скважин [Текст] / Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, Л.С. Кулешова // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 4. – С. 32-35.
11. Кулешова, Л.С. Исследование модели установки по предупреждению замерзания нагнетательных скважин путем передачи тепла грунта из зоны ниже границ примерзания [Текст] / Л.С. Кулешова, Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов // Достижения и перспективы естественных и технических наук: сборник материалов I Международной научно-практической конференции / ред. кол. И.Б. Красина [и др.]. – Ставрополь: Центр научного знания «Логос», 2012. – С. 210-213.
12. Кулешова, Л.С. Перспективы использования достижений в области нанотехнологий в нефтегазовой отрасли народного хозяйства / Л.С. Кулешова, И.И.

Галлямов // Материалы 38-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов: в 3 т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 3. – С. 187-191.

13. Пат. № 2408780 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/22. Способ изоляции вод и интенсификации притока нефти в карбонатных пластах [Электронный ресурс] / Кадыров Р.Р., Калмыков В.П., Кормишин Е.Г., Кулешова Л.С., Сахапова А.К., Фаттахов И.Г.; патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – заявл. 16.02.10; опубл. 10.01.2011, Бюл. № 1. – Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_R](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_R)

14. Ворсина, Н.А. Вопросы оценки эффективности проведения гидравлического разрыва пласта [Текст] / Н.А. Ворсина, Р.А. Нафикова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 295-301.

15. Ворсина, Н.А. Опыт подготовки студентов по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Н.А. Ворсина // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы научно-практической конференции с международным участием (Самара, 12-13 мая 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тян. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2016. – С. 15.

16. Ворсина, Н.А. Вклад дисциплины «Основы нефтегазового дела» в подготовку будущих специалистов нефтяной отрасли [Текст] / Н.А. Ворсина // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 96-100.

17. Ворсина, Н.А. Основы методики оценки эффективности соляно-кислотной обработки [Текст] / Н.А. Ворсина, И.В. Шокуров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 279-286.

18. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Рускинского месторождения / З.А. Гарифуллина, И.К. Хламушкин, А.Х. Габзалилова, Д.В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 197-207.

19. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: дис. ... канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008.

20. Гарифуллина, З.А. Стратегические аспекты информационного менеджмента (на нефтеперерабатывающих предприятиях) [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 4. – С. 54-56.

УДК 622.276

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНО-ИМПЛОЗИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА**

А.И. Газизова, М.Я. Хабибуллин

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)*

Аннотация. Рассмотрено кислотно-имплозионное воздействие, выявлены положительные и отрицательные стороны данного метода интенсификации добычи нефти, выработаны рекомендации к применению.

Ключевые слова: призабойная зона скважины, кислотно-имплозионное воздействие, кислотный раствор, имплозия, продуктивность пласта.

UDC 622.276

## **IMPROVEMENT OF EFFICIENCY OF ACID-IMPLOSION IMPACT**

## ON THE WELLBOTTOM ZONE

A.I. Gazizova, M.Ya. Habibullin

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

**Abstract.** The acid-implosion impact is considered, positive and negative sides of this method of oil production intensification are revealed, recommendations for application are developed.

**Keywords:** wellbottom zone, acid-implosion impact, acid solution, implosion, reservoir productivity.

В настоящее время в нефте- и газодобычи существует острый вопрос оживления проницаемости призабойной зоны скважины. Проблема становится наиболее значимой, так как в настоящее время большее количество крупных нефтяных месторождений отечественной нефтегазовой промышленности эксплуатируются на четвертой стадии разработки [1-3].

Снижение природной емкостно-фильтрационной характеристики призабойной зоны пласта (ПЗП) в основном обусловлено следующими причинами:

- загрязнения, привносимые в результате производственной деятельности при строительстве и эксплуатации скважин;
- выделяющиеся из нефти асфальтосмолопарафиновые отложения, которые постепенно накапливаются в призабойной зоне пласта;
- набухание глинистых составляющих при использовании пресной воды для нужд систем заводнения.

Таким образом, частичная потеря проницаемости призабойной зоны – явление многофакторное [4].

При добыче нефти и газа, установлено, что эксплуатация объектов без обработки призабойных зон нерентабельна. Поэтому повышение эффективности разработки карбонатных пластов-коллекторов имеет большое научно-практическое значение. Проблемы восстановления и улучшения фильтрационных свойств ПЗП решаются технологиями комплексного воздействия на пласт [5-6].

Для интенсификации добычи нефти и газа в карбонатных коллекторах применяют соляно-кислотные обработки. Такие обработки являются наиболее распространенным способом химического воздействия на призабойную зону скважин [7-10].

В НГДУ «Бавлынефть» всегда большое внимание уделялось внедрению различных методов воздействия на призабойную зону скважин с карбонатными коллекторами – создание искусственных каверн накопителей нефти (ИКНН), направленная соляно-кислотная обработка (НСКО), глубокая соляно-кислотная обработка (ГСКО), термохимическая обработка (ТХО) [11-13].

Вопреки многолетнему опыту использования и огромный объем проведенных исследований, значительная часть методов обработки призабойной зоны пласта не дает положительных результатов [14].

Наиболее эффективным методом обработки карбонатных пластов является кислотно-имплозионное воздействие, который основан на реализации энергии пласта и представляет собой комплекс способов обработки призабойной зоны пласта, включающий одновременное воздействие соляной кислотой, гидроударом, волновое в широком диапазоне частот и многократное имплозионное воздействие. При этом в поровом объеме коллекторов ПЗП появляются попеременно изменяющиеся градиенты гидродинамических давлений, т.е. возникают силы сдвига, направленные из пласта в скважину, что приводит к расформированию сложной многокомпонентной смеси поровых флюидов и зоны коагуляции, а также и другие изменения в самой породе [15-17].

Метод КИВ заменяет широко известную технологию каверно-накопителей и превосходит ее по технологическим и экономическим показателям.

Данный метод разработан для оживления или повышения дебита скважин на нефтяных месторождениях, которые относятся к низкопродуктивным, в составе которых имеются низкопроницаемые и неоднородные коллекторы и пласты и, в том числе с нефтью высокой вязкости [18-19].

Кислотно-имплозионное воздействие позволяет более эффективно очищать призабойную зону пласта, как по толщине, так и по простираанию.

В результате обработок, применяемых для призабойной зоны скважин, способом кислотно-имплозионного воздействия дебиты нефти растут, увеличивается продуктивность скважины, снижается обводненность, подключаются невыработанные пропластки.

#### Список использованных источников

1. Насибуллин, Б.Р. Анализ эффективности эксплуатации механизированных добывающих скважин на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении [Текст] / Б.Р. Насибуллин, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 202-206.
2. Чирков, А.Н. Анализ эффективности проведения гидродразрыва пласта на Ельниковском месторождении [Текст] / А.Н. Чирков, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 408-411.
3. Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2015. – № 6 (45). – С. 14-16.
4. Халиков, А.Р. Деэмульсатор СП-1000 с усовершенствованной тепловой камерой [Текст] / А.Р. Халиков, Р.И. Сулейманов // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 24 апреля 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 16-20.
5. Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 26-29.
6. Мазлов, В.Л. Ингибиторная защита трубопроводов [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 188-192.
7. Зарипов, А.К. Моделирование работы реверсивного вибратора [Текст] / Зарипов А.К., Габдрахимов М.С., Хабибулина Р.Г., Сулейманов Р.И. // Нефтегазовое дело. - 2014. - Т. 12. - № 4. - С. 35-39.
8. Миннивалеев, Т.Н. Результаты промысловых испытаний гидромеханического компенсатора давления промывочной жидкости [Текст] / Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 370-375.
9. Сулейманов, Р.И. Электрохимическая защита подземных коммуникаций нефтепромыслового оборудования [Текст] / Р.И. Сулейманов, В.Л. Мазлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной

научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 144-148.

10. Состояние трубопроводной системы ОАО «Роснефть-Юганскнефтегаз» в Мамонтовском регионе [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, В.А. Петров, А.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – Т. 90. – № 4. – С. 71-76.

11. Садыков, Т.Г. О формировании бюджетов и управлении ресурсами муниципальных образований [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. – № 1. – С. 82-88.

12. Каюмов, И.М. Блок гребенки БГ-ОЗНА-ПЛАСТ-65 с усовершенствованным размещением водоводов [Текст] / И.М. Каюмов, Р.И. Сулейманов // Материалы 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 3-х т. (Октябрьский, 22 апреля 2013 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 82-88.

13. Садыков, Т.Г. Оценка состояния и проблемы совершенствования межбюджетных отношений в республике Башкортостан [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. – № 2. – С. 35-48.

14. Техническая диагностика нефтепромыслового оборудования [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.Л. Галимуллин, В.А. Петров, Л.М. Зарипова, Л.З. Зайнагилина // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60- летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» / отв. ред. Р.Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С.159-164.

15. Условия, необходимые для формирования компетенции: умение моделировать технические объекты и технологические процессы [Текст] / М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, Р.Г. Хабибуллина, Т.Н. Миннивалеев // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 88-92.

16. Габдрахимов, М.С. Техника и технология повышения эффективности очистки скважины [Текст]: монография / М.С. Габдрахимов, Л.З. Зайнагилина, Р.И. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 100 с.

17. Сулейманов, Р.И. Способы регулирования режимов работы кустовой насосной станции [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.Г. Погорелов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С.104-108.

18. Коннов, Ю.Д. Необходимость механизации процессов спускоподъемных операций при проведении текущего и капитального ремонта скважин [Текст] / Ю.Д. Коннов, Д.И. Сидоркин, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 88-91.

20. Ковалев, Н.О. Исследование характера изменений параметров зоны термического влияния сварного соединения от отклонений режимов сварки [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.И. Сулейманов // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 –х т. (Октябрьский, 24 апреля 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 115-120.

19. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно-компрессорных труб НКТ в условиях ООО «Таргин Механосервис» [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова, Р.И.Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 38-43.

УДК622.24.053.6:539.4

### **МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ РЕСУРСА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ**

М.Р. Галлямов, Э.Ю. Данилов, А.М.Гильманов

(ФГБОУ ВО «УГНТУ»)

А.Е. Захарова

(ФГАОУ ВО «СПбПУ»)

Аннотация. Зачастую отбракованные по состоянию замкового соединения бурильные трубы отправляют на процедуру восстановления, заключающуюся в наплавке восстанавливающего слоя – доведения геометрических размеров замков по наружному диаметру до номинального значения. Восстановление бурильных труб в 2- 3 раза дешевле покупки новой, однако далеко не все компании допускают эксплуатацию восстановленного бурового инструмента [10,11]. Таким образом, вопрос о защите замкового соединения бурильных труб остается открытым.

В статье приводятся результаты изучения эффективности упрочнения поверхностей замков бурильных труб, определены значения скорости изнашивания для ионно-плазменного азотирования и газоплазменного напыления при различных интенсивностях нагрузки пары «металл-горная порода».

Ключевые слова: абразивный износ, замки бурильных труб, защитное напыление, изнашивание бурильной колонны, пара трения «металл - горная порода».

UDC 622.24.053.6:539.4

### **METHODS FOR DRILL PIPE LIFE IMPROVEMENT**

M.R. Galliamov, J.J. Danilov, A.M. Gilmanov

(FGBEU HE USPTU)

A.E. Zakharova

(FAEU HE SPBSTU)

Abstract. Often, the drill pipes rejected for the state of the joint are sent to the restoration procedure, which consists in surfacing the restoring layer - bringing the geometric dimensions of the locks to the outside diameter to the nominal value. The restoration of drill pipes is 2-3 times cheaper than buying a new one, but not all companies allow the exploitation of the restored drilling tool. Thus, the issue of locking the joint of drill pipes remains open.

The article presents the results of the study of tool joint face hardening effectiveness. Wear rates for ion-plasma nitration and plasma flame spraying at different rates of loading of the “metal- rock” pair is determined.

Key words: abrasive wear, tool joints, protective coating, drillstring wear, “metal-rock” friction pair.

Интенсивность изнашивания бурильных труб (БТ) зависит от многих факторов, таких как: твердость материала БТ; путь трения, проходимого трубами в процессе эксплуатации; твердость и абразивность горных пород; величина усилий, прижимающих БТ к стенкам скважины или к обсадной колонне; смазочные свойства промывочных

жидкостей и проч.Проблеме повышения ресурса БТ посвящено большое количество работ [1-4, 6-10].

В результате поиска решений данной проблемы получили развитие следующие пути повышения долговечности замковых соединений БТ:

- защита наружного диаметра замка твердосплавными наплавками;
- защита наружного диаметра замка износостойким напылением;
- поверхностное упрочнение материала замкового соединения.

Перспективным методами химико-термической обработки, направленным на повышение сопротивляемости изнашиванию материала деталей машин, на наш взгляд, являются методы карбонитрации и ионно-плазменного азотирования (ИПА). Последний метод позволяет существенно повысить твердость, износостойкость и долговечность деталей; эффективнее, дешевле и безопаснее традиционных способов термической и химико-термической обработки, таких как закалка ТВЧ, цементация, нитроцементация, жидкостное и газовое азотирование. В качестве метода и материала для нанесения износостойкого покрытия выбраны, газопламенное нанесение порошка на основе карбида хрома. Защита деталей методом газопламенного напыления (ГТН) износостойкого материала позволяет получить на рабочей поверхности детали прочно сцепленный с основной слой покрытия с заранее заданными свойствами.

Для моделирования процесса изнашивания пары «металл – горная порода» выбрана установка АИ-3М, позволяющая моделировать процесс абразивного изнашивания БТ о стенку скважины и достаточно надежно переносить результаты лабораторных испытаний на промышленные условия бурения. Методика и сама установка описана в работах [5].

На основании экспериментальных данных рассчитываются показатели скорости абразивного изнашивания металла испытуемого образца.

В серии экспериментов в качестве образца горной породы использовался светло-серый мелкозернистый песчаник. В таблице 1 приведены результаты интенсивности изнашивания от величины удельной нагрузки и вида упрочнения опытного образца.

Таблица 1 – Влияние вида защиты на скорость изнашивания

| № образца | Упрочнение | Удельная нагрузка, Н/мм | Повышение износостойкости, раз |
|-----------|------------|-------------------------|--------------------------------|
| 1         | ИПА        | 50                      | 4,47 (на 75 %)                 |
|           |            | 88                      | 1,45 (на 30 %)                 |
|           |            | 138                     | 1,14 (на 10 %)                 |
| 2         | ГТН        | 50                      | 2,58 (на 60 %)                 |
|           |            | 88                      | 2,05 (на 50 %)                 |
|           |            | 138                     | 1,25 (на 20 %)                 |

При малых удельных нагрузках скорость износа модифицированных образцов значительно ниже скорости износа исходного образца. Однако с увеличением величины удельной нагрузки скорость износа модифицированных образцов приближается к показателям исходного образца.

Образцы, предназначенные для модификации, предварительно проходят обработку рабочей поверхности до шероховатости не более Ra 0,8 для последующей операции ИПА или ГТН. После проведения ИПА шероховатость поверхности изменяется незначительно, а после ГТН проводят окончательную обработку деталей. Касательно твердости рабочей поверхности – у модифицированных образцов, согласно разработанному техническому заданию, она должна составлять 60 HRC, для ИПА, при глубине азотированного слоя h (0,8 – 1,0) мм 70HRC, для ГТН, при толщине напыленного слоя h (0,8 – 1,0) мм. Твердость исходного образца составляет 50 HRC.

Таким образом, применение методов ионно-плазменного азотирования и газопламенного напыления позволяет значительно улучшить сопротивление абразивному износу в системе «металл – горная порода», а также повысить износостойкость испытываемых образцов, в среднем, в два раза. Методы ионно-плазменного азотирования и газопламенного напыления являются достаточно эффективными, чтобы составить конкуренцию методу твердосплавных наплавов.

#### Список использованных источников

1. Яхин А.Р. Улучшение триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей применением добавок комплексного действия / автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. - Уфимский государственный нефтяной технический университет. –Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 24 с.
2. Исмаков Р.А., Яхин А.Р., Арсланова С.Д. Методы контроля и диагностика состояния системы "буровой инструмент - скважина - скважинная жидкость" / В сборнике: Геология и нефтегазосность Западно-Сибирского мегабассейна. Материалы Всероссийской научно-технической конференции, посвященной 100-летию Байбакова Николая Константиновича. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – С. 13–15
3. Бахтизин Р.Н., Ценев Н.К., Исмаков Р.А., Яхин А.Р., Назарова М.Н. Причины и особенности разрушения элементов компоновки буровой колонны в современных условиях геолого-технической эксплуатации / В сборнике: Сервисные услуги в добыче нефти Материалы II научно-технической конференции.–Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. - С. 25-37.
4. Яхин А.Р., Конесев Г.В., Янгиров Ф.Н., Фролов А.М. Исследование износостойкости замков буровых труб при трении о горную породу в различных средах / Территория Нефтегаз.- 2014. № 6.- С. 30-35.
5. Яхин А.Р., Лазаренко А.В., Иванова В.Ю. Моделирование процесса изнашивания бурового инструмента нефтегазовых скважин / В сборнике: СЕВЕРГЕОЖОТЕХ-2014 материалы XV международной молодежной научной конференции : в 5 частях. - Ухта: УГТУ, 2014. – с.60-63
6. Петров, Н.А. Стенд для исследования процессов повторной герметизации резьбовых соединений нефтепромысловых труб [Текст] / Н.А. Петров, Ф.Н. Янгиров // Нефтегазовое дело. – 2010. – Т. 8. – № 1. – С. 43-46.
7. Упрочнение поверхностей для повышения ресурса работы буровых труб [Электронный ресурс] / А.Р. Яхин, Р.А. Исмаков, Р.Р. Гарифуллин, Ф.Н. Янгиров // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 4. – С. 381-399. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
8. Исследования износостойкости замков буровых труб при трении о горную породу в различных средах [Текст] / А.Р. Яхин, Г.В. Конесев, Ф.Н. Янгиров, А.М. Фролов // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 6. – С. 30-35.
9. Янгиров, Ф.Н. Улучшение показателей бурения применением новой смазки в резьбовых соединениях бурового инструмента [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Ф.Н. Янгиров. – Уфа, 1999.
10. Повторная герметизация резьбовых соединений обсадных колонн нефтяных скважин [Текст]: монография / Н.А. Петров, А.В. Коренько, Ф.Н. Янгиров, О.И. Елизаров. – Уфа: Монография, 2005. – 88 с.

УДК 622.276.66

## **АНАЛИЗ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУР**

О.А. Грезина, И.Э.Терегулов  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В данной статье рассматривается анализ применения технологии кислотной обработки скважин терригенных коллекторов при высоких пластовых температурах. Выявлены причины невозможности применения традиционного кислотного состава. Рассмотрены приемы, используемые для борьбы с возникающими осложнениями.

Ключевые слова: кислотная обработка, терригенный коллектор, ОПЗ, глиноукислота, кислотный состав.

UDC 622.276.66

## **ANALYSIS OF ACID TREATMENT OF TERRIGENOUS COLLECTORS IN CONDITIONS OF HIGH PLASTIC TEMPERATURES**

O.A. Grezina, I.E. Teregulov  
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)

Abstract. The article analyzes the use of application of technology of acid treatment of wells of terrigenous reservoirs at high reservoir loads. The reasons for the impossibility of applying the traditional acid composition are revealed.

Keywords: acid treatment, terrigenous reservoir, clay acid, acid composition.

Кислотная обработка призабойной зоны пласта (ПЗП) является одним из наиболее малозатратных, эффективных и, следовательно, часто применяемых в нефтегазовой промышленности методов поддержания базовой добычи нефти. Обработку ПЗП проводят с целью очистки её от загрязнений, возникающие вследствие засорения пористой среды твердой фазой бурового раствора, в процессе первичной и вторичной перфорации пласта; проникновение в трещины тампонажного состава, в процессе крепления обсадных колонн; жидкостей глушения скважин, при проведении ремонтных работ [1].

В настоящее время все более актуальной становится задача кислотных обработок терригенных коллекторов с повышенной температурой. Вопросы кислотной обработки скважин, вскрывших высокотемпературные пласты, поднимались в ряде работ [2,3,4]. Распространение метода кислотной обработки ПЗП на скважины с температурами выше 93°C не только открывает новые возможности, но и ставит перед разработчиками новые проблемы. Новые возможности очевидны — кислотная обработка при повышенных температурах позволяет интенсифицировать приток в высокотемпературных скважинах, используя известные промысловые методы. В то же время применение традиционных минеральных кислот, таких как HCl и HF при обработке пластов, находящихся в условиях высоких пластовых температур 90-105°C, не дает должных результатов. Основной проблемой является высокая скорость реакций при взаимодействии со слагающими пласт породами, в результате чего кислота полностью расходуется за слишком короткое время, что приводит к снижению эффективности обработки и может спровоцировать другие осложнения. Помимо недостаточности глубины воздействия на пласт возможно также осадко- и гелеобразование вследствие вторичных реакций. Быстрая реакция также способна привести к разуплотнению песчаника с образованием подвижного песка.

При кислотной обработке как терригенных, так и карбонатных высокотемпературных пластов-коллекторов особое беспокойство вызывает ускоренная коррозия труб и подземного оборудования. Несмотря на то, что увеличение количества закачиваемых ингибиторов коррозии способствует уменьшению коррозии до необходимого уровня, повышенное содержание ингибиторов при данных пластовых

условиях способно повлечь за собой процессы, приводящие к понижению проницаемости ПЗП.

Перечисленные осложнения, возникающие при проведении глинокислотной обработки ПЗП при высоких температурах, вызывают необходимость разработки новых жидкостей и методов обработки.

Для борьбы с быстрым реагированием кислот и осадкообразованием используются различные приемы. Введение в кислотную композицию слабых органических кислот, таких как муравьиная или уксусная, позволяет увеличить время нейтрализации кислотного состава, способствует повышению эффективности обработки ПЗП. Эти органические кислоты имеют низкую концентрацию ионов водорода в растворе по сравнению с соляной кислотой и реагируют с породой с более низкими скоростями, чем соляная кислота [2], что снижает скорость реакции.

Для снижения скорости реакции глинокислоты с породообразующими минералами, предотвращения вторичных реакций, вызывающих отложение осадка, снижения коррозионного воздействия, увеличения глубины обработки ПЗП без потери растворяющей способности кислотного состава [5], необходимо осуществить:

-замену соляной кислоты, кислотой, обладающей меньшей реакционной способностью, например, карбоновой или фосфорной, а плавиковой – на бифторид или фторид аммония;

- введение комплексообразователей для предупреждения осадкообразования ионов;
- применение фторгенирующих комплексов металлов.
- применение поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Однако использование уксусной и муравьиной кислот связано с определенными ограничениями, обусловленными низкими температурами вспышек и высокими температурами застывания этих кислот, что усложняет процесс их транспортировки и работы с ними.

В то же время, с целью преодоления всех трудностей, возникающих при обработке терригенных пластов с высоким содержанием карбонатов, были исследованы фторсодержащие кислотные композиции, содержащие хелатные соединения [5]. Было исследовано влияние N,N-диацетоглутамата натрия на осадкоудерживающие и реакционные свойства кислотных композиций, включающих в свой состав фторсодержащие соединения. Лабораторные испытания показали, что введение N,N-диацетоглутамата натрия в кислотные технологические жидкости улучшает функциональные характеристики таких составов, расширяет диапазон их применения и делает их оптимальными для обработок высококарбонатных терригенных коллекторов с повышенными пластовыми температурами.

В августе 2014 г. ЗАО НПФ 'Бурсинтез-М' совместно с ООО 'ЛУКОЙЛ-Коми' начали опытно-промышленные работы по испытанию технологии обработки коллекторов кислотными составами на Пашнинском месторождении. С целью замедления скорости реакции взаимодействия кислоты с коллектором были использованы композиции "Синол КМК-БС" и "Синол КМК-ПНП", дополнительно ингибирующие коррозию НКТ и обсадной трубы. В результате проведения испытаний был получен двукратный прирост добычи нефти на 1 скважину [6 – 7].

Таким образом, перспективными задачами, при использовании кислотных составов в процессе освоения низкопроницаемых терригенных пород-коллекторов с повышенной карбонатностью и температурой, являются: использование органических кислот; замена плавиковой кислоты на ее аммониевые соли; использование хелатообразующих агентов, способных образовывать комплексы с ионами металлов ( $Mg^{2+}$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Fe^{3+}$ ,  $Fe^{2+}$ ,  $Al^{3+}$ ); поддержание низких значений водородного показателя ГКР буферными системами; использование полярных неэлектролитов; облагораживание кислотных составов различными поверхностно-активными веществами.

#### Список использованных источников

1. Петров, И.А. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи [Текст]/ И.А. Петров, М.А. Азаматов, П.М. Дрофа // Георесурсы. – 2010. – № 1(33). – С. 7-10.
2. Грезина, О.А. Критерии оценки результатов кислотно-имплозионного воздействия в нефтяных скважинах [Текст] / О.А. Грезина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 73-78.
3. О методе выбора скважин для проведения мероприятий по интенсификации притока нефти [Текст]/ М.С. Антонов, М.Н. Шаймарданов, В.В. Пшеничников, В.Ш. Мухаметшин// Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 12. – С. 29-30.
4. Глушенко, В.Н. Нефтепромысловая химия[Текст]: в 5-ти т. Т.4: Кислотная обработка скважин / В.Н. Глушенко, М.А. Силин; под ред. И.Т. Мищенко. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
5. Силин, М.А. Эффективные жидкости для интенсификации нефтедобычи высококарбонатных терригенных коллекторов с повышенными и экстремально высокими температурами [Текст]/ М.А. Силин, Л.А. Магадова, В.А. Цыганков // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 3. – С. 16-19.
6. Зейгман, Ю.В. Лабораторные испытания кислотных составов для обработки скважин с карбонатными и терригенными коллекторами / Ю.В. Зейгман, В.В. Сергеев // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 6. – С. 39-45.
7. Зейгман, Ю.В. Опытнo-промышленное внедрение комплексной технологии интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов / Ю.В. Зейгман, В.В. Сергеев // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 8. – С. 32-37.

УДК 622.276

#### **ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ В УСЛОВИЯХ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.М. Дагирманов, Р.В. Князев

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

Аннотация. В статье рассматриваются особенности эксплуатации фонтанных скважин Уренгойского месторождения. Проанализирована работа скважин с высоким значением газового фактора. Даны рекомендации по проведению оптимизации режима работы фонтанных скважин.

Ключевые слова. Фонтанная скважина, газовый фактор, оптимизация, нефтегазоконденсатное месторождение, забойное давление.

UDC 622.276

#### **FEATURES OF THE OPERATION OF FLOWING WELLS WITH A HIGH GAS FACTOR IN THE CONDITIONS OF URENGOY OIL AND GAS CONDENSATE FIELD**

A.M. Dagirmanov, R.V. Knyazev

(FSBEI HE «Ufa State Petroleum Technological University»)

Abstract. Features of the operation of flowing wells of the Urengoy field are described in this article. This article gives an analysis of the work of wells with a high value of the gas factor. Recommendations on the optimization of the operation of the flowing wells are given.

Keywords: Flowing well, gas factor, optimization, oil and gas condensate field, bottom-hole pressure.

Из практики эксплуатации нефтяных скважин с низкими дебитами жидкости, пластовыми, забойными давлениями, высокими газовыми факторами основным способом их эксплуатации является фонтанирование и газлифт.

В настоящее время разработка нефтяных оторочек Уренгойского месторождения проводится на режимах истощения пластовой энергии, растворенного газа в пласте БУ<sub>11</sub><sup>2</sup> и газовой шапки для остальных пластов. В связи с этим технологическим критерием оптимизации режима работы анализируемого фонда скважин является величина минимального допустимого забойного давления. В скважинах с высоким газовым фактором при устьевом давлении 2.0 МПа минимальное забойное давление составляет 5.0 МПа, при 4.0 МПа – 6.0-7.0 МПа.

Из анализа промысловых данных Уренгойского месторождения следует, что основной фонд фонтанных скважин имеет незначительный резерв в снижении забойного давления и повышении отборов жидкости. Резерв в основном связан со снижением давления на устье, с доведением его до линейного, то есть до давления в системе сбора газа.

По некоторым фонтанным скважинам давление на устье составляет 6.5 МПа, а в их коллекторе после штуцера 3.7 МПа. В них в случае снижения устьевого давления можно ожидать увеличения дебита. Увеличение добычи нефтеконденсатной смеси в фонтанирующих скважинах возможно также за счет изменения диаметра лифтовой колонны, применения комбинированных лифтов, использования летящих поршней, подачи через затрубье дополнительного газа с целью увеличения скорости потока на забое.

Для снижения трения газожидкостной смеси рекомендуется применять комбинированные лифты, поддерживая по всей его длине критические скорости при минимальных потерях давления на трение, при этом нижняя секция насосно-компрессорных труб должна быть меньшего диаметра, чем верхняя.

Для снижения забойного давления при проведении оптимизации работы фонтанных скважин, в первую очередь, необходимо рассмотреть возможность снижения давления на устье скважины до линейного. Так как для скважин Уренгойского месторождения характерны высокие значения газового фактора, это может привести к увеличению дебитов газа, т.е. негативной стороной данного мероприятия является необходимость утилизации большого объема газа низкого давления. Кроме того, возрастут нагрузки на внутрпромысловую систему сбора нефтегазовой смеси по перепаду давления и пропускной способности. Так что данное мероприятие будет эффективно только в скважинах, с высоким приростом дебита нефти при небольшом увеличении дебитов газа. Следовательно, предварительно необходимо рассчитать снижение забойного давления по барометрической формуле, а затем возможное увеличение дебита газа и жидкости. По приростам дебитов нефти и газа принимаются решения, следует ли далее изменять режим скважины данным методом и что делать с дополнительными отборами газа низкого давления. По ряду скважин с расходами газа 100 тыс.м<sup>3</sup>/т и более данное мероприятие реализовывать не эффективно. Предварительно необходимо провести исследование скважин по оценке роста дебита нефти от снижения забойного давления.

Если забойное давление выше 5.5 МПа, то определяется возможность дальнейшего его снижения, путем расчета скорости у башмака НКТ. Если скорость значительно выше 4 м/с, то следует применять НКТ большего диаметра, при этом необходимо оценить затраты на замену при увеличении депрессии на пласт. Если скорость смеси менее 4 м/с (жидкость не выносится полностью), то оцениваются мероприятия по увеличению скорости спуском комбинированного лифта для организации выноса воды.

В случае невозможности дополнительной подачи газа (перевод на бескомпрессорный газлифт) для обеспечения в башмаке скорости более 4 м/с, скважина

может эксплуатироваться с забойным давлением выше 5 МПа и дебитом газа недостаточным для полного выноса жидкости из лифта, что в конечном итоге приводит к росту во времени забойного давления. Для поддержания бесперебойной эксплуатации и исключения режима «самозадавливания» жидкость из лифта и забоя скважины необходимо периодически удалять. Лучше всего данные операции проводить в автоматическом режиме с применением летающего поршня.

Из анализа промысловой информации следует, что в фонтанных скважинах с дебитом газа менее 30 тыс.м<sup>3</sup>/сут в 73 мм НКТ забойное давление выше 5.0 МПа. Основной причиной поддержания высокого давления при низком дебите газа является структура потока газожидкостной смеси в лифте. Высокие забойные давления по ряду скважин также могут быть связаны с накоплением жидкости в лифте и повышением давления на устье.

Оценка дебитов фонтанных скважин свидетельствует, что в скважинах с относительно низким газовым фактором, увеличение дебита может быть обеспечено уменьшением диаметра НКТ, увеличением расхода газа (перевод на газлифт). По большинству же скважин увеличение дебита может быть обеспечено снижением устьевое давления и потерь давления в НКТ за счет увеличением диаметра лифтовых труб. Необходимо отметить, что в этих скважинах (все они работают с высоким газовым фактором из-за прорыва газа из газовых шапок, заколонного его перетока из вскрытых газонасыщенных интервалов) увеличение добычи достаточно условно, так как добываемая углеводородная жидкость представлена нефтью и конденсатом. Таким образом, увеличение добычи газа приведет в основном к увеличению содержания конденсата в добываемой смеси.

Для оптимизации режима работы фонтанных скважин Уренгойского месторождения могут быть рекомендованы следующие мероприятия:

- замена НКТ на трубы большего диаметра;
- использование комбинированного лифта;
- снижение буферного давления;
- подача газа в скважину до обеспечения скорости смеси в «башмаке» НКТ более 4м/с;
- использование в скважинах «летающего поршня».

#### Список использованных источников

1. Гиматулинов, Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений [Текст]: учебник / Ш.К. Гиматулинов. – М.: Недра, 1988. – 304 с.
2. Мищенко, И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа [Текст] / И.Т. Мищенко. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с.
3. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст] / И.Т. Мищенко. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
4. Щуров, В.И. Технология и техника добычи нефти [Текст] / В.И. Щуров. – М.: Альянс, 2005. – 510 с.
5. Юрчук, А.М. Расчеты при добыче нефти [Текст] / А.М. Юрчук. – М.: Недра, 1974. – 320 с.

УДК 622.276.6

## **ЛАБОРАТОРНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДИМЕРНЫХ НЕФТЯНЫХ СУЛЬФОНАТОВ ДЛЯ ASP - ЗАВОДНЕНИЯ**

Занько В.А., Кириллов А.С., Коновалов В.В.

*(ФГБОУ ВО СамГТУ)*

Аннотация. В настоящее время актуальна задача адаптации и внедрения комплексных методов разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. Одним из таких методов является ASP (щелочь-ПАВ-полимерное) заводнение. В настоящей работе представлены результаты лабораторного тестирования димерных анионных ПАВ, полученных из низкокачественного углеводородного сырья - экстрактов селективной очистки масляных фракций, для приготовления составов для ASP-заводнения. По результатам проведенных исследования показана возможность получения составов для ASP – заводнения с использованием анионных димерных нефтяных сульфонатов, обладающих высокой эффективностью в вытеснении остаточной после заводнения нефти.

Ключевые слова: методы повышения нефтеотдачи пласта, ASP – заводнение, межфазное натяжение, лабораторные исследования, анионные димерные нефтяные сульфонаты.

UDC 622.276.6

## **LABORATORY EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF DIMERIC OIL SULFONATES FOR ASP - FLOODING**

Zanko V. A., Kirillov A. S., Konovalov V. V.

*(FSBEI of Higher Education SamGTU)*

Abstract. At present, the task of adapting and implementing complex methods for developing hard-to-recover oil reserves is urgent. One such method is ASP (alkali-surfactant-polymer) flooding. In this paper, we present the results of laboratory testing of dimeric anionic surfactants obtained from low-quality hydrocarbon raw materials, extracts of selective oil fraction purification, for the preparation of compositions for ASP flooding. Based on the results of the study, it has been shown that it is possible to prepare ASP flooding formulations using anionic dimeric petroleum sulfonates that have high efficiency in displacing residual oil after flooding.

Key words: EOR, ASP- flooding, IFT, dimer surfactants, critical concentration for micelle formation, anionic dimeric petroleum sulfonates.

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной. Средний коэффициент извлечения нефти (КИН) по различным странам и регионам составляет от 25 до 40%. Повышение КИН возможно за счет применения технологий повышения нефтеотдачи пластов, среди которых наиболее часто используемыми являются химические методы воздействия на пласт [1].

Химические методы повышения нефтеотдачи можно разделить на три группы: повышающие охват пласта заводнением, т.е. воздействующие на нефть в плохо дренированных участках и пропластках (полимерное заводнение); влияющие на коэффициент нефтевытеснения, т.е. нефтевытесняющие составы, воздействующие на капиллярно-удерживаемую нефть (ПАВ – заводнение); комплексные методы, обеспечивающие влияние как на коэффициенты охвата, так и коэффициент вытеснения (мицеллярно-полимерное и ASP – заводнение).

Для значительного изменения остаточной нефтенасыщенности пористой среды требуется увеличить значение капиллярного числа в 1000-10000 раз [1]. Это возможно за счет увеличения вязкости вытесняющей жидкости и снижения поверхностного натяжения

на границе нефть/вытесняющий агент. Вязкость вытесняющей жидкости сложно увеличить более чем в 5-10 раз и основной эффект может быть достигнут только за счет снижения межфазного натяжения (МФН), поэтому основными компонентами при приготовлении составов для химического воздействия на пласт являются ПАВ.

Сущность метода заводнения с применением ПАВ заключается в повышении нефтевытесняющих свойств воды и активации капиллярных и диффузионных процессов вытеснения за счет снижения межфазного натяжения нефти на контакте с закачиваемой водой и уменьшения краевых углов смачивания [2]. Применение ПАВ способствует отмыву пленочной нефти, гидрофилизации породы, снижению набухаемости глинистых минералов, ускорению капиллярной пропитки, увеличению фазовой проницаемости для нефти, позволяет на 40% сократить расходы воды, закачиваемой в пласт и повысит эффективность нефтеизвлечения [1].

Несмотря на очевидные достоинства применения ПАВ, существуют и ряд недостатков, среди которых можно выделить ограничения по геологическим условиям пласта и физико-химическим свойствам пластовых флюидов (в т.ч. закачиваемой воды), процессы сорбции ПАВ на поверхности породы, высокая стоимость и потребность в больших объемах ПАВ и т.д.

Среди основных направлений совершенствования методов химического воздействия на пласт принято выделять следующие: совершенствование технологии применения ПАВ (изучение процессов инверсии углеводородных и водных мицеллярных растворов в пласте), понимание условий, приводящих к изменению поведения составов при движении по водо- и нефтенасыщенным пластам; модернизация технологий применения (циклическая закачка, выбор типа, состава и объема оторочек до и после подачи реагента и т.д.); совершенствование составов (применение поверхностно-активных полимерсодержащих составов, снижение сорбции активных компонентов, достижение ультранизких значений межфазного натяжения, приготовления составов с регулируемой вязкостью, «самоотклоняющиеся» составы, использование синергетических эффектов при применении смесевых ПАВ и т.д.); снижение концентрации активных компонентов и применение новых типов высокоэффективных ПАВ; поиск крупнотоннажных и дешевых сырьевых источников для производства ПАВ.

Одним из возможных путей повышения эффективности химических методов воздействия на пласт является использование новых ПАВ, обладающих более высокой поверхностной активностью.

В последнее время в литературе сообщается о применении нового класса ПАВ, называемых "ПАВ-Близнецы" (Gemini, димерные ПАВ). Gemini ПАВ были впервые опознаны Бантоном и др. в 1991 году. Gemini ПАВ содержат более чем одну гидрофильную головную группу, и гидрофобную хвостовую группу, присоединенную посредством спейсера в пределах или вблизи головных групп [3].



Рисунок 1. Схема представления Gemini ПАВ

Многочисленные исследования показали, что димерные ПАВ, по сравнению с ПАВ обычного строения, обладают рядом уникальных свойств: характеризуются критической концентрацией мицеллообразования ККМ на один-два порядка ниже, чем для соответствующего обычного (мономерного) ПАВ; являются гораздо более эффективными, чем соответствующие мономерные ПАВ при снижении поверхностного и межфазного натяжения; водные растворы некоторых димерных ПАВ имеют высокую вязкость при низких концентрациях, обладают высокими смачивающими, пенообразующими и

солюбилизирующими свойствами; имеют специфичную морфологию агрегации; расходные характеристики существенно ниже, чем при использовании ПАВ обычного строения [3]. Несмотря на эффективность димерных ПАВ, основным ограничением их применения в процессах добычи нефти является их сложность получения и высокая стоимость. Поэтому работы направленные на получение димерных ПАВ из низкокачественного сырья, с целью снижения себестоимости их производства является актуальной задачей.

В настоящей работе представлены результаты лабораторного тестирования димерных анионных ПАВ, полученных из экстрактов селективной очистки масляных фракций, для приготовления составов для ASP-заводнения. В настоящее время экстракты масляных погонов компаундируются в котельное топливо, направляются на вторичные процессы нефтепереработки (производство битумов, коксование, термический, каталитический крекинг и гидрокрекинг), используются в качестве добавок формовочных смесей в литейном производстве, для получения масел-пластификаторов и мягчителей при изготовлении резинотехнических изделий. При существующих объемах получения экстрактов, а также их низкой стоимости, экстракты могут являться перспективным сырьем для производства анионных ПАВ [4].

Особенности синтеза димерных нефтяных сульфонатов, а также сопоставление их поверхностной активности с ПАВ обычного строения представлены в работе [5]. Исследования поверхностной активности нефтяных сульфонатов показали, что ККМ существенно ниже (более чем 40 раз, для массовой концентрации и более чем в 500 раз для мольной концентрации).

На основании синтезированных ПАВ был приготовлен ряд поверхностно-активных полимерсодержащих составов, оценены их поверхностные свойства и фазовое поведение (достижение условий образования средней фазы по Винзору), а также выполнены фильтрационные испытания разработанных составов на насыпных моделях терригенного пласта. Для приготовления составов использованы синтезированные димерные ПАВ, щелочной агент, полиакриламид и содетергент (спирт). По результатам проведенных исследования показана возможность получения составов для ASP – заводнения с использованием анионных димерных нефтяных сульфонатов, обладающих высокой эффективностью в вытеснении остаточной после заводнения нефти.

#### Список использованных источников

1. Ларри, Лейк. Основы методов увеличения нефтеотдачи / Лейк Ларри. – Университет Техас, стр. 449, 2005.
2. Nelson, R. C., Lawson, J. B., Thigpen, D. R., et al. Cosurfactant-enhanced alkaline flooding / SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma // SPE-12672. 1984.
3. Холмберг К., Йенссон Б., Кронберг Б., Линдман Б. «Поверхностно-активные вещества и полимеры в водных растворах»/ БИНОМ Лаборатория знаний, стр. 528, 2007.
4. В.В. Коновалов, П.В. Склюев, К.И. Бабицкая, М.В. Жидкова, В.П. Городнов. Компонентный состав и поверхностная активность нефтяных сульфонатов из экстрактов селективной очистки масляных дистиллятов // Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное Хозяйство», выпуск 1108, №1, 2016, стр. 122-126.
5. Anatoly Kirillov, Andrey Shiryayev & Prokofy Sklyuev Synthesis, surface activity and composition of dimeric petroleum sulfonates from low quality hydrocarbon feedstock // Journal: Petroleum Science and Technology, Volume: 34, Issue: 22, pages 1861 - 1865.

#### References

1. Larry, Lake. Fundamentals of enhanced oil recovery methods / Lake Larry. - University of Texas, 2005.

2. Nelson, R. C., Lawson, J. B., Thigpen, D. R., et al. Cosurfactant-enhanced alkaline flooding / SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma // SPE-12672. 1984.

3. Holmberg K., Jansson B., Kronberg B., Lindman B. "Surface-active substances and polymers in aqueous solutions" /BINOM Laboratory of Knowledge, p. 528, 2007.

4. V.V. Konovalov, P.V. Sklyuev, K.I. Babitskaya, M.V. Zhidkova, V.P. Gorodnov. Component Composition and Surface Activity of Petroleum Sulfonates from Extracts of Selective Purification of Oil Distillates // Scientific and Technical and Production Journal "Oil Economy", issue 1108, No. 1, 2016, pp. 122-126.

5. Anatoly Kirillov, Andrey Shiryayev & Prokofy Sklyuev Synthesis, surface activity and composition of dimeric petroleum sulfonates from low quality hydrocarbon feedstock // Journal: Petroleum Science and Technology, Volume: 34, Issue: 22, pages 1861 - 1865.

УДК 622.276.32

### **ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГРП НА ТУЙМАЗИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Л.М. Зарипова, А.К. Миннеханов

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация: Необходимость достижения увеличенных объемов уровня добычи углеводородного сырья – есть основная цель топливно-экономического комплекса в нашей стране и за рубежом. Эффективная разработка нефтяных и газовых месторождений невозможна без использования стимулирующих методов добычи. ГРП – метод, который на сегодняшний день является наилучшим в области интенсификации добычи нефти и газа. Необходимость увеличения дебита или приемистости скважины на несколько порядков (4-6) в короткие сроки и без бурения дополнительных скважин возможно только благодаря созданию высокопроводящего канала в продуктивном горизонте, что является основой технологии гидроразрыва пласта.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта; трещина; эффективность; рост; дебит.

UDC 622.276.32

### **FUEL INJECTION TECHNOLOGY APPLICATION EFFICIENCY OF TUymAZI DEPOSIT**

L.M. Zaripova, A.K. Minnekhanov

(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of  
Oktjabrsky)

Abstract. The need to achieve increased volumes of hydrocarbon production is the main objective of the fuel and economic complex in our country and abroad. Effective development of oil and gas fields is impossible without the use of stimulating methods of production. Hydraulic fracturing is the method that is currently the best in the field of intensification of oil and gas production. The need to increase the flow rate or injectivity of the well by as many orders (4-6) in a short time and without drilling additional wells is possible only through the creation of a high-conductivity channel in the productive horizon, which is the basis of hydraulic fracturing technology.

Key words: formation hydraulic fracturing ; crack; efficiency; growth; flow rate.

На сегодняшний день объем добычи полезных ископаемых, качество извлекаемой продукции, а так же ее себестоимость характеризуют уровень развития как отдельного региона, области и республики так и целого государства. Зависимость экономики нашей страны от уровня добычи нефти и газа подталкивают нефтегазодобывающие управления находить эффективные методы извлечения углеводородов даже на последнем этапе разработки месторождения.

Туймазинское нефтяное месторождение было открыто в 1930-х годах, на сегодняшний день объем добычи характеризуется стабильно низкими показателями с высокой долей обводнения углеводородного сырья. Вместе с тем наличие значительного количества остаточных запасов нефти не вовлеченных в разработку снижает коэффициент извлечения.

Важнейшей задачей, стоящей перед инженерно-техническим составом предприятия является внедрение технологий по увеличению нефтеотдачи пластов и извлечение большего объема углеводородов.

Анализ разработки Туймазинского месторождения показывает, что без использования методов интенсификации добычи добиться увеличения объемов извлечения полезных ископаемых является невозможным, в связи с тем, что течение флюида в пористой среде происходит по высокопроницаемым участкам коллектора, а низкопроницаемые и периферийные участки пласта остаются незадействованными в общей разработке месторождения. Кроме того закупорка поровых каналов и положительный скин-фактор создают отрицательный эффект и снижают объем добычи нефти.

Для решения данных проблем была внедрена технология гидравлического разрыва пластов, как наиболее эффективного метода для увеличения дебита (приемистости) и коэффициента извлечения нефти при разработке нефтяных и газовых месторождений [1].

Основной отличительной чертой при выборе скважин кандидатов под ГРП в России до недавнего времени являлась возможность использования метода только в случае резкого снижения дебита или приемистости. Тогда как за рубежом, гидравлический разрыв пласта рассматривается как составная часть комплексного подхода при разработке месторождений с низкой проницаемостью.

Основной причиной такого подхода являлась недостаточная информационная база при лабораторных и промысловых исследованиях, что в свою очередь приводило к ошибочному мнению о недостаточной эффективности метода и неправильной интерпретации результатов проведенных работ.

Сущность гидроразрыва заключается в создании новых или расширении существующих усталостных микротрещин в пласте путем закачки в скважину жидкости под высоким давлением и последующем закреплении их высокопрочным материалом. Данный вид операции предназначен для повышения проницаемости обрабатываемой области призабойной зоны пласта (ПЗП), с целью увеличения притока жидкости к забою скважины или увеличение приемистости [2].

Трещина, заполненная прочным материалом (проппантом), представляет собой узкий высокопроводимый канал, по которому движется флюид. Проницаемость созданного канала в пять-шесть раз выше проницаемости пласта. Геометрия созданной трещины, в виду геологических особенностей большинства нефтегазовых месторождений, предполагает создание узкой ширины (до 5 мм), значительной длины (несколько сотен метров) и высоты зависящей от мощности реперных пород в кровле и подошве коллектора. В высокопроницаемых коллекторах ставится цель получить намного более широкую трещину с меньшей длиной.[3]

В качестве рабочей жидкости разрыва в большинстве случаев используется вода, реже нефть или дизельное топливо, которые смешиваясь с различными химическими реагентами, увеличивают свою вязкость в 300 – 500 раз. Такая вязкая жидкость необходима для создания трещин, а так же для транспортировки проппанта в пласт, с целью предотвращения смыкания созданного разрыва горных пород.

Проппant является высокопрочным материалом, изготавливаемым из силиката с добавлением магния или алюминия. Проппant обладает идеальнойотсортованностью, окатанностью и хорошим гранулометрическим составом, благодаря чему в пласте достигается высокая проводимость.

ГРП проводится при давлениях, доходящих до 70 – 100 МПа, что зачастую превышает допустимое давление для обсадных колонн. Для защиты обсадных колонн от высокого давления на нижнем конце НКТ спускают пакер с якорем, который устанавливают над кровлей обрабатываемого пласта [4].

Механизм создания трещины зависит от неоднородности горных пород слагающих коллектор, в результате этой неоднородности нагнетаемая с поверхности жидкость воздействует на более проницаемые пропластки, в которых происходит постоянный рост напряжения, до момента разрыва. Следовательно, для осуществления ГРП необходимо преодолеть напряжение в призабойной зоне продуктивного пласта, создаваемых горным давлением, а так же прочность горных пород.

Эффективность ГРП зависит от размеров трещин. Чем больше радиус распространения трещин по простиранию, тем наиболее вероятно соединение ствола скважины с высокопроницаемыми частями пласта. Размеры трещины и ее геометрические особенности зависят от первоначальных целей, преследуемых при подборе скважин-кандидатов и реалистичности расчетных моделей.

Для осуществления рассматриваемого метода применяется специальное оборудование выполняющее технических функций [5].

В условиях Туймазинского месторождения применение ГРП обосновано успешностью проведения работ на многих скважинах, дебит скважин и параметры созданной геометрии трещины представлены в таблице1.

Таблица 1 – Расчетные характеристики ожидаемого дебита

| Данные по модели (FracCADE) |                         | Результаты расчетов производительности скважины после ГРП |      |                                                       |                                        |                                               |                              |        |                               |                        |
|-----------------------------|-------------------------|-----------------------------------------------------------|------|-------------------------------------------------------|----------------------------------------|-----------------------------------------------|------------------------------|--------|-------------------------------|------------------------|
|                             | Масса пропант а в пласт | Скин после ГРП                                            | Fcd  | K <sub>прод</sub> после ГРП, м <sup>3</sup> /сут ·атм | Кратность увеличения K <sub>прод</sub> | Дебит жидкости после ГРП, м <sup>3</sup> /сут | Дебит нефти после ГРП, т/сут | % воды | Прирост дебит а нефти , т/сут | Давление на забое, атм |
| Дизайн                      | 10,5                    | - 3,55                                                    | 1,67 | 0,17                                                  | 16,83                                  | 11,75                                         | 5,75                         | 45     | 5,29                          | 31                     |
| Редизайн                    | 10,5                    | - 3,61                                                    | 2,05 | 0,17                                                  | 17,09                                  | 11,92                                         | 5,84                         | 45     | 5,37                          | 31                     |
| ГРП                         | 10,5                    | - 3,62                                                    | 2,31 | 0,17                                                  | 17,16                                  | 11,98                                         | 5,86                         | 45     | 5,40                          | 31                     |
| Оптимум                     | 10,5                    | - 3,59                                                    | 2,10 | 0,17                                                  | 16,98                                  | 11,85                                         | 5,80                         | 45     | 5,34                          | 31                     |

Основные параметры произведенной работы после применения технологии ГРП выполненные компанией Шлюмберже на Туймазинском месторождении с использованием компьютерного программного обеспечения FracCADE.

После проведения предложенного ГТМ на Туймазинском месторождении дебит нефти увеличится в среднем в 5 – 6 раз, накопленная добыча нефти в среднем на одну скважину увеличится до 1 тыс.м<sup>3</sup> в год, что является качественным показателем предполагаемых работ.

Метод ГРП в последние годы обрел себя как неизменный инструмент воздействия на пласт, без которого не обходится разработка нефтяных и газовых месторождений в нашей стране.

Рассматриваемый метод позволяет не только увеличивать дебит скважин как в низкопроницаемых коллекторах и месторождениях с поздней стадией разработки, но и улучшает показатели конечного коэффициента нефтеизвлечения, за счет подключения в разработку периферийных зон залежи смотри таблицу 2.

Таблица 2 – Показатели дебитов скважин до и после проведения гидравлического разрыва пласта

| Номер скважины | Средний дебит нефти до ГРП, т/сут. | Средний дебит жидкости и до ГРП, м <sup>3</sup> /сут. | Фактический дебит нефти после ГРП, т/сут. | Фактический дебит жидкости после ГРП, м <sup>3</sup> /сут. | Накопленный прирост добычи нефти тыс.м <sup>3</sup> | Накопленный прирост добычи жидкости тыс.м <sup>3</sup> |
|----------------|------------------------------------|-------------------------------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| 2356           | 0,3                                | 0,6                                                   | 8,058                                     | 10,552                                                     | 1,887                                               | 3,065                                                  |
| 2651           | 0                                  | 0                                                     | 12,36                                     | 62,033                                                     | 3,773                                               | 14,063                                                 |
| 2296           | 1,9                                | 4,1                                                   | 12,3                                      | 24,35                                                      | 0,894                                               | 2,468                                                  |
| 3253           | 4,2                                | 6,8                                                   | 6,84                                      | 17,076                                                     | 0,232                                               | 2,423                                                  |
| 1640           | 1,9                                | 3                                                     | 6,62                                      | 19,508                                                     | 0,963                                               | 3,730                                                  |

Грамотное использование технологии ГРП возможно только при квалифицированном подходе инженерно-технического персонала на промысл, которым необходимо рассмотреть вопрос использования ГРП как с точки зрения научно математической составляющей данного вопроса, так и с точки зрения опытных промысловиков, которым необходима эффективная работа разрабатываемого месторождения на многие годы.

Основным показателем качественно выполненной операции вышеизложенной технологии является повышение дебитов скважин в 5 – 6 раз, в связи с достижением эффективного радиуса трещины, подключения трудноизвлекаемых запасов по высокопроницаемому каналу-трещине в недрах земли.

#### Список использованных источников

1. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений [Текст] / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
2. Интенсификация добычи нефти в осложненных условиях [Текст] / А.А. Газизов [и др.]. – Казань: Центр инновационных технологий, 2008. – 304 с.
3. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений [Текст]: учебник/ Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1986. – 331 с.
4. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие/ И.Т. Мищенко. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
5. Щуров, В.И. Технология и техника добычи нефти [Текст]: учебник/ В.И. Щуров. – М.: Альянс, 2005. – 510с.
6. Петрова, Л.В. Применение гидроразрыва пласта на Знаменском месторождении [Текст] / Л.В. Петрова, В.А. Петров, Л.З. Зайнагалина // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: тезисы научно-практической конференции с международным участием / под ред. В.К. Тянь. – Самара: Изд-во Самарского государственного технического университета, 2016. – С. 27.

7. Хафизов, Р.А. Гидравлический разрыв пласта для снижения риска увеличения обводненности скважины [Текст] / Р.А. Хафизов, В.А. Петров, Л.В. Петрова // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 1. – С.163-172.
8. Бадретдинова, А.И. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта в условиях Троицкого месторождения НГДУ «Туймазанефть» [Текст] / А.И. Бадретдинова, Л.В. Петрова // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 1. – С.39-44.
9. Эффективность гидроразрыва пласта на Михайловско-Коханском месторождении НГДУ «Первомайнефть» [Текст] / Л.Л. Камалеева, Л.В. Петрова, С.И. Губанов, А.М. Зиновьев // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 1. – С. 82-90.
9. Влияние фронта нагнетаемых вод на эффективность гидроразрыва пласта [Электронный ресурс] / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов, Н.Г. Каримова, Л.В. Петрова, А.Р. Сафиуллина // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1. – С. 319 (168 Кб). – Режим доступа: <http://www.science-education.ru>.
10. Гуторов, А.Ю. Типовые технологические процессы в теории разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебное пособие / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 81 с.
11. Применение поинтервального гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ООО «Лукойл-Западная Сибирь» [Текст] / Р.Н. Халимов, Э.М. Альмухаметова, И.Н. Халимов, Н.Х. Габдрахманов, Л.В. Петрова, Р.Я. Нугаев, Р.Х. Хазипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4 (98). – С. 56-63.
12. Петрова, Л.В. Исследование влияния на эффективность гидроразрыва пласта его мощности и радиуса одиночной горизонтальной трещины [Текст] / Л.В. Петрова, А.М. Газин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011: сборник научных трудов в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 160-164.
13. Шакурова, А.Ф. Исследование и совершенствование методики оптимизации разработки нефтяной залежи гидроразрывом пласта [Текст]: автореф. дис. канд.техн. наук / А.Ф. Шакурова. – Уфа, 2011. – 26 с.
14. Обоснование выбора математической модели для оценки и распределения эффекта от ГРП единичной скважины на окружающие [Текст] / И.В. Владимиров, Т.Ф. Манапов, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 57-58.
15. О некоторых особенностях моделирования гидроразрыва пласта [Текст] / И.В. Владимиров, Т.Ф. Манапов, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 59-60.
16. Шакурова, Ай.Ф. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении [Текст] / Ай.Ф. Шакурова, Ал.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Каротажник. – 2016. – № 8 (266). – С. 38-44.
17. Петрова, Л.В. Применение гидроразрыва пласта на знаменском месторождении [Текст] / Петров В.А., Зайнагилина Л.З. // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации тезисы научно-практической конференции с международным участием под редакцией тьянв.к.- 2016.- С. 27.

**ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ВЫБОРА ОБЪЕКТА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ  
ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ  
КОНКРЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ НА УРИЦКОМ  
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

С.В. Калинина

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. В данной статье проводится анализ эффективности выполненных на Урицком нефтяном месторождении геолого-технических мероприятий. Основными геолого-технологическими мероприятиями, проводимыми на месторождении являются ремонтно-изоляционные работы, оптимизация режимов работы насосного оборудования, переводы скважин с объекта на объект, ввод скважин из бездействия.

Ключевые слова: геолого-технологические мероприятия, нефть, ремонтно-изоляционные работы, оптимизация, насосное оборудование, месторождение.

UDC 622.276

**THE SUBSTANTIATION OF THE METHODIC OF SELECTING THE OBJECT  
FOR CARRYING OUT GEOLOGICAL AND TECHNICAL ACTIVITIES DEPENDING  
ON SPECIFIC GEOLOGICAL AND FIELD CONDITIONS ON THE URITSKOE FIELD**

S.V. Kalinina

*(Ufa State Petroleum Technological Unuversity, Branch of the Unuversity in the City of  
Oktyabrsky)*

Abstract. This article analyzes the efficiency of geological and technical activities carried out at the Uritskoe field. The main geological and technological activities carried out at the field are repair and insulation works, optimization of operation modes of the pumping equipment, recompletion of wells from the object to the object, commissioning of inactivity wells.

Keywords: geological and technical activities, oil, repair and insulation works, optimization, pumping equipment, field.

В последнее время большое внимание на месторождениях уделяется повышению эффективности существующих методов, которые основываются на проведении физико-химической обработке призабойной зоны, ремонтно-изоляционных работах, оптимизации насосного оборудования. В данных направлениях удалось достичь огромных успехов.

Анализ эффективности реализации мероприятий на Урицком нефтяном месторождении проведен за период 2008-2012 гг. Расчет дополнительно добытой нефти проводился по каждой скважине с учетом выполненного мероприятия и неоднократности его проведения [1].

Эффективность геолого-технологического мероприятия (ГТМ) является одним из основных показателей [2], определяющих целесообразность его проведения и характеризуется дополнительной добычей нефти при проведении мероприятия. Определяется путем сравнения фактических показателей с расчетными, характерными для условий эксплуатации скважины до проведения ГТМ.

Эффективность разработки нефтяных месторождений во многом определяется качественной и бесперебойной работой добывающих и нагнетательных скважин. В процессе строительства скважин, в ходе их последующей эксплуатации происходит повреждение призабойной зоны [3] и ухудшение коллекторских свойств пласта. Основными причинами изменения фильтрационно-емкостных свойств в призабойной зоне пласта являются кольматационное загрязнение коллектора фильтраатами бурового раствора [4], изменение термобарических условий и физико-химических характеристик флюидов в результате первичного вскрытия пласта. В этой связи весьма важное значение

приобретают геолого-технические мероприятия (ГТМ) позволяющие оперативно восстановить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне и устранить положительный скин-фактор [5].

Для повышения и восстановления продуктивности скважин, на месторождении проводился разнообразный комплекс ГТМ на добывающем фонде скважин. Основными ГТМ, проводимыми на месторождении являются ремонтно-изоляционные работы (РИР) [6], оптимизация режимов работы насосного оборудования, переводы скважин с объекта на объект, ввод скважин из бездействия.

Всего за период 2008-2012 гг. проведено 49 геолого-технических мероприятий. Доля дополнительной добычи нефти от проведенных ГТМ составляет 7.9 % общей добычи по месторождению или 63.6 тыс. тонн нефти из 808.2 тыс. тонн нефти добытой в целом по месторождению за данный период [7].

Оптимизация режима работы насосных установок.

За период 2008-2012 гг. было выполнено 41 скв/опер. по оптимизации. Дополнительная добыча нефти составила 32.7 тыс.т или 0.798 тыс.т на одну скважину операцию.

Средний дебит нефти составил 22.2 т/сут, до мероприятия – 14.8 т/сут, средний прирост дебита нефти – 7.4 т/сут. Успешность реализации данного вида мероприятий составила 95 %.

Оптимизация режимов работы сводилась не только к замене насосной установки (в т.ч. смена ШГН на ЭЦН и более производительные насосы), но и к регулированию параметров откачки, а также заглублению насосных установок.

Таким образом, оптимизация режимов работы насосного оборудования является основным и самым эффективным ГТМ на Урицком месторождении.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР).

За 2008-2012 гг. на месторождении проведено 13 ремонтно-изоляционных операций. Эффективность реализации данного вида мероприятий оказалась достаточно высокой [8].

Применение методов ограничения водопритокков в скважины позволило дополнительно извлечь 17.8 тыс.т нефти, что на одну скважину составляет 1369 тонн. Входная обводненность снижалась на 2-20 абсолютных единиц.

Скважины, в которых вскрытый разрез продуктивного пласта представлен лучшими фильтрационными характеристиками в подошве [9], обладают высокой эффективностью реализации РИР.

Средний дебит нефти составил 11.1 т/сут, до мероприятия – 3.5 т/сут, средний прирост дебита нефти – 7.6 т/сут. Успешность реализации данного вида мероприятий составила 67 %.

Для увеличения охвата менее проницаемых интервалов продуктивной части пласта воздействием при прогрессирующем обводнении необходимо продолжить ограничение фильтрации вытесняющего агента по промытым зонам коллектора [10] (см. таблицу 1).

Таблица 1 – Прирост дебита нефти за счет проведения РИР за 2008-2012 гг.

| год  | № скв. | q <sub>n</sub> до ГТМ, т/сут | q <sub>n</sub> после ГТМ, т/сут | прирост дебита, т/сут | обв. до ГТМ, % | обв. после ГТМ, % |
|------|--------|------------------------------|---------------------------------|-----------------------|----------------|-------------------|
| 2008 | 125    | 1.29                         | 1.9                             | 0.6                   | 95.3           | 93.6              |
| 2009 | 30     | 3.66                         | 4.43                            | 0.8                   | 98.4           | 91.9              |
| 2010 | 75     | 4.57                         | 21.7                            | 17.1                  | 98.4           | 74.7              |

|      |    |     |      |     |      |      |
|------|----|-----|------|-----|------|------|
| 2011 | 96 | 4.4 | 9.7  | 5.3 | 96.8 | 91.9 |
| 2012 | 97 | 3.3 | 13.2 | 9.9 | 96.0 | 71.0 |

Таким образом, анализ эффективности выполненных на месторождении геолого-технических мероприятий показал, что наиболее перспективными операциями в будущем могут являться, прежде всего, оптимизация работы насосного оборудования скважин, ремонтно-изоляционные работы и переводы скважин с объекта на объект [11] (см. таблицу 2).

Всего за 5 лет дополнительно добыто 60.9 тыс.т нефти. Удельный технологический эффект составляет 0.967 тыс.т нефти на одну проведенную скважино-операцию.

Кроме того, на данной стадии разработки месторождения необходимо рассмотреть возможность применения технологии бурения боковых стволов, с уточнением основных геолого-промысловых критериев выбора первоочередных скважин-кандидатов [12].

Таблица 2 – Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти Урицкого месторождения за 2008-2012 гг.

|                                                                   | 2008        | 2009       | 2010        | 2011       | 2012        | Всего       |
|-------------------------------------------------------------------|-------------|------------|-------------|------------|-------------|-------------|
| <b>1. Физико-химические (КМЭ, ГФ, ПАВ-кислотные составы, ГКО)</b> |             |            |             |            |             |             |
| а) кол-во провед. операций                                        | 0           | 0          | 1           | 0          | 0           | 1           |
| б) доп. добыча нефти, тыс.т                                       | 0.0         | 0.0        | 2.9         | 0.0        | 0.0         | 2.9         |
| <b>2. РИР</b>                                                     |             |            |             |            |             |             |
| а) кол-во провед. операций                                        | 6           | 1          | 6           | 0          | 0           | 13          |
| б) доп. добыча нефти, тыс.т                                       | 10.2        | 0.03       | 7.6         | 0.0        | 0.0         | 17.8        |
| <b>3. Оптимизация работы оборудования</b>                         |             |            |             |            |             |             |
| а) кол-во провед. операций                                        | 5           | 1          | 8           | 8          | 19          | 41          |
| б) доп. добыча нефти, тыс.т                                       | 4.1         | 0.4        | 15.3        | 3.0        | 10.0        | 32.7        |
| <b>4. Возврат</b>                                                 |             |            |             |            |             |             |
| а) кол-во провед. операций                                        | 2           | 0          | 2           | 0          | 0           | 4           |
| б) доп. добыча нефти, тыс.т                                       | 3.6         | 0.0        | 1.2         | 0.0        | 0.0         | 4.9         |
| <b>5. Ввод из бездействия</b>                                     |             |            |             |            |             |             |
| а) кол-во провед. операций                                        | 2           | 1          | 1           | 0          | 0           | 4           |
| б) доп. добыча нефти, тыс.т                                       | 0.4         | 0.5        | 1.7         | 0.0        | 0.0         | 2.5         |
| <b>Всего кол-во провед. опер.</b>                                 | <b>15</b>   | <b>3</b>   | <b>18</b>   | <b>8</b>   | <b>19</b>   | <b>63</b>   |
| <b><i>Всего дополнительно добыто нефти, тыс.т</i></b>             | <b>18.3</b> | <b>0.9</b> | <b>28.8</b> | <b>3.0</b> | <b>10.0</b> | <b>60.9</b> |

#### Список использованных источников

1. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96 [Текст] / ОАО «Саратовнефтегаз», 2014. – 190 с.
2. Арсланова, Л.З. Разработка критериев оптимизации микробиологического метода повышения нефтеотдачи на завершающей стадии разработки нефтяной залежи [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 7. – С. 17-22.
3. Арсланова, Л.З. Оптимизация методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе мониторинга промысловых параметров эксплуатации скважин [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // Каротажник. – 2016. – № 3 (261). – С. 97-104.
4. Шараев, В.А. Исследование факторов, влияющих на эффективность одновременно-раздельной эксплуатации пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами [Текст] / В.А. Шараев, А.Ю. Гуторов // Каротажник. – 2015. – № 9 (255). – С. 47-59.

5. Гуторов, А.Ю. К вопросу об изучении поведения дисперсии параметров неоднородности продуктивных пластов в условиях разработки нефтяных месторождений Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 1. – С. 35-42.

6. Гуторов, А.Ю. Механизм и условия образования асфальто-смолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова // Нефтепро-мысловое дело. – 2014. – № 2. – С. 23-27.

7. Гуторов, А.Ю. Применение потокоотклоняющих технологий для увеличения конечной выработки нефтяных пластов [Текст]: монография / А.Ю. Гуторов. – Октябрьский: Изд-во УГНТУ, 2014. – 185 с.: ил.

8. Гуторов, А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Газовая промышленность. – 2013. – № S696 (696). – С. 61-63.

9. Гуторов, А.Ю. Возможности применения термоимпизионного воздействия на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 4. – С. 8-11.

10. Гуторов, А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст]: монография / А.Ю. Гуторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 196 с.: ил.

11. Гуторов, А.Ю. Опыт применения различных видов солянокислотных обработок для увеличения продуктивности нефтедобывающих скважин на месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 3. – С. 54-58.

12. Гуторов, А.Ю. Разработка комплексной технологии термогазобаровоздействия на призабойную зону пласта на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Гуторов Александр Юльевич. – Уфа, 2009. – 24 с.

УДК 532.5 (075.8)

### **ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ УСТАНОВОК ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА КИНЯМИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

А.Ф. Камалеева, Л.В. Петрова

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация: Основными задачами любой нефтяной компании является максимальная добыча нефти с минимальными затратами. Поэтому все, что уводит нас от достижения этой цели, должно быть ликвидировано. Главной задачей продолжительной добычи является оптимизация работы используемого оборудования, как технологически, так и экономически.

Ключевые слова: электроцентробежный насос, оптимизация, добыча, эффект, скважина.

UDK 532.5 (075.8)

### **OPTIMIZATION OF WORK OF INSTALLATIONS OF SUBMERSIBLE ELECTROCENTRIC PUMPS ON KINYAMINSK OIL FIELD**

*A. F. Kamaleeva, L.V.Petrova*

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of  
Oktyabrsky)*

Abstract: The main objectives of any oil company is to maximize oil production at minimal cost. Therefore, everything that takes us away from achieving this goal must be eliminated. The main task of continuous production is to optimize the operation of the equipment used, both technologically and economically.

Keywords: electric centrifugal pump, optimization, production, effect, well.

Основой научно-технической политики предприятия являются мероприятия по увеличению добычи нефти, выполнение геолого-технических мероприятий: ввод новых добывающих скважин, ввод новых скважин под закачку с целью поддержания пластового давления, методы повышения нефтеотдачи пластов, перевод нерентабельных скважин в бездействие, возвраты на другие горизонты, ремонтно-изоляционные работы и т.п.[1]

В настоящее время более 40 % всей нефти нашего государства добывается установками погружных центробежных насосов (УЭЦН).

На качество работы УЭЦН в скважинах, являются газ, вода, отложения парафина и солей, наличие механических примесей в добываемой из пласта жидкости. Их можно объединить в группу геологических причин, поскольку своим происхождением они обязаны условиям формирования нефтяной залежи[2].

На работу УЭЦН непосредственно влияют вода, газ, отложение парафина и солей, наличие механических примесей в жидкости. Их можно объединить в группу геологических причин, так же относится искривление скважины, вибрация, недостаточная надежность узлов деталей УЭЦН. Главным показателем, характеризующим качество проведенного ремонта, качество спущенного глубинно насосного оборудования, возможность дальнейшей эксплуатации – является наработка на отказ, которая прямо пропорционально зависит от качества преждевременных ремонтов[3].

Устранение таких причин, как некачественный ремонт УЭЦН, негерметичность НКТ, некачественный подбор установок, повреждение кабеля. Уже только это поможет достаточно ощутимо увеличить наработку на отказ, что позволит высвободить дополнительные ремонты на бездействующий фонд. Данные мероприятия позволят увеличить МРП и увеличить добычу[4,6,10,11].

Основным резервом повышения технико-экономических показателей эксплуатации (увеличения МРП и снижения удельного расхода электроэнергии на подъем нефти) и дебита нефти добывающих скважин является оптимизация режима работы насосного фонда.

При решении задачи по оптимизации работы УЭЦН можно пойти как по пути технологической оптимизации (максимальные МРП работы и дебит скважины), так и по пути экономической оптимизации (минимальные затраты на добычу нефти)[5,9,10,14].

В первом случае для выявления влияния геолого-технических и технологических факторов на МРП работы скважин, оборудованных установками ЭЦН, используют данные по конструкции скважин (интервалы перфорации, инклинометрия) и данные о работе скважины, оборудованной УЭЦН.

Так, изменяя входные параметры каждой скважины, определяют максимально возможный межремонтный период работы. Экономический эффект получают за счет увеличения МРП, т.е. снижается число ремонтов и соответственно затраты на ремонт скважин, а также скважина меньше времени находится в простое (в ремонте), что ведет к дополнительной добыче нефти и соответственно к дополнительной прибыли[6].

В случае экономической оптимизации определяют скважины, на которых установлены установки электроцентробежных насосов большей мощности, это те скважины, дебит которых гораздо меньше номинальной подачи ЭЦН, т.е. насос работает с низким КПД [7,9,13].

Динамика технико-экономических показателей Киняминского месторождения представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Основные технико-экономические показатели Киняминского месторождения

| Показатели                    | 2012 год | 2013 год | 2013/2012% |
|-------------------------------|----------|----------|------------|
| Объем добычи нефти, тыс. т.   | 2199,5   | 2630,3   | 119,59     |
| Среднесуточный дебит, т/сут   | 62,1     | 66,8     | 107,57     |
| Эксплуатационный фонд скважин | 372      | 397      | 106,7      |

|                          |       |       |       |
|--------------------------|-------|-------|-------|
| Коэффициент эксплуатации | 0,941 | 0,957 | 101,7 |
|--------------------------|-------|-------|-------|

Из таблицы видно, что объем добычи нефти изменяется на 119,59 %, изменение производительности труда составила 119,59 %, себестоимость одной тонны нефти увеличилась на 6 %.

Расчет дополнительной добычи нефти выполнен в следующем порядке.

Прирост добычи нефти определяется по формуле

$$\Delta A = (q_2 - q_1) \cdot 365 \cdot k_3 - \Delta A_p, \quad (1)$$

$$\Delta A_p = t \cdot \frac{q_1}{24} \quad (2)$$

Определим  $\Delta A_p$  для первой скважины

$$\Delta A_p = 59 \cdot \frac{114}{24} = 280,25 \text{ т.}$$

Определим суммарный прирост добычи нефти для первой скважины

$$\Delta A = (121 - 114) \cdot 365 \cdot 0,957 - 280,25 = 2164,89 \text{ т/год.}$$

Результаты расчета остальных скважин приведены в таблице 2[8,10,14].

Таблица 2 – Прирост объема добычи

| Номер скважины | Дебит проведения, т/сут до | Дебит после проведения, т/сут | Потери нефти, т | Прирост добычи, т |
|----------------|----------------------------|-------------------------------|-----------------|-------------------|
| 1              | 114                        | 121                           | 280,25          | 2164,89           |
| 2              | 175                        | 177                           | 430,21          | 268,4             |
| 3              | 30                         | 31                            | 73,75           | 275,56            |
| Итого          | -                          | -                             | -               | 2708,85           |

Экономический эффект определяется по формуле

$$\mathcal{E}_T = P_T - Z_T \quad (3)$$

Стоимостная оценка результата определяется по формуле

$$P_T = \Delta A \cdot C_T = 2,709 \cdot 6600 = 17878,36 \text{ тыс. р.}, \quad (4)$$

Стоимостная оценка затрат равна затратам на дополнительную добычу нефти определяется по формуле

$$Z_T = I_T + K_T - L_T, \quad (5)$$

$L_T$  – остаточная стоимость (ликвидационное сальдо) основных фондов, выбывающих в результате мероприятия;

$$L_T = K_{T1} \cdot (1 - N_{A1} \cdot 1/100) + K_{T2} \cdot (1 - N_{A2} \cdot 1/100), \quad (6)$$

$$L_T = 50767,6 \cdot 0,8 + 211000 \cdot 0,7155 + 172000 \cdot 0,72 + 233000 \cdot 0,854 + 44000 \cdot 0,8465 + 103000 \cdot 0,722 + 84000 \cdot 0,732 = 708843,6 \text{ руб.}$$

$$Z_T = 7028,39 + 897,77 - 708,84 = 7217,32 \text{ тыс. руб.}$$

Экономический эффект составит

$$\mathcal{E}_T = 17878,36 - 7217,32 = 10661,04 \text{ тыс. р.};$$

Чистая прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия определяется по формуле

$$\Pi = \mathcal{E}_T - H \quad (7)$$

$$\Pi = 1066,04 - 0,2 \cdot 1066,04 = 8528,83 \text{ тыс.руб.}$$

Производительность труда в результате проведения мероприятия находится по формуле

$$P_p = A_p / P_p = 2633009 / 115 = 22895,73 \text{ т/чел.} \quad (8)$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

Таблица 3 – Эффективность оптимизации режима работы скважин

| Показатель                                                        | До внедрения мероприятия | После внедрения мероприятия | Абсолютное отклонение |
|-------------------------------------------------------------------|--------------------------|-----------------------------|-----------------------|
| Объем добычи нефти, тыс. т                                        | 2630,30                  | 2633,01                     | 2,709                 |
| Среднесуточный дебит скважин, т/сут                               | 106,33                   | 109,67                      | 3,3                   |
| Прирост добычи нефти, тыс. т                                      | -                        | 2,709                       | 2,709                 |
| Себестоимость 1 т нефти, руб.                                     | 3285,11                  | 3284,47                     | -0,64                 |
| Стоимостная оценка результатов, тыс. руб.                         | -                        | 17878,36                    | 17878,36              |
| Стоимостная оценка затрат, тыс. руб.                              | -                        | 7217,32                     | 7217,32               |
| Экономический эффект, тыс. руб.                                   | -                        | 10661,04                    | 10661,04              |
| Прирост прибыли, остающейся в распоряжении предприятия, тыс. руб. | -                        | 8528,83                     | 8528,83               |
| Производительность труда, т/чел                                   | 22872,17                 | 22895,73                    | 23,56                 |

Экономический эффект в результате смены оборудования установки [9,11,12,14] электроцентробежного насоса на Киняминском месторождении составил 10661,04 тыс. руб., прирост чистой прибыли – 8528,83 тыс. руб. На основании технико-экономических показателей и расчетов экономической эффективности считается целесообразным проведение мероприятия.

#### Список использованных источников

1. Петров, В.А. Нефтепромысловые установки и агрегаты для обслуживания и ремонта скважин [Текст]: учебное пособие/ В.А.Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. –103 с.
2. Гареев, Л.Р. Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин[Текст] /Л.Р. Гареев, Л.В. Петрова// Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 300-306.
3. Камалеева, А.Ф. Оценка реконструкции нефтепроводов[Текст] / Камалеева А.Ф., Петрова Л. В., Зайнагилина Л.З. // Успехи современной науки. 2016. –Т.4. –№8. – С. 65-67.
4. Петров, В.А. Установки электроцентробежных насосов. Отказы и пути их устранения в погружных ЭЦН[Текст] /В.А. Петров, А.А.Тимеркаев, Л.В. Петрова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2015: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. /отв. ред. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 1. – С. 111-117.
5. Петров В.А. Установка насосная погружная, электрогидроприводная с усовершенствованным узлом соосности[Текст] / В.А. Петров, А.Л. Вертопрахов, Л.В. Петрова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2015: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 1. – С. 87-91.
6. Харисов, И.И. Подбор оборудования для эксплуатации скважин установками ЭЦН в цехе добычи нефти и газа №14 ООО «Роснефть-Юганскнефтегаз» [Текст] / И.И.Харисов, Л.В. Петрова //Материалы Всероссийской 40-й научно- технической

конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: 2013. – Т. 2. – С. 241-245.

7. Петрова, Л.В. Подбор оборудования для эксплуатации скважин установками ЭЦН в ООО «Роснефть-Юганскнефтегаз» [Текст] / Л.В. Петрова, Р.Р. Халяпов, Б.О. Мызгин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 304-308.

8. Шайдуллина, Д.Т. Совершенствование эксплуатации скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов НГДУ «Гуймазанефть» [Текст] / Д.Т.Шайдуллина, Л.В.Петрова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 426-432.

9. Давлетова, Г.И. Совершенствование эксплуатации скважин центробежно-вихревыми насосами в условиях ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» [Текст] / Г.И. Давлетова, Л.В.Петрова //Материалы Всероссийской 40-й научно- технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: 2013. – Т. 2. – С. 54-59.

10. Шарифуллин, Р.Р.Устройство для разгрузки роторов центробежных секционных насосов от осевых усилий [Текст] / Р.Р. Шарифуллин, Л.З. Зайнагилина, Р.Г. Хабибуллина / Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015:сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т./ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин.– Уфа: Аркаим, 2015. – Т.2. – С. 174-178.

11. Зайнагилина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагилина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.

12. Зайнагилина, Л.З. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнагилина, В.В. Казаченок, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева // 43-я международная научно-техническая конференция молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 40-44.

13. Алчинова, А.Ю. Современные методы борьбы с экологическими загрязнениями в нефтегазовой отрасли [Текст] / А.Ю. Алчинова, Л.З. Зайнагилина // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 127-130.

14. Ковалев, Н.О. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом вибродиагностики [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.Ф. Булгаков, Л.З. Зайнагилина // Научное обозрение. – 2015. – № 11. – С. 91-95.

УДК 622.276

## **ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА АКСУБАЕВО-МОКШИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

А.Ф. Камалеева, И. Р. Низамутдинова, Л.В. Петрова  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: в статье рассматривается расчет эффективности проведения СКО на месторождении в НГДУ «Нурлатнефть», которые показывают, что СКО карбонатных коллекторов является эффективным методом воздействия на ПЗП с целью увеличения

нефтеотдачи за счет улучшения коллекторских свойств пласта. Эффективность мероприятия доказывается по расчетам 6 скважин.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, призабойная зона скважины, производительность, экономическая эффективность.

UDC 622.276

# **ECONOMIC SUBSTANTIATION OF SALT-ACID PROCESSING IN AKSUBAYEVO-MOKSHINSKY FIELD**

A.F. Kamaleeva, I.R. Nizamutdinova, L.V. Petrova

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

**Abstract:** in which it is said that the RMS on the carbon deposit is the result of the impact on the PZP in order to increase the oil recovery by improving the reservoir properties of the formation. The effectiveness of measures is proved by the calculation of 6 wells.

**Keywords:** hydrochloric acid treatment of bottom-hole zone of the well, productivity, economic efficiency.

Кислотные обработки скважин, проводимые на Аксубаево-Мокшинском месторождении предназначены для очистки забоев, призабойной зоны от солевых, парафинисто-смолистых отложений и продуктов коррозии при освоении скважины с целью их запуска, а также для увеличения проницаемости пород. Простая кислотная обработка, рассматриваемая в данной статье, предназначена для воздействия на породы призабойной зоны скважины с целью увеличения их проницаемости.

В статье рассмотрен расчет проведения солянокислотной обработки призабойных зон на 6 скважинах Аксубаево-Мокшинского месторождения.

Таблица 1 – Результаты проведения простой солянокислотной обработки призабойной зоны на Аксубаево-Мокшинском месторождении

| Показатели                               | Номера скважин, призабойная зона пласта которых подвергалась солянокислотному воздействию |        |        |        |     |        |
|------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|-----|--------|
|                                          | 385                                                                                       | 383    | 375    | 200    | 153 | 389    |
| Дебит нефти, т/сут:<br>до воздействия    | 1,5                                                                                       | 1,2    | 0,9    | 2,1    | 2,2 | 1,5    |
| после воздействия                        | 2,6                                                                                       | 2,5    | 2,0    | 4,9    | 4,7 | 5,0    |
| Дебит жидкости, т/сут:<br>до воздействия | 1,6                                                                                       | 1,3    | 1,1    | 2,3    | 2,4 | 1,6    |
| после воздействия                        | 3,0                                                                                       | 2,6    | 3,0    | 5,2    | 5,1 | 5,4    |
| Обводнённость, %:<br>до воздействия      | 5                                                                                         | 3      | 7      | 5      | 6   | 3      |
| после воздействия                        | 5                                                                                         | 3      | 7      | 5      | 3   | 5      |
| Дополнительная добыча<br>нефти, т/год    | 398,8                                                                                     | 417,46 | 552,05 | 903,59 | 606 | 1139,8 |

Экономическая эффективность от предлагаемых мероприятий характеризуется приростом добычи нефти, снижением её себестоимости, ростом производительности труда. Из таблицы 1 находим суммарный прирост добычи нефти:  $\Delta Q = 3,98$  тыс. т. Затраты на проведение обработки пласта кислотой замедленного действия составляют 72, 604 тыс. р.

Так как мероприятие проводится на 6 скважинах, затраты увеличиваются в 6 раз, получаем 435,62 тыс. руб. Расчет себестоимости добычи нефти приведен в таблице 2.

Экономический эффект от проведения СКО призабойной зоны:  $\text{Эт} = 9514,38$  тыс. р., стоимостная оценка результатов:  $\text{Рт} = 9950$  тыс. р., чистая прибыль, остающаяся в

распоряжении предприятия:  $\Pi = 7230,93$  тыс. р. Производительность труда после проведения СКО составит:  $\Pi_y = 995,65$  т/чел.

Таблица 2 – Расчет изменения себестоимости добычи нефти до и после проведения мероприятия.

| Наименование статей затрат                 | До внедрения | После внедрения, тыс. руб. | Изменение затрат, тыс. руб. (+,-) |
|--------------------------------------------|--------------|----------------------------|-----------------------------------|
| Всего                                      | 2846023      | 2848444                    | 2420,615                          |
| Добыча нефти, тыс. тонн                    | 1898,714     | 1902,694                   | 3,98                              |
| Себестоимость добычи 1 тонны нефти, руб./т | 1498,922     | 1497,058                   | -1,8632                           |

В таблице 3 приведены технико-экономические показатели после внедрения солянокислотной обработки призабойной зоны пласта на скважинах Аксубаево-Мокшинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть».

Таблица 3 – Эффективность применения солянокислотной обработки на скважинах Аксубаево-Мокшинского месторождения

| Показатель                      | До внедрения мероприятия | После внедрения мероприятия | Изменение (+,-) |
|---------------------------------|--------------------------|-----------------------------|-----------------|
| Объем добычи нефти, тыс. т      | 1898,714                 | 1902,694                    | 3,98            |
| Себестоимость 1 т. нефти, руб.  | 1498,922                 | 1497,058                    | -1,864          |
| Экономический эффект, тыс. руб. | -                        | 9403,07                     | 9403,07         |

В результате проведения солянокислотной обработки на 6 скважинах добыто дополнительно 3,98 тысяч тонн нефти, среднесуточный дебит скважин в среднем увеличился с 1,5 т/сут до 3,7 т/сут, снизилась себестоимость нефти с 1498,922 до 1497,058 р. за тонну, увеличилась производительность труда. Экономический эффект от проведения СКО составил 9514,38 тыс. р.

Результаты расчетов эффективности внедрения СКО в НГДУ «Нурлатнефть» показывают, что солянокислотная обработка карбонатных коллекторов является одним из эффективных методов воздействия на ПЗП с целью увеличения добычи нефти за счет улучшения коллекторских свойств. Этот вид обработки позволяет получить прирост среднесуточной добычи при небольших затратах и улучшить технико-экономические показатели разработки.

#### Список использованных источников

1. Обоснование выбора математической модели для оценки и распределения эффекта от ГРП единичной скважины на окружающие [Текст] /И.В. Владимиров, Т.Ф. Манапов, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 57-58.
2. О некоторых особенностях моделирования гидроразрыва пласта [Текст] /И.В. Владимиров, Т.Ф. Манапов, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 59-60.
3. Шакурова, А.Ф. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Каротажник. – 2016. – № 8 (266). – С. 38-44.
4. Шакурова, А.Ф. Анализ структуры фонда скважин Сергинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Научное обозрение. – 2016. –

№ 9. – С. 56-60.

5. Янтурин, А.Ш. Влияние сил трения жидкости о стенки поровых каналов на увеличение потерь давления в низкопроницаемых коллекторах [Текст] / А.Ш. Янтурин, Р.А. Янтурин, А.Ф. Шакурова / Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 8. – С.9-14.

6. Шакурова, А.Ф. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки Сергинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 227-230.

7. Шакурова, А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья [Электронный ресурс] // А.Ф. Шакурова / Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». -2008.- № 2.- С.1.-Режим доступа:[http:// www.ogbus. ru](http://www.ogbus.ru).

1. Шакурова, А.Ф. Проект мероприятий по улучшению эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН в НГДУ «Ишимбайнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.274-279.

2. Шакурова, А.Ф. Технологические модели разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.280-286.

3. Шакурова, А.Ф. Состояние фонда скважин на Сергинском месторождении / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 314-321.

4. Шакурова, А.Ф. Система разработки Сергинского месторождения / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 - х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 321-328.

5. Шакурова, А.Ф. Анализ технических решений по организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции Сергинского месторождения нефти [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Каротажник. – 2016. – № 12 (270). – С. 30-38.

6. Петров, В.А. Эффективность применения колтюбинговой технологии в условиях НГДУ "Туймазанефть"/ Петров В.А., Петрова Л.В., Хабибуллин М.Я.// В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле - 2014.-Уфа: УГНТУ. 2014. С. 375-378.

7. Макосина, С.Б. Эффективность солянокислотной обработки пород призабойной зоны пласта скважин Шкаповского месторождения НГДУ "Ишимбайнефть"/ Макосина С.Б., Петрова Л.В.// В сборнике: Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов- 2015. –Уфа: УГНТУ. 2015. С. 223-230.

8. Чихерева, Т.В. Самоотклоняющиеся свойства кислотных композиций как результат самоорганизации ПАВ/ Чихерева Т.В., Жидкова М.В., Макосина С.Б., Петрова Л.В.// В сборнике: Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов 2015. С. 230-235.

9. Семанов, А.С. Эффективность применения солянокислотной обработки

призабойной зоны пласта в условиях Поточного месторождения/ Семанов А.С., Петрова Л.В., Губанов С.И., Зиновьев А.М.// В сборнике: Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов 2015. –Уфа: УГНТУ. 2015. С. 140-145.

10. Петров. В.А. Нефтепромысловые установки и агрегаты для обслуживания и ремонта скважин. Технологические процессы: учебное пособие [Текст] / Петров В.А., Петрова Л.В., Хабибуллин М.Я. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.-112с.

УДК 622.276.66

## **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В СКВАЖИНЕ № 213 В УСЛОВИЯХ ТАРАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Э.Т. Кильмаматова

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. Для отображения более полной динамики и сравнения количественных и качественных показателей рассматривается гидравлический разрыв пласта, которое проводилось в условиях Тарасовского месторождения. Гидравлический разрыв пласта представляет из себя процесс интенсификации работы нефтяных и газовых скважин, который ведет к увеличению приёмистости скважин. В статье рассматривается эффективность проведения гидравлического разрыва пласта в скважине № 213.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, скважина, призабойная зона пласта, технико-технологические показатели разработки, оптимизация, коллектор

UDK 622.276.66

## **HYDRAULIC FRACTURING EFFECTIVENESS ANALYSIS IN THE WELL № 213 IN TARASOVSKOE OIL FIELD ENVIRONMENT**

E.T. Kilmamatova

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. To display the dynamics more fully and quantitative and qualitative indicators comparison hydraulic fracturing process is shown, which was carried out in Tarasovskoe oil field. Hydraulic fracturing is a process of oil and gas wells operation intensifying, which leads to intake capacity of wells increase. The article discusses the effectiveness of the hydraulic fracturing in the borehole № 213.

Keywords: hydraulic fracturing, well, bottomhole formation zone, the technological development indicators, optimization, collector.

Гидравлический разрыв пласта – это процесс интенсификации работы нефтяных и газовых скважин [1], который ведет к увеличению приёмистости скважин.

Гидравлический разрыв пласта предназначен для повышения проницаемости обрабатываемой области призабойной зоны пласта и заключается в создании искусственных и расширении естественных трещин [2]. Наличие микротрещин в призабойной зоне пласта связано с процессом первичного вскрытия в фазе бурения вследствие взаимодействия долота с напряженными горными породами [3], а также с процессом вторичного вскрытия (перфорации).

Гидравлический разрыв пласта может быть определен как метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида [4]. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва [5]. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с

системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости [6]. Таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (пропант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления [7].

В результате гидравлического разрыва пласта многократно повышаются дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне [8] и увеличения фильтрационной поверхности скважины [9], а также повышается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабодренируемых зон и пропластков [10].

Тарасовское месторождение расположено на территории Пуровского района ЯНАО Тюменской области. В настоящее время месторождение находится на стадии падающей добычи. Вследствие этого на данном месторождении остро встаёт вопрос об увеличении притока нефти к забоям добывающих скважин.

В таблице 1 приведены промысловые данные по скважине № 213 Тарасовского месторождения.

Таблица 1 – Промысловые данные по скважине № 213 Тарасовского месторождения

| Дата       | № скважины | Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут | Дебит нефти, т/сут | Обводненность, % |
|------------|------------|-------------------------------------|--------------------|------------------|
| 19.05.2013 | 213        | 10                                  | 7,3                | 11,5             |
| 15.05.2013 | 213        | 11                                  | 7,2                | 12,5             |
| 10.05.2013 | 213        | 10                                  | 7,4                | 10,5             |
| 19.05.2013 | 211        | 23                                  | 1,1                | 94,0             |
| 10.05.2013 | 211        | 25                                  | 1,1                | 95,0             |
| 19.05.2013 | 223        | 17                                  | 7,2                | 49,0             |
| 10.04.2013 | 223        | 19                                  | 7,2                | 51,0             |

Сравнивая промысловые данные (таблица 1) по скважине № 213 Тарасовского месторождения со средним дебитом 7,318 т/сут и средним обводненностью 11,5% с соседними скважинами № 211 и № 223 с дебитами по жидкости 24 и 18 м<sup>3</sup>/сут и обводненностью 94 и 50% , соответственно, можно сделать вывод о том, что приток флюида затруднен [11]. Низкая пористость и проницаемость терригенных коллекторов месторождений требуют проведения дополнительных мероприятий по интенсификации отборов нефти и газа. В условиях высокого пластового давления, характерного для Тарасовского месторождения, одним из эффективных методов, направленных на выполнение этой цели является гидравлический разрыв пласта [12].

Для обеспечения технико-экономических показателей разработки был проведен гидравлический разрыв пласта с использованием геля (на водной основе) в качестве жидкостей разрыва, песконосителя и продавочной жидкости. По технологической схеме процесса – однократный гидравлический разрыв пласта. При однократном гидроразрыве под давлением закачиваемой жидкости оказываются все пласты, вскрытые перфорацией одновременно. Если проводить в данных геологических условиях гидравлический разрыв пласта по традиционной технологии, то разрыву будет подвержен только один пласт, имеющий наименьшие напряжения. Другие интервалы останутся без инициации, либо воздействие на них будет незначительным. Использование гидравлического разрыва пласта для многопластовых залежей позволит оптимизировать процесс ее разработки за счет равномерной работы всех ее интервалов.

#### Список использованных источников

1. Гуторов, А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст]: монография / А.Ю. Гуторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 196 с.: ил.
2. Арсланова, Л.З. Разработка критериев оптимизации микробиологического метода повышения нефтеотдачи на завершающей стадии разработки нефтяной залежи [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 7. – С. 17-22.
3. Шараев, В.А. Исследование факторов, влияющих на эффективность одновременно-раздельной эксплуатации пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами [Текст] / В.А. Шараев, А.Ю. Гуторов // Каротажник. – 2015. – № 9 (255). – С. 47-59.
4. Гуторов, А.Ю. К вопросу об изучении поведения дисперсии параметров неоднородности продуктивных пластов в условиях разработки нефтяных месторождений Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 1. – С. 35-42.
5. Арсланова, Л.З. Оптимизация методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе мониторинга промысловых параметров эксплуатации скважин [Текст] / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // Каротажник. – 2016. – № 3 (261). – С. 97-104.
6. Гуторов, А.Ю. Механизм и условия образования асфальто-смолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова // Нефтепро-мысловое дело. – 2014. – № 2. – С. 23-27.
7. Гуторов, А.Ю. Применение потокоотклоняющих технологий для увеличения конечной выработки нефтяных пластов [Текст]: монография / А.Ю. Гуторов. – Октябрьский: Изд-во УГНТУ, 2014. – 185 с.: ил.
8. Гуторов, А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Газовая промышленность. – 2013. – № S696 (696). – С. 61-63.
9. Гуторов, А.Ю. Опыт применения различных видов солянокислотных обработок для увеличения продуктивности нефтедобывающих скважин на месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 3. – С. 54-58.
10. Гуторов, А.Ю. Разработка комплексной технологии термозабаровоздействия на призабойную зону пласта на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Гуторов Александр Юльевич. – Уфа, 2009. – 24 с.
11. Отчёт отдела разработки ОАО «РН-Пурнефтегаз» [Текст] / Губкинский, 2014. – 230 с.
12. Гуторов, А.Ю. Возможности применения термоимплюзионного воздействия на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 4. – С. 8-11.

УДК 622.276.8

#### **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА РУССКИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Р.В.Князев, А.М.Дагирманов  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. В данной статье рассмотрен вопрос подготовки скважинной продукции на Русскинском нефтяном месторождении. Затронута тема утилизации попутного нефтяного газа. Для этого был произведен расчет сепарации нефти от газа на первой ступени при двух температурных режимах: в стандартных условиях сепарации и при повышенной температуре поступающей водонефтяной эмульсии. По результатам расчетов было определено количество отделившегося газа и сделаны выводы.

Ключевые слова: сепарация, эффективность, нефть, попутный газ, пластовая вода.  
UDC 622.276.8

## ANALYSIS OF EFFICIENCY OF WELL PREPARATION AT RUSSIAN OIL FIELD

R.V. Knyazev, A.M. Dagirmanov  
(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract.. In this article, the issue of preparing wells at the Russkinskoye oil field is considered. The topic of utilization of associated petroleum gas was touched. For this purpose, the separation of oil from gas in the first stage was performed at two temperature regimes: under standard separation conditions and at an elevated temperature of the incoming water-oil emulsion. Based on the calculation results, the amount of gas separated was determined and conclusions were drawn.

Key words: separation, efficiency, oil, associated gas, formation water.

Технологические процессы сбора и подготовки углеводородного сырья заключаются в последовательном изменении состояния продукции нефтяной скважины и отдельных ее составляющих (нефть и газ), завершающийся получением товарной продукции.

В нефтегазодобывающей промышленности сепарационное оборудование играют ведущую роль при подготовке и переработке углеводородов. В связи с ужесточением требований к качеству подготовки нефти и газа появилась необходимость в определении области их оптимальной работы в условиях завершающей стадии эксплуатации месторождений [3].

Главная задача исследования состояла в определении основных технологических параметров системы подготовки скважинной продукции и вывода на их основе.

Пользуясь методикой, изложенной в [1], был произведен расчет сепарации газа первой ступени. Исходные данные представлены в таблице 1.1.

Так как сырая нефть имеет обводненность 80%, то количество безводной нефти ( $Q_n$ ) в этом потоке составит 200,2589 т/ч.

Газ будет отделяться от нефти с производительностью:

$$Q_g = R'_{cm} \cdot Q_n \quad (1)$$

$$Q_g = 0,15713 \cdot 200,2589 = 31,466 \text{ м}^3 / \text{ч} = 5959,59 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Коэффициент полезного действия сепаратора:

$$\eta = \frac{Q_g}{Q'_g} \quad (2)$$

$$\eta = \frac{5959,59}{200,2589 \cdot 42,32} = 0,7032 = 70,32\%$$

Таблица 1.1 – Исходные данные для расчета [2]

| Наименование величины, единица измерения | Значение |
|------------------------------------------|----------|
| Годовая добыча нефти, т/год              | 1844500  |
| Обводненность сырой нефти, %             | 80       |
| Давление первой ступени сепарации, МПа   | 0,5      |
| Температура первой ступени сепарации, °С | 20       |
| Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т        | 42,32    |
| Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>       | 840      |

Для уменьшения уноса газа нефтью подведем теплоту для повышения температуры сепарации нефти от попутного газа. Повышение температуры нефти приведет к снижению ее вязкости и к увеличению скорости всплытия пузырьков газа. Следовательно, увеличится количество отбираемого газа [4].

Для подогрева водонефтяной эмульсии принято установить кожухотрубный теплообменник. В качестве теплоносителя используем подогретую воду из аппарата Хитер-Тритер, так как теплота воды не используется.

Рассчитаем количество выделившегося газа при подогреве нефтяной эмульсии до 40 °С. Исходные данные представлены в таблице 1.1.

Газ будет отделяться от нефти с производительностью:

$$Q_g = 0,1886 \cdot 242,5638 = 45,7595 \text{ м}^3 / \text{ч} = 7985,112 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Коэффициент полезного действия сепаратора:

$$\eta = \frac{7985,115}{242,5638 \cdot 42,32} = 0,7768 = 77,68\%$$

Произведенные расчеты показали, что при подогреве нефтяной эмульсии перед первой ступенью сепарации выделяется попутный нефтяной газ на 2025,522 м<sup>3</sup>/ч больше, что в целом положительно влияет на технологический процесс и дает дополнительную прибыль от реализации газа. В итоге можно сказать, что данная система является эффективной и отвечает текущим требованиям подготовки скважинной продукции.

#### Список использованных источников

1. Леонтьев, С.А. Расчет процессов сбора и подготовки скважинной продукции [Текст] / С.А. Леонтьев, Р.М. Галикеев, О.В. Фоминых. – Тюмень: [б.и.], 2010. – С.63-68.
2. Технологический регламент дожимной насосной станции №2 Русскинского нефтяного месторождения. – 2009. – С.15-20.
3. Ишмурзин, А.А. Машины и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды [Текст] / А.А. Ишмурзин. – Уфа: Изд-во УНИ, 1981. – С.35-38.
4. Позднышев, Г.Н. Стабилизация и разрушение эмульсий [Текст] / Г.Н. Позднышев. – М.: Недра, 1982. – С.20-22.
5. Дополнение к проекту разработки Русскинского месторождения. НГДУ «Комсомольскнефть». – ТО ЦКР Роснедра. – 2009. – С.40-46.

УДК 532.5 (075.8)

#### **ОСОБЕННОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ АНОМАЛЬНО-ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ**

*Р.Р. Лугманов, Д.Р. Исламгулова, В.Р. Латыпов, Л.В. Петрова  
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация: Статья посвящена разбору и изучению аномально вязких нефтей, причин их вязкости. Проанализированы запасы трудноизвлекаемых нефтей по миру, а также рассмотрены минусы и плюсы их добычи. Актуальность данной проблемы не вызывает сомнений, ведь в наше время, в связи со снижением объемов прироста запасов кондиционных нефтей, нужно максимально эффективно использовать те запасы, от которых мы обычно отказывались и откладывали на потом. По данным всемирного энергетического совета были подвергнуты анализу и запасы нефтей в нашей стране – России, а также сопоставлены разведанные запасы трудноизвлекаемых нефтей в разные годы.

Ключевые слова: нефть, вязкость, нефтеотдача, фильтрация, реологические свойства

UDC 532.5 (075.8)

## FEATURES OF FILTRATION OF ANOMALOUS-VISCOUS OILS

R. R. Lugmanov, J. R. Islamgulova, V. R. Latipov, L. V. Petrova  
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)

**Abstract:** The article is devoted to the analysis and study of anomalously viscous oils, the reasons for their viscosity. The reserves of hard-to-recover oils throughout the world are analyzed, and the minuses and pluses of their extraction are considered. The urgency of this problem is unquestionable, because in our time, in connection with a decrease in the growth of stocks of conditioned oils, it is necessary to make the most effective use of those reserves, which we usually refused and postponed for later. According to the World Energy Council, oil reserves in our country, Russia, were also analyzed, and the explored reserves of hard-to-recover oils were compared in different years.

**Key words:** *oil, viscosity, oil recovery, filtration, rheological properties*

Состав и свойства нефти напрямую влияют на работу оборудования для добычи, а также на нефтеотдачу. Под составом и свойствами понимается так же содержание смол, асфальтенов и парафина. Учеными были найдены адсорбционно-сольватные слои, которые обладают аномально-вязкими свойствами. Они оказывают сильное влияние на фильтрацию нефти и на то, насколько хорошо она вытесняется из породы. Эти самые слои находятся в порах, которые насыщены нефтью [1,3,5].

В связи с тем, что обнаруживается и разрабатывается все больше немалых месторождений парафинсодержащих нефтей с использованием законтурного и внутриконтурного заводнений, то возникает вопрос об смене свойств нефти в скважинах из-за выделения растворенного газа и охлаждения.

Эксперименты показали, что остывание нефти до температуры ниже температуры насыщения парафином приводит к тому, что образуются пространственные структуры, из-за чего нефть приобретает необычные структурно-механические свойства. Вследствие этих свойств нефть начинает иметь особую вязкость – непостоянную, и которая зависит от напряжения сдвига. Такие нефти зовутся аномальными, ведь они нарушают закон Ньютона, а при малых скоростях сдвига данные аномалии вязкости особенно заметны.

Нарушение закона Дарси, нарушения закона Ньютона, а так же вязкостные аномалии могут быть причиной невысокой нефтеотачи пластов. Исследования и анализ результатов разработки большого числа местоскоплений нефти, выполненные учеными выявили, что для залежей аномальных нефтей нефтеотдача значительно ниже, чем для таких залежей, при работе которых нет аномалий вязкости [2,3,4].

В России запасы асфальтеносодержащих нефтей огромны, и чтобы использовать эти запасы наиболее полно и с умом, необходимо учитывать аномальные свойства нефти во время разработки и проектирования залежей. Зачастую, учесть эти свойства можно на основе исследований реологических свойств нефтей.

Цели и задачи, поставленные для исследования:

- углубление знаний и изучение аномально вязких жидкостей;
- причины необычной вязкости нефти;
- анализ фильтрации аномальной нефти и нарушения закона Дарси;
- оценка запасов и прогнозы добычи трудноизвлекаемых нефтей;
- расчет предельного градиента и предельного напряжения сдвига по промысловым данным исследования.

В течение последнего времени на месторождениях Российской Федерации довольно сильно возросла доля трудноизвлекаемых нефтей, а также высоковязких нефтей и природных битумов. Добыча таких трудноизвлекаемых нефтей растет намного медленнее, чем вся доля данных нефтей от всех, из-за чего ресурсная база беднеет и

качество ее падает. Этот различный баланс, как правило, имеется в старых добывающих регионах[4,5,6].

Ресурсы тяжелых и битуминозных нефтей в мире многим превышают запасы легких нефтей. Примерные подсчеты показывают, что они оцениваются примерно в 750 миллиардов тонн. Самые значительные запасы имеют в своем распоряжении Канада и Венесуэла. Так же Россия, США, Кувейт, Мексика и Китай имеют значительные запасы легких нефтей. Наиболее влиятельная часть ресурсов тяжелых нефтей и природных битумов на территории России относится к местоскоплениям Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций. По подсчетам ученых их запасы составляют 30-75 миллиардов тонн. В наше время, когда объем прироста запасов хороших и кондиционных нефтей, вопрос освоения ресурсов тяжелых нефтей и природных битумов особенно актуален.

По ряду необычных свойств битумов и тяжелых нефтей, таких как довольно высокое содержание смолистоасфальтеновых веществ, высокого содержания органических соединений, серы, наличиевысокой концентрации ароматических углеводородов, а также высокой вязкости и плотности, у этих нефтей получается высокая себестоимость добычи, почти невозможная добыча и очень усложняется транспортировка по логичным причинам[7,8,9].

Добыча тяжелых высоковязких нефтей при помощи технологий для обычных нефтей ведет к низкой нефтеотдаче и потере ценных попутных компонентов, что оборачивается недополученной прибылью и наносит вред экологии. Доведение исходного сырья до требуемого качества достигается разбавлением более легкой нефтью или переработкой до получения так называемой синтетической нефти. Иногда для транспортировки тяжелых высоковязких нефтей строятся специальные трубопроводы с подогревом, что также увеличивает издержки производства.

Большинство российских НПЗ не рассчитаны на переработку тяжелых высоковязких нефтей. Некоторые тяжёлые высоковязкие нефти могут быть переработаны на НПЗ в смеси с обычными нефтями по традиционным технологиям. Другие такие нефти могут перерабатываться только на специализированных предприятиях, выпускающих ограниченный ассортимент нефтепродуктов. Решение вопроса рациональной переработки тяжёлых высоковязких нефтей затруднено тем, что данные по их свойствам и составу весьма неполны, разноречивы и не носят системного характера. Отсутствие информации затрудняет привлечение новых инвесторов к решению вопроса переработки новых для них видов сырья.

Экономически целесообразной и возможной добыча тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов представляется только благодаря развитию и применению эффективных технологий их переработки с получением товарных нефтепродуктов с высоким отличием рыночной цены от себестоимости. Что позволит окупить дорогостоящие технологии их добычи, многократно превышающие аналогичные затраты при добычи кондиционных нефтей.

Канадские природные битумы. В 2011 г. более 43% от мировой добычи нетрадиционной нефти составили канадские природные битумы, объем производства которых достиг 80 млн т.

В настоящее время используются разнообразные методы разработки месторождений природных битумов, применимость которых обусловливается геологическим строением и условиями залегания пластов, физико-химическими свойствами пластового флюида, состоянием и запасами углеводородного сырья, климатогеографическими условиями, наличием инфраструктуры и другим[3,4,5].

По данным WorldEnergyCouncil, геологические запасы сверхвязкой нефти и природных битумов в России составляют 55 млрд. тонн. Извлекаемые запасы высоковязкой нефти (более 30 мПа\*с) на начало 2013 года в целом по Российской

Федерации составляют по категории ABC1 –1980,291 млн.тонн или 10,99%, в том числе на месторождениях:

- в Северо–Западном федеральном округе – 436,037 млн.тонн (2,42%);
- в Южном– 7,708 млн.тонн (0,04%);
- в Северо–Кавказском – 1,948 млн.тонн (0,01%);
- в Приволжском – 844,297 млн.тонн (4,68%);
- в Уральском – 651,590 млн.тонн (3,62%);
- в Сибирском – 3,544 млн.тонн (0,02%);
- в Дальневосточном – 7,487 млн.т (0,04%);
- на шельфе Российской Федерации – 27,680 млн.тонн (0,15%).

Следует отметить, что в 2012 году разведанные извлекаемые запасы высоковязкой нефти в целом по Российской Федерации увеличились на 58,053 млн.тонн или 3,02 процента. К категории сверхвязких нефтей в России принято относить нефть вязкостью в пластовых условиях более 200 мПа\*с. Для целей налогообложения нефть с вязкостью выше 200 мПа\*с относится к категории сверхвязкой, которая представляет собой нечто среднее между тяжелыми высоковязкими нефтями и природными битумами.

Месторождение сверхвязкой нефти и природных битумов в России сосредоточены, главным образом, в Волго–Уральской (Татарстан, Удмуртия, Башкортостан, Самарская область и Пермский край), Восточно–Сибирской (Тунгусский бассейн) и Тимано–Печорской нефтегазоносных провинциях[3,5].

Таким образом, рассмотрены состав аномальных нефтей, причины их необычной вязкости и особенности фильтрации аномальных нефтей в пористой среде. Исходя из анализа можно сделать вывод, что нарушения законов Ньютона и Дарси у нефтей может быть причиной низкой нефтеотдачи пласта и именно поэтому эта тема требует дальнейшего изучения. К тому же были проведены расчеты и оценены предельный градиент и предельное напряжение сдвига по промысловым данным исследования[1,3,4].

#### Список использованных источников

1. Ермолкин В.И., Керимов В.Ю. Геология и геохимия нефти и газа М.: Недра, 2012. - 460 с.
2. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти Москва: Недра, 1975. — 168 с.
3. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений М.: ООО "Премиум Инжиниринг". - 2009. - 570 с.
4. Петров А.А. Углеводороды нефти / А.А. Петров. – М.: Наука, 1984. – С. 427.
5. Гуторов, А.Ю. Типовые технологические процессы в теории разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебное пособие / А. Ю. Гуторов, Л. В. Петрова. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - 79 с.
6. Петрова, Л.В. Основы подземной гидромеханики [Текст]: учебное пособие / Л. В. Петрова. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - 77 с.
7. Улямаев, М.А. Исследование нелинейных законов фильтрации [Электронный ресурс] / М.А. Улямаев, Л. В. Петрова // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – С. 84-88.– Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.
8. Минниyarova, Р.Р. Исследование задач интерференции скважин в условиях упругого режима [Электронный ресурс] /Р.Р.Минниyarova, Л. В. Петрова// Материалы 37-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов в 3-х т./ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010.– С. 37-39. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

9. Шагалева, Р.К. Моделирование как метод исследования подземной гидромеханики [Текст] / Р.К.Шагалева, Л.В.Петрова// Внедрение инновационных педагогических технологий в техническом университете: материалы Всероссийской научно-методической конференции 2010 г. / УГНТУ. – Уфа, 2010. – С. 40-43

UDK 622.24.062

## **ЛИКВИДАЦИЯ ПРИХВАТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ДОБАВКИ IKFREE**

Мамаев С.В., Гусейнова Е.Л.

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. Эффективность ликвидации прихвата, предопределяется правильностью выбора способа, или набора способов, которые бы отвечали и соответствовали типу прихвата.

Ключевые слова: бурение, прихват, сальникообразование, смазочная добавка, жидкостная ванна, гидравлический ударный механизм

UDK 622.24.062

## **DRILLING WELLS PRINCIPLES LIQUIDATION WITH IKFREE ADDITIVES APPLICATION**

Mamaev S.V., E. L. Guseynova

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. Stamping out effectiveness is predetermined by the method choice correctness or the set of methods that would respond and correspond to the stitching type.

Keywords: drilling, clamping, stuffing, lubricant additive, liquid bath, hydraulic shock mechanism

Непредвиденный при сооружении скважин процесс, характеризующийся потерей подвижности колонны труб или скважинных приборов при приложении к ним максимально допустимых нагрузок с учетом запаса прочности труб и применяемого оборудования, называют прихватом. Это распространенный и тяжелый вид аварий. Потенциальные опасности возникновения аварий возросли с увеличением глубин скважин и соответственно с ростом давлений — как гидростатического, так и пластового. Прихваты подразделяются на следующие группы [1]:

- прилипание труб к стенке скважины (дифференциальный прихват);
- заклинивание колонн труб;
- прихват буровой колонны обвалившимися неустойчивыми породами;
- прихват буровой колонны сальником.

Дифференциальный прихват (рисунок 1) возникает в случаях превышения гидростатического давления над пластовым, наличия во вскрытой части литолого - стратиграфического разреза пористых и проницаемых пластов, использование промывочной жидкости, образующей на стенках скважины рыхлую фильтрационную корку, оставление колонны труб без движения против проницаемых пород.

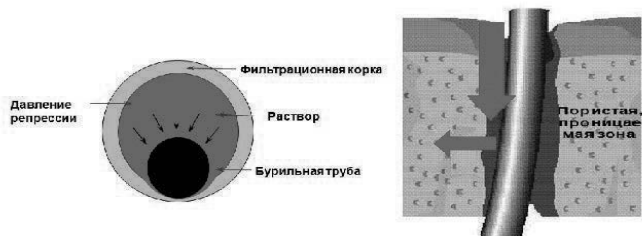


Рисунок 1 – Дифференциальный прихват

Помимо основных причин существует ряд косвенных факторов, уменьшающих или увеличивающих вероятность возникновения прихватов – величина силы взаимодействия бурильных колонн со стенками скважины [2], соотношение адгезионной и когезионной связей в контакте «труба-фильтрационная корка» [3] и др.

Для предупреждения такого вида прихватов, а также затяжек, посадок бурильного инструмента, применяется добавление в промывочную жидкость реагентов повышающих ее смазочные свойства и имеющие многофункциональное действие [4,5,6,7,8, 9 и др].

Признаками прилипания колонны в начальной стадии его возникновения служат увеличение крутящего момента бурильной колонны и сопротивление ее осевым перемещениям. Поэтому в процессе работы необходимо постоянно наблюдать за показаниями роторного моментомера и индикатора веса и регистрировать их показания. Прилипание колонны труб отличается от других групп прихватов неизменным характером циркуляции бурового раствора и отсутствием вращения и перемещения бурильной колонны.

Как правило, 65 % прихватов этой категории ликвидируется путем установки различных жидкостных ванн, например, углеводородных (нефть, минеральное масло или дизельное топливо). Существенным недостатком таких технологических жидкостей является значительная продолжительность времени ожидания освобождения от прихвата.

При ликвидации дифференциальных прихватов, возникает необходимость разупрочнения и разрушения фильтрационной корки на стенках. Наиболее эффективный способ заключается в проникновении антиприхватной жидкости сквозь фильтрационную корку путем растрескивания, что позволяет сделать ее проницаемой для углеводорода за счет образования в ней каналов большого диаметра, и, как следствие, увеличения фильтрации жидкости в зоне прихвата. По образовавшимся каналам антиприхватная жидкость поступает из скважины в поры пласта и снижает перепад давления в системе «скважина-пласт», что приводит к «освобождению» от дифференциального прихвата. Для ускорения растрескивания и фильтрации антиприхватной жидкости необходимы специальные поверхностно-активные добавки, позволяющие облегчить проникновение углеводородного носителя через фильтрационную корку. Так, например, разработан разглинизирующий реагент ПолиРР [10], жидкость для освобождения прихваченных бурильных труб БУРИНТЕХ-АНТИСТИК (БАС) [11], добавка для ликвидации прихватов «IKFREE» компании M-I SWACO» [12] и др.

Добавка IKFREE – это комплексный реагент для приготовления жидкостей для освобождения прихваченных труб на углеводородной основе. Продукт содержит загустители, эмульгаторы, утяжелители и материалы для разрушения фильтрационной корки. В качестве водной фазы пачки может использоваться пресная вода, морская вода или соляной раствор. Продукт IKFREE обезживает и разрушает фильтрационную корку, позволяя жидкости для ликвидации прихватов проникать между бурильной колонной и пластом. Вещество смачивает, смазывает бурильную колонну и уменьшает усилие,

необходимое для освобождения прихваченных труб. Плотность пачек IKFREE находится в диапазоне 960-2160 кг/м<sup>3</sup>. Жидкость для ликвидации прихватов, с использованием «IKFREE» в необходимом объеме (8-32 м<sup>3</sup>) необходимо закачать в кольцевое пространство вокруг предполагаемой зоны прихвата, при этом каждый час закачивать дополнительно 100-300 литров свежей жидкости. IKFREE разработана таким образом, что она не теряет эффективность при загрязнении буровым раствором на водной основе.

Данные анализа фильтрационной корки бурового раствора до добавления добавки для ликвидации прихватов «IKFREE» и после добавления добавки для ликвидации прихватов «IKFREE», представлены на рисунке 2.

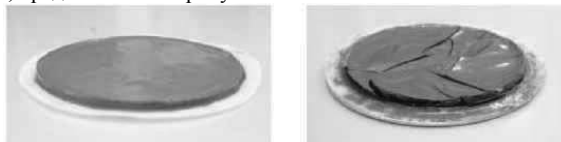


Рисунок 2 – Фильтрационная корка бурового раствора (слева – до добавления добавки IKFREE, справа – после добавления добавки IKFREE)

Результаты тестирования добавки IKFREE представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты тестирования добавки для ликвидации прихватов IKFREE

| Реагент                                  | Время освобождения, мин | Фильтрация, мл |
|------------------------------------------|-------------------------|----------------|
| Раствор буровой                          | -                       | 1              |
| Дизельное топливо                        | 65                      | 3              |
| Добавка для ликвидации прихватов IKFREE. | 15                      | 7              |

На основании вышесказанного установка углеводородных ванн с применением добавки для ликвидации прихватов IKFREE компании «M-I SWACO» рекомендуется к применению для ликвидации дифференциальных прихватов.

#### Список использованных источников

- Басарыгин, Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин : учебник / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. — Москва: Недра, 2000. — 679 с.
- Взаимодействие колонны бурильных труб со стенкой скважины [Текст] / А.М. Фролов, В.П. Матюшин, Т.Д. Дихтярь, В.Г. Конесев // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 2. – С. 14-17.
- Изучение геометрических характеристик структуры адгезионной связи в системе «металл – фильтрационная корка» для различных типов буровых растворов [Текст] / И.Ф. Салихов, В.Г. Конесев, Т.Д. Дихтярь, Я. Цювей // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 357-362.
- Исследование смазочных добавок к буровым промывочным жидкостям [Текст] / Р.А. Исмаков, В.Г. Конесев, О.Г. Мамаева, В.П. Матюшин, Г.В. Конесев // История науки и техники. – 2011. – № 12. – С. 152-156.
- Исследование специальных свойств реагентов, применяемых в промывочных жидкостях [Электронный ресурс] / Н.А. Петров., Г.В.Конесев, И.Н.Давыдова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 397-404. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

6 Пат. 2590254 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Буровой комплексный реагент для промысловых жидкостей на водной основе [Электронный ресурс] / Конесев В.Г., Янгиров Ф.Н., Дихтябрь Т.Д., Ибатуллин Д.Ф., Салихов И.Ф., Яхин А.Р.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2015110263/03; заявл. 23.03.2015; опубл. 10.07.2016, Бюл. № 19. – Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).

7 Исследование и разработка средств улучшения показателей триботехнических свойств буровых промысловых жидкостей [Текст] / А.М. Фролов, Т.Д. Дихтябрь, В.П. Пурин, Т.Р. Нуриев, В.Г. Конесев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 378-382.

8 Изучение влияния смазочных добавок на триботехнические свойства буровых промысловых жидкостей [Текст] / Т.Р. Нуриев, Е.Я. Минилбаев, Н.В. Веселухин, Т.Д. Дихтябрь, Ф.Н. Янгиров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 488-494.

9 Применение смазочной добавки с повышенными антиприхватными свойствами ЛУБРИ-М [www.oil-industry.net/Journal](http://www.oil-industry.net/Journal)

10 Разглиннизирующий реагент ПолиРР. // [Электронный ресурс]: <http://нпо-полицелл.рф> (дата обращения 10.03.2017 г.).

11 Противосальниковые и противоприхватные добавки.// [Электронный ресурс]: <http://burintekh.ru/> (дата обращения 10.03.2017 г.).

12 Добавка для ликвидации прихватов. [Электронный ресурс]: <http://miswaco.com>.

УДК 532.12

## **ИССЛЕДОВАНИЯ ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАМКНУТОЙ ЗАЛЕЖИ В УСЛОВИЯХ УПРУГОГО РЕЖИМА**

А.Р. Миннулина, Э.М. Альмухаметова  
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация: В практике разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в пластах часто возникают неустойчивые процессы, связанные с пуском или остановкой скважин, с изменением темпов отбора флюида из скважин. Особенности этих неустойчивых процессов зависят от упругих свойств пластов и насыщающих их жидкостей. Упругий режим играет существенную роль при переходных процессах, возникающих в результате изменения режимов работы скважин.

Ключевые слова: упругий режим, контур нефтеносности, КВД, неустойчивые процессы.

UDC 532.12

## **INVESTIGATION OF LIQUID MOVEMENT WHEN OPERATING AN ENCLOSED DEPOSIT IN ELASTIC DRIVE REGIME**

A.R. Minnulina, E.M. Almukhametova  
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)

Annotation: During the development and operation of oil and gas fields there are often unsteady processes associated with the start-up or shutdown of wells with changes in the rate of fluid withdrawal from wells. The characteristics of these unsteady processes depend on the elastic properties of the seams and the liquids that saturate them. The elastic regime plays an

important role in the transient processes that arise as a result of changes in the operating modes of the wells.

Keywords: elastic regime, oil-bearing contour, pressure build-up curve, time-dependent process.

В практике разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в пластах часто возникают неустановившиеся процессы, связанные с пуском или остановкой скважин, с изменением темпов отбора флюида из скважин. Характер этих процессов проявляется в перераспределении пластового давления, в изменениях во времени скоростей фильтрационных потоков, дебитов скважин и т.д., [1]. Особенности этих неустановившихся процессов зависят от упругих свойств пластов и насыщающих их жидкостей. Это означает, что основной формой пластовой энергии, обеспечивающей приток жидкости к скважине в этих процессах, является энергия упругой деформации жидкостей (нефти и воды) и материала пласта, [2].

При этом для проявления упругих сил необходимо, чтобы фильтрационный поток был однофазным, т.е. давление в любой точке потока должно быть выше давления насыщения жидкости газом, [3].

При пуске скважины в эксплуатацию в условиях упругого режима движение жидкости начинается за счет использования потенциальной энергии упругой деформации пласта и жидкости сначала в ближайших окрестностях забоя, затем во все более удаленных областях пласта, [4].

При снижении пластового давления объем сжатой жидкости увеличивается, а объем порового пространства сокращается за счет расширения материала пласта. Все это способствует вытеснению жидкости из пласта в скважину. Хотя коэффициенты объемной упругой деформации жидкости и породы пласта очень малы, но зато очень велики бывают объемы пласта и насыщающих его флюидов, поэтому объемы жидкости, извлекаемой из пласта за счет упругости пласта и жидкости, могут быть весьма значительными, [5].

В некоторых случаях приток жидкости к забоям скважин поддерживается и напором воды, поступающей в пласт из области питания. Тогда режим пласта следует называть упруговодонапорным, [6]. Различают и вторую разновидность упругого режима – замкнуто-упругий режим. Встречаются залежи нефти в закрытых со всех сторон пластовых «ловушках», когда на небольших расстояниях от нефтяной залежи продуктивный пласт либо выклинивается, либо экранирован сбросом/ В начальной стадии разработки такой залежи, до тех пор пока пластовое давление не снизилось до давления насыщения, имеет место замкнуто-упругий режим фильтрации, [7].

Характерная особенность проявления упругого режима в процессе разработки нефтяных месторождений – длительность процесса перераспределения пластового давления после начала работы скважины или изменения темпа отбора жидкости из скважины. Это связано с тем, что при фильтрации вязкой жидкости в пласте возникают очень большие силы сопротивления. Неустановившиеся процессы протекают тем быстрее, чем больше вязкость жидкости  $\eta$  и коэффициенты объемной упругости жидкости  $\beta_j$  и пласта  $\beta_c$ , [8].

Теорию упругого режима используют чаще всего для решения следующих задач:

- определение величин давления на забое скважины в результате ее пуска, остановки или изменения режима эксплуатации, а также при интерпретации результатов исследования скважин с целью определения параметров пласта (кривые восстановления давления (КВД) для добывающих скважин и кривые падения давления (КПД) для нагнетательных скважин)

- расчеты перераспределения давления в пласте и, соответственно, изменения давления на забоях одних скважин, в результате пуска-остановки или изменения режима работы других скважин, разрабатывающих пласт (гидропрослушивание пласта), [9]

- расчеты изменения давления на начальном контуре нефтеносности месторождения или средневзвешенного по площади нефтеносности пластового давления при заданном во времени поступлении воды в нефтеносную часть из законтурной области месторождения

- расчеты восстановления давления на контуре нефтеносного пласта в случае перехода на разработку месторождения с применением заводнения или при расчетах процесса перетока воды в законтурную область пласта, если задано давление на контуре нефтеносности

- определение продолжительности процесса достижения установившегося режима в каком-либо элементе системы разработки с воздействием на пласт с помощью заводнения и т.д., [10].

Первыми исследователями, разрабатывавшими теорию упругого режима в 30-х годах, были Маскет, Шилсуиз, Херст, Тсейс и Джекоб. Однако они не учитывали объемную упругость пласта. Наиболее полно теория упругого режима с учетом упругих свойств пласта и насыщающих жидкостей разработана В.Н. Щелкачевым, [8].

Под упругим запасом жидкости в пласте понимается количество жидкости, которое можно извлечь из пласта при снижении давления в нем за счет объемной упругости пласта и насыщающих его жидкостей.

Коэффициент  $\beta$  \* называется коэффициентом упругоемкости пласта и численно равен изменению упругого запаса жидкости в единице объема пласта при изменении пластового давления в нем на единицу, [11].

Этот режим реализуется в замкнутом, изолированном пласте. Конечный коэффициент нефтеотдачи при разработке на этом режиме равен приблизительно 2%.

Приток к скважине будет иметь место до тех пор, пока пластовое давление не выровняется с забойным. При реализации этого режима давление в пласте быстро снижается и может произойти быстрый переход на режим растворенного газа, [12].

Хотя коэффициенты объемной упругой деформации жидкости и пласта очень малы, зато очень велики объемы пласта. Поэтому упругий запас жидкости в пласте может быть весьма существенным.

При снижении давления в пласте упругий запас жидкости естественно убывает, а при повышении давления происходит накопление упругого запаса жидкости в нем, [13].

Упругий режим, относящийся к режиму истощения, существенно неустановившийся. Давление в пласте по мере отбора жидкости падает. Для него характерны непрерывно разрастающаяся вокруг скважины воронка депрессии, систематическое падение дебита во времени при сохранении постоянства депрессии или систематическое увеличение депрессии во времени при сохранении дебита. Однако во всех случаях при упругом режиме газовый фактор должен оставаться постоянным по тем же причинам, что и при водонапорном режиме. Темп падения среднего пластового давления может быть различным в зависимости от общего запаса упругой энергии в пласте (от размеров окружающего залежь водного бассейна), [14].

При  $q = \text{const}$  изменение давления  $P(t)$  соответствует прямолинейному закону, т.е. прямой линии, но не проходящей через начало координат. При переменном темпе отбора закон изменения среднеинтегрального давления в пласте будет криволинейный.

Геологическими условиями, благоприятствующими существованию упругого режима, являются:

- залежь закрытая, не имеющая регулярного питания;
- обширная водонасыщенная зона, находящаяся за пределами контура

нефтеносности; отсутствие газовой шапки;

– наличие эффективной гидродинамической связи нефтенасыщенной части пласта с законтурной областью;

– превышение пластового давления над давлением насыщения, [15].

Чтобы при приемлемом темпе снижения среднего давления в пласте Рпл за разумные сроки отобрать запасы нефти, нужно иметь очень большое отношение объема упругой системы к геологическим запасам нефти, [16].

При разработке залежи в условиях упругого режима быстрое понижение давления происходит в пределах самой залежи, а во всей системе, питающей залежь упругой энергией давления (в законтурной области), снижается медленно, [17].

Из сказанного следует, что упругий режим и связанные с ними процессы играют значительную роль при добыче нефти. При определенных благоприятных условиях весь запас нефти может быть извлечен за счет упругого режима (при большой упруго-водонапорной системе) [18]. Последний играет существенную роль при переходных процессах, возникающих в результате изменения режимов работы скважин. При этом в пласте происходят затяжные процессы перераспределения давления, протекающие по законам упругого режима, [19].

#### Список использованных источников

1. Альмухаметова Э.М., применение нестационарного заводнения в условно однородном по проницаемости коллекторе, насыщенном высоковязкой нефтью[текст]/Владимиров И.В., Варисова Р.Р.//нефтепромысловое дело. 2016. № 6. с. 18-22.
2. Альмухаметова Э.М., борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в условиях ванкорского газонефтяного месторождения[текст]/Габдрахманов Н.Х., Альмухаметов Ф.Ф.//проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 1 (103). с. 14-21.
3. Альмухаметова Э.М., эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях бавлинского месторождения[текст]/Хасанова А.И., Габдрахманов Н.Х.//проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 1 (103). с. 7-13.
4. Альмухаметова Э.М., эффективность применения греющего кабеля в условиях ванкорского месторождения[текст]/Габдрахманов Н.Х., Альмухаметов Ф.Ф., Габзалилова А.Х., Петрова Л.В., Гарифуллина З.А.//проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 2 (104). с. 9-17.
5. Альмухаметова Э.М., анализ рентабельности вовлечения в разработку западно-сарутаюнского месторождения[текст]/Гизетдинов И.А., Фаррахов И.И., Габдрахманов Н.Х., Петрова Л.В.//проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 4 (106). с. 28-34.
6. Альмухаметова Э.М. расчет экономической эффективности внедрения твердого ингибитора[текст]/Камалева А.Ф.//проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 4 (106). с. 35-41.
7. Альмухаметова Э.М., расчет экономической эффективности внедрения твердого ингибитора[текст]/Камалева А.Ф.// проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 4 (106). с. 35-41.
8. Альмухаметова Э.М., оптимальные периоды работы/простоя скважин при нестационарном заводнении высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости[текст]/Владимиров И.В.//нефтегазовое дело. 2016. №14-2. с. 38-41.
9. Альмухаметова Э.М., исследование процессов неизотермического вытеснения высоковязкой нефти из послойно неоднородного по проницаемости коллектора[текст]/Владимиров И.В., Велиев Э.М.//нефтегазовое дело. 2016. № 14-3. с. 55-

10. Владимиров И.В., изменение режима работы добывающей скважины как вариант оптимизации коллектора двойной проницаемости[текст]/Варисова Р.Р., Альмухаметова Э.М.//нефтегазовое дело. 2016. т. 14. № 4. с. 40-44.

11. Альмухаметова Э.М., эксплуатация скважин в осложненных условиях[текст]/Габдрахманов Н.Х., Габзалилова А.Х.//учебное пособие для студентов образовательных организаций высшего образования, обучающихся по направлению подготовки бакалавриата "нефтегазовое дело" / Уфа, 2015.

12. Петрова Л.В., теория и практика упругого режима фильтрации[текст]/ Камалеева А.Ф.// современные технологии в нефтегазовом деле – 2016:сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. с. 239-244.

13. Петрова Л.В., итоговая аттестация и выпуск бакалавров по направлению нефтегазовое дело[текст]/ петрова Л.В.// современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства тезисы научно-практической конференции с международным участием. ответственный редактор в.к.тян. 2016. с. 26.

14. Петрова Л.В., применение гидроразрыва пласта на знаменском месторождении[текст]/Петров В.А., Зайнагалина Л.З.// нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации тезисы научно-практической конференции с международным участием. под редакцией тян в.к.. 2016. с. 27.

15. Гареев Л.Р., характеристика текущего состояния разработки Сергинского месторождения[текст]/Петрова Л.В.// современные технологии в нефтегазовом деле – 2016 :сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. с. 293-300.

16. Петрова Л.В., интенсификация добычи нефти. пароциклическая обработка скважин. Камалеева А.Ф., [текст] // современные технологии в нефтегазовом деле – 2016 :сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016.-т.2.- с. 300-306.

17. Петрова Л.В., мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин [текст]/Гареев Л.Р. // современные технологии в нефтегазовом деле – 2016 :сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. -т.2.- с. 307-314.

18. Петрова Л.В. ,мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды при разработке Сергинского месторождения[текст]/Гареева Л.Р.// современные технологии в нефтегазовом деле-2016: сборник научных трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016.- т.2.- с. 318-322.

19. Зайнагалина Л.З., организация академической мобильности студентов[текст]/Габдрахимов М.С., Петрова Л.В., Сулейманов Р.И.// актуальные вопросы инженерного образования-2016 :сборник научных трудов международной научно-методической конференции – Уфа: изд-во УГНТУ,2016.-т.2.- с. 46-50.

УДК 622.276

## **ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

Р.И. Миннулина, Р.И. Сулейманов

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация. Отражается опыт применения солянокислотной обработки на карбонатных коллекторах нефтяных месторождениях. Проанализирована эффективность закачки кислотных растворов различных составов.

Ключевые слова: интенсификация добычи нефти, солянокислотная обработка, карбонатный коллектор, призабойная зона скважины, состав кислотного раствора.

UDC 622.276

## **PECULIARITIES OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENT PROCESSING IN CARBONATE BASIN**

R.I. Minnulina, R.I. Suleimanov

*(Ufa State Petroleum Technological Unuversity, Branch of the Unuversity  
in the City of Oktyabrsky)*

**Abstract.** The experience of using hydrochloric acid treatment on carbonate basin of oil fields is reflected. The efficiency of injection of acid solutions of various compositions is analyzed.

**Keywords:** stimulation of oil production, hydrochloric acid treatment, carbonate basin, wellbottom zone, composition of acid solution

В последние десятилетие в нефтяной отрасли прослеживается стабильная предрасположенность к регрессу структуры запасов нефти, что выражается в повышении числа нефтяных месторождений, вводимых с осложненными геолого-физическими условиями, увеличении доли карбонатных коллекторов с высоковязкой нефтью. Это вызывает потребность поиска, создания и внедрения в нефтяную промышленность новых технологий воздействия на призабойную зону скважины и сам пласт [1-5].

Кислотные обработки нефтяных скважин предназначены для очистки призабойной зоны, забоев, НКТ от парафинистосмолистых и солевых отложений, а также продуктов коррозионного воздействия при изучении нефтяных скважин с намерением их запуска и для повышения проницаемости пород. Под действием солянокислотного раствора в породах призабойной зоны скважины формируются каверны, пустоты, каналы разедания, в результате этого резко увеличивается проницаемость пород, и в следствие чего и приток добывающих и приемистость нагнетательных скважин [6-7].

Подбирая технологический процесс кислотной обработки нефтяных скважин всегда необходимо учитывать пластовые условия. Скорость взаимодействия следует увеличивать при воздействии на труднорастворимые породы, а в хорошо растворимых карбонатных породах иногда желательно ещё более замедлить действие соляной кислоты, невзирая на то, что давление пласта оказывается фактором, в большей степени замедляющим реакцию, обеспечивающей проникновение её в активном состоянии как можно глубже в нефтеносный пласт [8-9].

Для кислотных обработок наиболее действенным являются 12...14 %-ные водные растворы кислот. Повышение концентрации приводит к тому, что кислотный раствор, контактируя с доломитами и известняками, формирует соединения гелеобразного состояния, в какой-то степени растворяет гипс, осадок которого при выпадении закупоривает поровое пространство продуктивного пласта [10-12]. При закачивании слабокислотного раствора требуется значительное повышение объема кислотного раствора, это может привести к уменьшению эффективности взаимодействия [13-14]. Для кислотных обработок на скважинах с низким давлением пласта и хорошей проницаемостью предлагается использовать 12...14 %-ные водные растворы соляной кислоты. При высоких давлениях пласта и плохой проницаемостью следует применять кислотный раствор 12 % – ной концентрации. При кислотных обработках нефтяных скважин, коллекторы которых представлены песчаниками и карбонатным цементом, рекомендовано применять 10...12 %-ный кислотный раствор. Для обработки скважин от отложений солей следует использовать 6...12 %-ный раствор соляной кислоты большого объема (на 10...15 % превышающего объем скважины). При расчете объема кислотного раствора учитывается мощность продуктивного горизонта, подвергающийся обработке,

коллекторские характеристики и химический состав пород, и количество предыдущих обработок [15-16]. В частности с целью вторичных воздействий количество кислотного раствора увеличивается на 18...36 % по сравнению с предшествующей обработкой.

Мероприятия по воздействию на продуктивные пласты технологией обработки соляной кислотой призабойной зоны скважины существенно достигнутого уровня безопасности не снижают, следовательно, при внедрении предлагаемых решений будет гарантирован достаточный уровень экологичности и безопасности добычи нефти [17-20].

#### Список использованных источников

1. Ковалев, Н.И. Интенсификация добычи нефти. Наземное и подземное оборудование [Текст] / Н.И. Ковалев, Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин. – Красно-дар: Просвещение-Юг, 2005. – 335 с.
2. Добыча нефти. Наземное и подземное оборудование [Текст]: монография / Д.Г. Антониади, Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин, Р.М. Тухтеев. – Красно-дар: Советская Кубань, 2003. – 320 с.
3. Арсланов, И.Г. Информационные технологии в расчетах нефтегазо-промышленного оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин // Научное обозрение. – 2015. – № 6. – С. 74–83.
4. Хабибуллин, М.Я. Расчет нефтепромышленного оборудования [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2014. – 98 с.
5. Хабибуллин, М.Я. Оборудование подземное установки скважинного штангового насоса [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, В.А. Петров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 54 с.
6. Эффективность применения колтюбинговой технологии в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин, В.В. Петров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрь-ский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 375-378.
7. Садыков, Т.Г. О формировании доходов бюджета муниципального образования [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. – № 3. – С. 71-84.
8. Пат. 2198288 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ закачки жидкости в нагнетательные скважины и устройство для его осуществления [Электронный ресурс] / Султанов Б.З., Тухтеев Р.М., Хабибуллин М.Я., Туйгунов М.Р.; заявители и патентообладатели Султанов Байрак Закиевич, Тухтеев Ринат Мухаметович, Хабибуллин Марат Яхиевич, Туйгунов Мухамет Рахматулович. – № 99121394/03; заявл. 12.10.99; опубл. 10.02.2003, Бюл. № 4. – Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).
9. Арсланов, И.Г. Расчеты при проектировании деталей и узлов машин [Текст]: учебное пособие / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 126 с.
10. Садыков, Т.Г. О формировании бюджетов и управлении ресурсами муниципальных образований [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. – № 1. – С. 73-80.
11. Хабибуллин, М.Я. Экспериментально-теоретические исследования вытеснения нефти водой, с циклически изменяющейся амплитудой давления [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 6. – С. 233-241. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
12. Хабибуллин, М.Я. Параметры неустановившегося движения закачиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 1. – С. 148-165. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

13. Садыков, Т.Г. О формировании расходов бюджета муниципального образования [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 4. - С.53-66.

14. Петров, В.А. Нефтепромысловые установки и агрегаты для обслуживания и ремонта скважин. Технологические процессы [Текст]: учебное пособие /В.А. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.-112 с.

15. Садыков, Т.Г. Экономика и управление производством [Текст]: учебное пособие / Т.Г. Садыков. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.- 149 с.

16. Хабибуллин, М.Я. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкостей в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Д.И. Сидоркин // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – С. 27-32.

17. Садыков, Т.Г. Оценка состояния и проблемы совершенствования межбюджетных отношений в республике Башкортостан [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 2.- С.35-48.

18. Хабибуллин, М.Я. Оптимизация процесса вытеснения нефти при стационарной импульсной закачке воды [Текст]: М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов, Р.Я. Абдюкова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 3. – С. 24-28.

19. Петрова, Л.В. Эффективность борьбы с солеотложениями при добыче нефти [Текст] / Л.В. Петрова, В.А. Петров, И.Н. Гимаев // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 79-83.

20. Петрова, Л.В. К теории движения газированной жидкости в пористой среде [Текст] / Л.В. Петрова // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9. – № 6. – С. 12-13.

3+.3УДК 622.24.062

### **ПОВЫШЕНИЕ ПРОТИВОПРИХВАТНЫХ СВОЙСТВ ПРОМЫВочНЫХ ЖИДКОСТЕЙ**

Т.С. Мустафин, И.Т. Хизбуллин, А.М. Мингазов, Г.К. Чуктуров  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. Разработка и внедрение эффективных методов предупреждения прихватов является одной из актуальных задач. В статье рассмотрена сравнительная оценка смазочного действия добавок к промывочным жидкостям.

Ключевые слова: бурение, прихват, промывочная жидкость, смазочная добавка, фильтрационная корка.

UDK 622.24.062

### **INCREASE OF ANTI-PRIMARY PROPERTIES FLUID FLUIDS**

T.S. Mustafin, I.T. Hizbullin, A.M. Mingazov, G.K. Chukturev  
(FSBEI HE USPTU)

Abstract. Development and introduction of effective methods of preventions of sticking are one of actual tasks. The article discusses comparative estimation of lubricating action of additives to the drilling fluid.

Keywords: drilling, sticking, drilling fluid, lubricity additive, filter cake.

При прочих равных условиях большое влияние на возникновение дифференциальных прихватов оказывает влияние сила и характер взаимодействия колонны труб со стенкой скважины [1,2], характеристика соприкасающихся поверхностей, особенно наиболее подверженных различным изменениям фильтрационных корок. Существенным фактором, влияющим на прихват инструмента, является

продолжительность неподвижного контакта его проницаемыми стенками скважины или с фильтрационной коркой за счет роста адгезионных сил до максимального уплотнения и упрочнения корки.

Важную роль в предупреждении прихватов играет промывочная жидкость, ее тип, введенные в нее химические реагенты, в том числе и смазочные [3,4,5,6,7,8 и др]., поскольку от этого будут зависеть свойства формируемых фильтрационных корок, а также физико-химические процессы в зоне контакта корки с металлической поверхностью труб.

Применяемые при проводке скважин буровые промывочные жидкости в основном являются жидкостями на водной основе, в частности, широкое применение имеют безглинистые биополимерные растворы (ББР) и полимерглинистые растворы (ПГР). В соответствии с поставленной задачей повышения смазочных и противоприхватных свойств были испытаны промывочные жидкости, состав и параметры которых представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Рецепттура бурового раствора

| Тип исходного раствора                   | Состав                                                                                                | Содержание                                                   | Основные параметры раствора                                                                                |
|------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Полимерглинистый раствор (ПГР)           | Вода<br>Бентонит<br>ПАЦ-НВ<br>CaCO <sub>3</sub>                                                       | (ост.)<br>+4%<br>+0,4%<br>+5%                                | $\rho=1060 \text{ кг/м}^3$ ; УВ=21 с;<br>ПФ=6 см <sup>3</sup> /30мин;<br>CHC1/10=11/36 дПа;<br>pH=8        |
| Безглинистый биополимерный раствор (ББР) | Вода<br>CaCO <sub>3</sub><br>ПАЦ НВ<br>Ксантановая камедь (биополимер)<br>Бактерицид «Дарсан»<br>NaOH | (остаточная)<br>+11%<br>+0,4%<br><br>+0,2%<br>+0,1%<br>+0,1% | $\rho=1070 \text{ кг/м}^3$ ;<br>УВ=24 с;<br>ПФ=7 см <sup>3</sup> /30 мин;<br>CHC1/10=8,6/9,6 дПа;<br>pH=10 |

Противоприхватные свойства промывочных жидкостей с различными смазочными добавками оценивались по коэффициенту трения пары «металл – фильтрационная корка» на приборе ФАСК -1. Для исследования были выбраны смазочные добавки: ФК-2000, Лубриол, БКР-5 (разработанная на кафедре бурения), Эколюб и АКС-303 белорусского производства, которые вводились в промывочные жидкости в 0,5, 1 и 1,5 % концентрации. Каждый опыт проводился через 10 минут выдержки в покое груза и корки. По результатам экспериментальных исследований составлены графики зависимости коэффициента трения от времени исследования. Было получено, что достаточен ввод смазочных добавок в концентрации 1%.

Из графиков (рисунок 1) видно, что исходный ПГР имеет высокий коэффициент трения, что означает высокую вероятность прихвата, а введение смазочных добавок существенно его снижает (в большей мере Эколюб и БКР-5).

По графикам (рисунок 1 и 2) видно, что ББР имеет коэффициент трения в два раза ниже, чем ПГР.

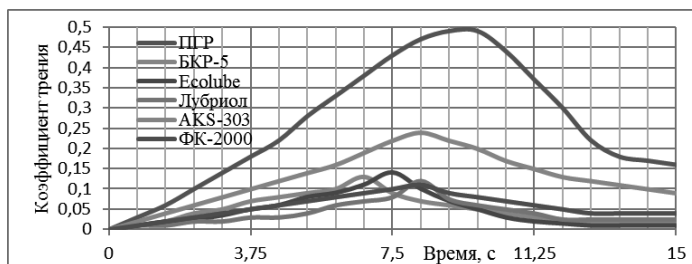


Рисунок 1 – График зависимости коэффициента трения от времени исследования для ПГР при концентрации добавок 1%

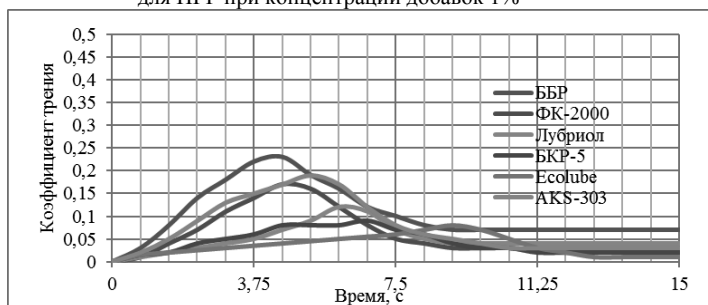


Рисунок 2 – График зависимости коэффициента трения от времени исследования для ББР при концентрации добавок 1%

При добавлении смазочных добавок в ББР происходит более существенное снижение коэффициента трения, чем при введении этих же добавок в ПГР. Лучшие результаты получены при вводе 1 % смазочных добавок Эколюб и БКР-5 [9-11].

#### Список использованных источников

1. Взаимодействие колонны бурильных труб со стенкой скважины [Текст] / А.М. Фролов, В.П. Матюшин, Т.Д. Дихтябрь, В.Г. Конесев // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 2. – С. 14-17.
2. Изучение геометрических характеристик структуры адгезионной связи в системе «металл – фильтрационная корка» для различных типов буровых растворов [Текст] / И.Ф. Салихов, В.Г. Конесев, Т.Д. Дихтябрь, Я. Цювей // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 357-362.
3. Пат. 2367676 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Смазочная добавка для буровых растворов (варианты) [Электронный ресурс] / Конесев Г.В., Мамаева О.Г., Янгиров Ф.Н., Конесев В.Г.; патентообладатель Конесев Геннадий Васильевич, ООО «Башхимпром». – № 2007129553/03; заявл. 01.08.2007; опубл. 20.09.2009, Бюл. № 26. – Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).
4. Исследование смазочных добавок к буровым промывочным жидкостям [Текст] / Р.А. Исмаков, В.Г. Конесев, О.Г. Мамаева, В.П. Матюшин, Г.В. Конесев // История науки и техники. – 2011. – № 12. – С. 152-156.
5. Пат. 2590254 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Буровой комплексный

реагент для промывочных жидкостей на водной основе [Электронный ресурс] / Конесев В.Г., Янгиров Ф.Н., Дихтябрь Т.Д., Ибатуллин Д.Ф., Салихов И.Ф., Яхин А.Р.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2015110263/03; заявл. 23.03.2015; опубл. 10.07.2016, Бюл. № 19. – Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).

6. Исследование и разработка средств улучшения показателей триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей [Текст] / А.М. Фролов, Т.Д. Дихтябрь, В.П. Пурин, Т.Р. Нуриев, В.Г. Конесев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 378-382.

7. Петров, Н.А. Исследования отечественных и зарубежных смазочных добавок буровых растворов [Электронный ресурс] / Н.А. Петров, Ф.Н. Янгиров, И.Н. Давыдова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 5. – С. 150-171. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

8. Изучение влияния смазочных добавок на триботехнические свойства буровых промывочных жидкостей [Текст] / Т.Р. Нуриев, Е.Я. Минилбаев, Н.В. Веселухин, Т.Д. Дихтябрь, Ф.Н. Янгиров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 488-494.

9. Исследование триботехнических свойств для повышения качества буровых промывочных жидкостей (БПЖ) на водной основе с применением реагентов комплексного действия [Текст] / Р.З. Валеев, Ф.Ф. Шафигуллин, Ф.Н. Янгиров // 66-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – С. 30-31.

10. Совершенствование смазочных добавок к буровым растворам [Текст] / Ф.Н. Янгиров, А.Р. Яхин, Л.Д. Михеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 4 (106). – С. 21-27.

11. Патент на изобретение RU 2187532 05.04.2001/Жидкость для глушения скважин/ Ахметов А.А., Дудов А.Н., Юнусов М.С., Докичев В.А., Конесев Г.В., Мулюков Р.А., Янгиров Ф.Н., Галяутдинов А.А., Истомин Н.Н., Петров Д.В., Киряков Г.А.

УДК 622.276

### **ГЕОМЕХАНИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ В ПРОГНОЗИРОВАНИИ ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИН ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ**

Р.А. Нафикова, Л.Р. Баязитова

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация: В статье представлено применение геомеханической модели как метода оптимизации дизайна ГРП. Геомеханическое моделирование в процессе разработки существенно повышает эффективность эксплуатации месторождений за счет уменьшения затрат. На примере ПАО «НК «Роснефть» были рассмотрены оценка переориентации трещин ГРП по данным эксплуатации и геомеханической модели.

Ключевые слова: ГРП, трещина, параметры, модель, геометрия

UDC 622.276

### **GEOMECHANICAL MODEL IN THE FRACTURE GEOMETRY PREDICTION IN HYDRAULIC FRACTURING**

R.A. Nafikova, L.R. Bayazitova

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. The paper presents the geomechanical models application as a fracture design optimizing method. Geomechanical modeling in the development process significantly increases the oil-field exploitation efficiency by reducing the costs. On the PAO "NK "Rosneft" example the hydraulic fracture re-orientation was evaluated according to the operating data and geomechanical models.

Keywords: hydraulic fracturing, fracture, parameters, model, geometry

Геомеханическое моделирование приобрело широкое применение в настоящее время. Наглядным примером является ПАО «НК «Роснефть», которая применяет корпоративный комплекс для мониторинга разработки ПК «РН-КИН». В нем реализована иерархия моделей различной степени детализации, позволяющая инженеру-разработчику выбрать наиболее оптимальный способ решения конкретной производственной задачи.

Геомеханическая модель Малобалыкского месторождения представляет собой 2D-визуализацию геологической среды, в которой можно прогнозировать развитие трещины ГРП. Построение 2D-моделей механических свойств позволило оценить ряд технических параметров, например угол внутреннего трения, скорость продольных и поперечных волн, статические модули сжатия, давление, проницаемость, азимут, рост трещин.

При проектировании дизайна гидравлического разрыва пластов (ГРП) в сложных геологических условиях требуется оценить геометрию трещины ГРП (рис.1). Прогнозируемая геометрия трещины ГРП – основной критерий для определения количества закачиваемого пропантанта и выбора метода обработки пласта.

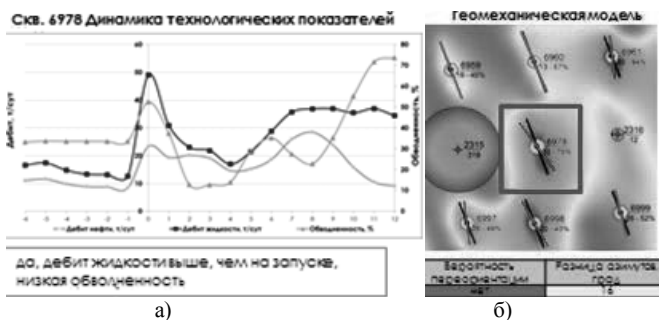


Рисунок 1 – Оценка переориентации трещин а) по данным эксплуатации б) геомеханической модели.

Черная линия указывает на проектное северо-западное направление развития трещины пластов Западной Сибири. Красной линией обозначено фактическое направление трещины. Несоответствие достигнутой и прогнозируемой геометрии трещины связано с неверными значениями механических параметров, положенных в основу дизайна ГРП.

Для оценки технологической эффективности ГРП проводят корректный расчет достижимых пределов геометрии трещины ГРП, позволяющий предупредить обводненность скважин, возрастающей при близком расположении водонасыщенных зон, высокой расчлененности пласта и отсутствии выраженных глинистых перемычек.

Геомеханическая модель Малобалыкского месторождения объединяет информационные потоки в масштабах всего месторождения. Она позволяет не только фиксировать все изменения, но и моделировать несколько разных сценариев влияния управленческих решений на ситуацию как по отдельным сегментам, так на месторождении в целом.

#### Список использованных источников

1. Геологический отчёт ООО «Юганскнефтегаз» за 2014 г. [Текст] / ООО «Юганскнефтегаз» – Нефтеюганск; 2010. – 210 с.
2. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.Р. Баязитова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник научных трудов международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60 – летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-339.
3. Ворсина, Н.А. Вопросы оценки эффективности проведения гидравлического разрыва пласта [Текст] / Н.А. Ворсина, Р.А. Нафикова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 295-301.
4. Ворсина, Н.А. Опыт подготовки студентов по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Н.А. Ворсина // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы научно-практической конференции с международным участием (Самара, 12-13 мая 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тянь. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2016. – С. 15.
5. Ворсина, Н.А. Вклад дисциплины «Основы нефтегазового дела» в подготовку будущих специалистов нефтяной отрасли [Текст] / Н.А. Ворсина // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 96-100.
6. Ворсина, Н.А. Основы методики оценки эффективности соляно-кислотной обработки [Текст] / Н.А. Ворсина, И.В. Шокуров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 279-286.
7. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З.А. Гарифуллина, И.К. Хламушкин, А.Х. Габзалилова, Д.В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 197-207.
8. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: дис. ... канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008.
9. Гарифуллина, З.А. Стратегические аспекты информационного менеджмента (на нефтеперерабатывающих предприятиях) [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 4. – С. 54-56.
10. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: автореф. дис. канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008. – 25 с.
11. Гарифуллина, З.А. К вопросу о ключевых особенностях управления буровыми предприятиями [Текст] / З.А. Гарифуллина, Т.Д. Дихтябрь, Р.Р. Степанова // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2014. – № 1 (12). – С. 127-133.
12. К вопросу о расчете прироста добычи нефти от осуществления мероприятий по интенсификации [Текст] / И.К. Хламушкин, З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова, Р.Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1. – С. 21-25.
13. Габзалилова, А.Х. Снижение коэффициентов трения в горизонтальных скважинах с использованием скважинных вибраторов [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А.

Янтурин, Л.Б. Хузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 5. – С. 4-8.

14. Янтурин, Р.А. О некоторых аспектах увеличения длины эффективного бурения горизонтального интервала или бокового ответвления ствола скважины [Текст] / Р.А. Янтурин, А.Х. Габзалилова, А.Ш. Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 2. – С. 28-31.

УДК 622.276.4

#### **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НА ПРИМЕРЕ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Р.А. Нафикова, Т.Ф. Шайхутдинов

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)*

Аннотация: в статье выполнен анализ эффективности физико-химических методов воздействия на пласты Тевлинско-Русскинского месторождения. Рассмотрены факторы, определяющие рациональность и целесообразность применения методов. Приведены основные направления совершенствования рассмотренных методов.

Ключевые слова: геологическая неоднородность, физико-химические методы, извлечение нефти, заводнение, потокоотклоняющие технологии.

UDC 622.276.4

#### **ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF PHYSICAL-CHEMICAL METHODS ON THE EXAMPLE OF TEVLINSKO-RUSSKINSKOYE OILFIELD**

R.A. Nafikova, T.F. Shaikhutdinov

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract: the article analyzes the physico-chemical methods of impact on the Tevlinsko-Russkinskoye oilfield. Factors determining the rationality and expediency of the application of methods are considered. The basic directions of perfection of the checked up methods are resulted.

Key words: geologic heterogeneity, physical-chemical methods, oil recovery, waterflooding, flow deviation technologies.

В настоящее время существует необходимость контроля добычи нефтегазового сырья. Следует заметить значительное снижение эффективности извлечения нефти при использовании уже освоенных методов. При этом трудноизвлекаемые или остаточные запасы составляют в среднем половину от первоначальных геологических запасов сырья. Поэтому не теряет своей актуальности использование новых технологий, которые позволяют значительно увеличить эффективность извлечения с наименьшими затратами в отличие от традиционных методов.

На Тевлинско-Русскинском месторождении в Западной Сибири разработка в основном ведется методом заводнения, что в свое очередь восполняет уменьшение пластового давления и способствует вытеснению нефти из трещиновато-пористой среды. Однако заводнение может не полностью влиять на эффективность нефтеизвлечения [1,2].

Существуют несколько причин неполного извлечения нефти при заводнении. Их можно разделить на три основные группы. Первая группа связана с капиллярно-пористой структурой породы коллектора и с огромной суммарной поверхностью контакта нефти с породой. Вторая группа связана с различием основных реологических параметров нефти и воды, что приводит к неравномерному продвижению фронта вытеснения нефти водой. Третья группа связана с геолого-физической неоднородностью залежи и проявляется в неполном её охвате заводнением [3,4].

По механизму воздействия методы увеличения с использованием заводнения можно разделить на физические и физико-химические. Эффективность первого метода заключается в процессе гидродинамического внедрения воды в малопроницаемые породы в которых происходит капиллярные замещения нефти водой. Второй метод применяется с использованием различных химических соединений, которые также способствуют изменению гидродинамической обстановки [5,6].

Для повышения коэффициента нефтеизвлечения на месторождении применяются физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (ФХМУН). Увеличение возможно при воздействии ФХМУН на продуктивные нефтяные пласты, путем введения в них химических реагентов (поверхностно-активные веществ, растворителей) позволяющих частично или полностью устранить влияние капиллярных сил, изменить реологические свойства и структуры фильтрационных потоков пластовых флюидов.

К настоящему времени разработано и успешно применяется в Западной Сибири достаточно много физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, основанных на самых различных механизмах, которые путём выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин способствуют увеличению коэффициента нефтеизвлечения [7,8]. На месторождении с этой целью на нагнетательном фонде в 2009 – 2013 гг. были применены потокоотклоняющие технологии, суммарная дополнительная добыча нефти за счёт которых составила 2757,51 тыс. т, средняя удельная эффективность – 1577 т на одну скважиной-обработку. Эффективность технологий приведена с учетом переходящего эффекта. На (рисунке 1) представлены проектные и фактические показатели применения ФХМУН на Тевлинско-Рускинском месторождении за 2009 - 2013 гг.

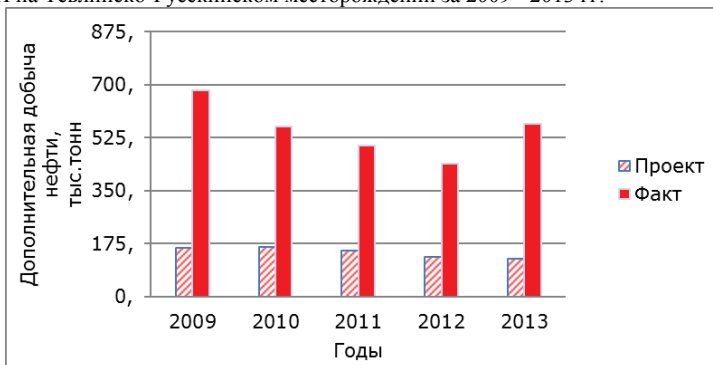


Рисунок 1 – Показатели дополнительной добычи нефти при применении ФХМУН на Тевлинско-Рускинском месторождении

На данном месторождении были применены технология повышения нефтеотдачи пласта с использованием эмульсионных композиций (ЭСС) и использование гелеобразующих составов (ГОС-1АС). За весь рассматриваемый период фактические показатели по дополнительной добыче нефти превышают проектные, в силу превышения фактического количества обработок над проектным. Это в первую очередь было связано с необходимостью сдерживания темпов роста обводненности на месторождении [9,10,11].

На поздних стадиях разработки месторождений высокопроницаемые участки являются главными путями движения нагнетаемой воды к добывающим скважинам [11,12]. В связи с этим основной целью применения ФХМУН является стабилизация и снижение темпа роста обводненности при добыче. Объектами применения для потокоотклоняющих технологий, прежде всего, являются послойно-неоднородные коллекторы и характеризующиеся вертикальными неоднородностями.

С целью оптимизации применяемых технологий для различных геолого-

физических условий, расширения списка скважин-кандидатов, подходящих под критерии применимости, а также выявления наиболее эффективных технологий для повышения компонентоотдачи пластов необходимо апробировать новые составы и технологии [13,14].

Существуют также осложнения при применении ФХМУН на месторождениях. В основном это разрушение полимерных растворов под воздействием высоких температур, химическая деструкция при взаимодействии с кислородом и возможное микробиологическое разрушение (действие бактерий)[15].

С учетом вышеизложенного, для апробации новых видов составов рекомендуется проведение опытно-промышленных работ по следующим технологиям:

- гелеобразующие составы на основе полиакриламидов с повышенной термостойкостью – PetroPamp-104 Т. Главная особенность реагента возможность применения их в условиях повышенных температур на пластах группы Ю;

- водорастворимые гелеобразующие составы для высокотемпературных пластов – ТермоГОС, РВ-3П-1МС. Данные составы образуют термостабильный гель в условиях пласта и позволяет выборочно блокировать его высокопроницаемые промытые участки за счет образования кислотной среды, главная особенность повышенная стабильность геля при высоких температурах (от 70 °С и выше);

- полимерные технологии РАГ – полиакриламид CSE-1614. Полимерная система устойчива к высоким температурам и высокой минерализации. Перераспределение фильтрационных потоков происходит благодаря отличной адсорбции на поверхности пор, которая в свою очередь снижает проницаемость порового канала.

Таким образом, использование технологии ФХМУН имеют важное значение при добыче углеводородного сырья[16,17]. Рассмотрены новые виды технологии отличающиеся от прежних термической и механической стойкостью при их использовании.

#### Список использованных источников

1. Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов - Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений / – Успехи химии, 2007, Том 76, Номер 10, Страницы 1034-1052.
2. Ворсина, И.А. Вопросы оценки эффективности проведения гидравлического разрыва пласта [Текст] / Н.А. Ворсина, Р.А. Нафикова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. - Уфа: Монография, 2016. - Вып. 5 (10). - С. 295-301.
3. Ворсина, Н.А. Опыт подготовки студентов по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Н.А. Ворсина // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы научно-практической конференции с международным участием (Самара, 12-13 мая 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тян. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2016. – С. 15.
4. Ворсина, Н.А. Вклад дисциплины «Основы нефтегазового дела» в подготовку будущих специалистов нефтяной отрасли [Текст] / Н.А. Ворсина // Актуальные вопросы инженерного образования - 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60- летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. - С. 96-100.
5. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пласта/ Смирнова Т. С., Долгова Е. Ю., Меркитанов Н. А., Тулегенов А. Р. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое дело / – 2013. – № 7. – С. 27–34.
6. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях /Ю.В. Земцов, А.В. Баранов, А.О. Гордеев / – Нефть. Газ. Новации, 2015, номер 7, стр 11-21.

7. Нафикова, Р.А. Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях разработки месторождений [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 341-347.
8. Ворсина, Н.А. Основы методики оценки эффективности соляно-кислотной обработки [Текст] / Н.А. Ворсина, И.В. Шокуров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2016. – Вып. 5 (10). – С. 279-286.
9. Егоров, Д.С. Усовершенствование резьб ниппелей бурильных труб и определение их остаточного ресурса [Текст] / Н.О. Ковалев, Д.С. Егоров, Р.Р. Ибрагимов // Успехи современной науки и образования. – 2016. – Т. 2. – № 3 – С. 53-57.
10. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Рускинского месторождения / З.А. Гарифуллина, И.К. Хламушкин, А.Х. Габзалилова, Д.В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 197-207.
11. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: дис. ... канд. экон. наук / Гарифуллина З.А. – М., 2008.
12. Янтурин, Р.А. О некоторых аспектах увеличения длины эффективного бурения горизонтального интервала или бокового ответвления ствола скважины [Текст] / Р.А. Янтурин, А.Х. Габзалилова, А.Ш. Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 2. – С. 28-31.
13. Гарифуллина, З.А. Стратегические аспекты информационного менеджмента (на нефтеперерабатывающих предприятиях) [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 4. – С. 54-56.
14. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: автореф. дис. канд. экон. наук / Гарифуллина З.А. – М., 2008. – 25 с.
15. Гарифуллина, З.А. К вопросу о ключевых особенностях управления буровыми предприятиями [Текст] / З.А. Гарифуллина, Т.Д. Дихтябрь, Р.Р. Степанова // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2014. – № 1 (12). – С. 127-133.
16. К вопросу о расчете прироста добычи нефти от осуществления мероприятий по интенсификации [Текст] / И.К. Хламушкин, З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова, Р.Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1. – С. 21-25.
17. Габзалилова, А.Х. Снижение коэффициентов трения в горизонтальных скважинах с использованием скважинных вибраторов [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин, Л.Б. Хузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 5. – С. 4-8.

УДК 622.27

## **РАСЧЕТ ДОБЫЧИ ЖИДКОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАМКНУТОЙ ЗАЛЕЖИ В УСЛОВИЯХ УПРУГОГО РЕЖИМА**

В.Р. Латыпов, Л.В. Петрова

(Филиал ФГБОУ ВПО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Статья посвящена нахождению примерного решения для расчета добычи жидкости при эксплуатации замкнутой залежи в условиях упругого режима. Были разобраны характеристики неустановившихся процессов, применены решения Ван

Эвердингена и Херста. Решили задачу в качестве примера, построены графики зависимости параметров добычи от времени.

Ключевые слова: упругий режим, дебит, пьезопроводность.

UDC 622.27

## **CALCULATION OF LIQUID PRODUCTION WHEN OPERATING A CLOSED DEPENDENCE UNDER THE CONDITIONS OF ELASTIC REGIME**

V.R. Latypov, L.V. Petrova

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)*

**Abstract.** The article is devoted to finding an approximate solution for calculating the production of liquid during operation of a closed reservoir under conditions of elastic regime. The characteristics of unsteady processes were disassembled, the solutions of Van Everdingen and Hurst were applied. We solved the problem as an example, plotted the dependence of production parameters on time.

**Key words:** elastic regime, flow rate, piezoelectric conductivity.

При разработке и эксплуатации месторождений углеводородного сырья в пластах обычно проявляются неустойчивые процессы, обусловленные остановкой или пуском скважин, изменением скорости отбора флюида из скважин и т. д. Для таких процессов свойственно изменение во времени скорости фильтрации, изменение давления пласта и т.д. Величины изменения давления, скоростей, дебитов зависят от упругих свойств пластов и насыщающих их жидкостей. Упругие свойства жидкости являются основной формой пластовой энергии, которая обеспечивает перемещение жидкости к скважинам в рассматриваемых неустойчивых процессах.

Фактически, когда давление в пласте уменьшается, удельное сопротивление резервуара, лежащего над горной массой, уменьшается, из-за этого происходит уменьшение объема пор, что приводит к увеличению сжатия жидкости. Все эти процессы способствуют перемещению жидкости из пласта в скважину. Даже при очень малых коэффициентах объемной упругой деформации жидкости и скелета пласта, объемы жидкости, добываемой из пласта за счет упругости пласта и жидкости, бывают очень большими, так как объемы пласта и насыщающих его флюидов очень велики.

Для упругого режима характерна длительность процесса изменения давления пласта после начала работы скважины или изменение темпа добычи жидкости из скважины. Длительность изменений происходит из-за больших коэффициентов объемной упругости жидкости и твердого скелета пласта, возникновения сил трения, при фильтрации вязкой жидкости. Чем больше проницаемость тем быстрее будут протекать эти процессы [1,2,3,5,7].

Рассмотрим решения задач для притока упругой жидкости к укрупненной скважине и исходя из этого решим задачу в качестве примера.

Изучая проявление водонапорного режима, газовая залежь часто аппроксимируется укрупненной скважиной. На основе укрупненной скважины построены методики прогнозирования показателей разработки при водонапорном режиме [7,9,10,11].

Например, укрупненная скважина радиусом  $R_c$  дренирует однородный по коллекторским свойствам водоносный пласт с постоянным во времени дебитом воды  $q_v$ . Согласно решению Ван Эвердингена и Херста, изменение во времени давления  $P(R_c)$  на стенке укрупненной скважины определяется по следующему уравнению

$$P(R_c, t) = P_n - \frac{q_v \mu_s}{2\pi k h} \bar{P}(f_0), \quad (1)$$

здесь  $fo = \frac{\chi t}{R_c^2}$ ,  $h$ ,  $k$  и  $\chi$  – толщина и коэффициенты проницаемости и

пьезопроводности водоносного пласта соответственно;

$\mu_v$  – коэффициент динамической вязкости воды;

$\bar{P}(fo)$  – табулированная функция параметра Фурье  $f_0$ .

Пусть укрупненная скважина эксплуатируется с постоянным во времени противодавлением  $\Delta P = P_n - P(R_c)$  на водоносный пласт. Для вычисления суммарного количества воды  $Q_B$ , которое поступит в залежь к моменту  $t$ , Ван Эвердинген и Херстом получено выражение

$$Q_B(t) = \frac{2\pi k h R_c^2}{\mu_v \chi} \Delta P \bar{Q}(fo), \quad (2)$$

где  $\bar{Q}(f_0)$  – табулированная функция параметра Фурье  $f_0$ .

Таблицы функций  $\bar{P}(fo)$  и  $\bar{Q}(fo)$  составлены для случаев бесконечного по протяженности, конечного замкнутого и открытого водоносного пласта.

В качестве бесконечного водоносный пласт может рассматриваться при условии  $R_w/R_c \geq 20$ , где  $R_c$  – радиус внешней границы пласта.

Основы укрупненной скважины применяются для газовых и для газоконденсатных месторождений, из-за того, что газовые месторождения разрабатываются в режиме истощения пластовой энергии, а большинство газоконденсатных месторождений также разрабатывается без поддержания пластового давления и в конце концов они переходят на режим истощения пластовой энергии. В результате между водонапорным бассейном и залежью газа увеличивается разница давлений, из-за чего происходит приток воды в залежь газа (укрупненную скважину).

Решения (1) и (2), полученные для случаев  $q_w = \text{const}$  и  $\Delta P = \text{const}$ , и используются, благодаря принципу суперпозиции, для переменных во времени граничных условий на стенке укрупненной скважины [3,5,6,8].

Рассмотрим решение следующей задачи.

Пусть дан замкнутый ограниченный пласт, имеющий упругий режим. Граница пласта имеет радиус  $R_k = 6$  км, радиус круговой галереи  $R_r = 2$  км.

Коэффициент проницаемости  $k = 0,6$  Д, толщина пласта  $h = 12$  м, вязкость нефти  $\mu_v = 2,5$  сПз, коэффициент пьезопроводности водоносного пласта  $\chi = 2$  м<sup>2</sup>/с. Начальные давления: пластовое  $P_k = 180$  ат, забойное  $P_z = 160$  ат. Забойное давление падает ежемесячно на 20% в течение 6 месяцев, затем остается постоянным. Определим изменения во времени дебита укрупненной скважины для значений  $t = 1$  неделя, 1, 2, 3, 5, 7, 9, 12 месяцев. Построим графики изменения давления, дебита и суммарного отбора жидкости во времени.

Переводим время в секунды, давление в паскали. Рассчитываем забойное давление по условиям задачи. Находим депрессию как разность давления на контуре и на забое.

Параметр Фурье находим по формуле  $fo = \frac{\chi t}{R_s^2}$ . Воспользовавшись приложения

2[2,3] с учетом линейной интерполяции возьмем значения  $\bar{Q}$ . Значения суммарного отбора вычисляем по формуле (2).

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.1

Таблица 1.1 – Результаты расчетов

| $t, \text{мес}$ | $t, \text{с}$ | $P_z, \text{ат}$ | $\Delta P, \text{ат}$ | $f_0$ | $\overline{Q}$ | $Q, \text{м}^3/\text{с}$ | $Q_{\text{нак}} \text{м}^3/\text{с}$ |
|-----------------|---------------|------------------|-----------------------|-------|----------------|--------------------------|--------------------------------------|
| 0,23            | 604800        | 160              | 20                    | 0,30  | 0,755          | 55373                    | 55373                                |
| 1               | 2592000       | 128              | 52                    | 1,30  | 1,829          | 293376                   | 348749                               |
| 2               | 5184000       | 102,4            | 77,6                  | 2,59  | 2,692          | 417403                   | 766152                               |
| 3               | 7776000       | 81,9             | 98,1                  | 3,89  | 3,217          | 391063                   | 1157215                              |
| 5               | 12960000      | 52,4             | 127,6                 | 6,48  | 3,717          | 581643                   | 1738858                              |
| 7               | 18144000      | 41,9             | 138,1                 | 9,07  | 3,894          | 232535                   | 1971393                              |
| 9               | 23328000      | 41,9             | 138,1                 | 11,66 | 3,962          | 34236                    | 2005629                              |
| 12              | 31104000      | 41,9             | 138,1                 | 15,55 | 3,991          | 14977                    | 2020606                              |

Графики изменения давления, дебита и суммарного отбора жидкости во времени представлены на рисунках 1,2, 3 соответственно.

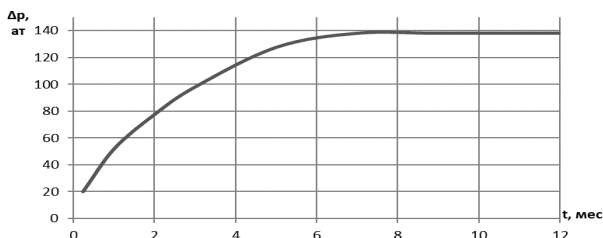


Рисунок 1 – График зависимости изменения давления от времени

По данным, полученным в ходе расчетов и построенному по ним графику (рис.1) видно, что в начале разработки давление увеличивается, происходит установление режима, а после восьмого месяца давление остается постоянным.

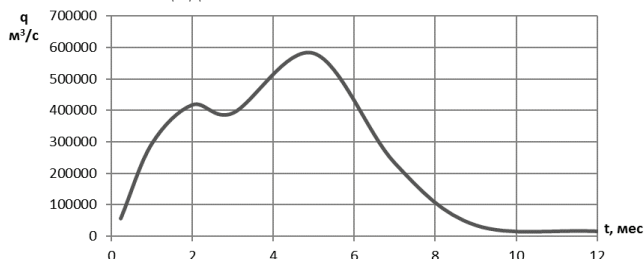


Рисунок 2 – График зависимости дебита жидкости от времени

График (рис.2) имеет холмообразную форму, то есть дебит жидкости изменялся во времени. Все это могло происходить из-за перепада давления на забое, и изменением депрессии на пласт. Когда дебит возрастал, в этот момент могла производиться закачка воды, поэтому дебит увеличивался. В конце разработки дебит уменьшается, что естественно для любой скважины.

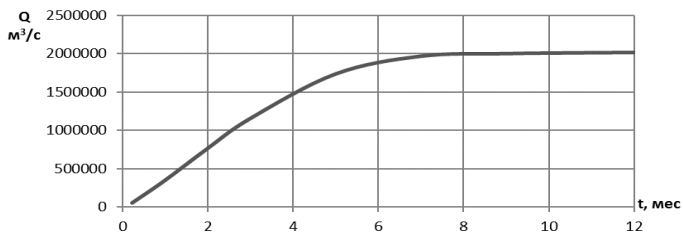


Рисунок 3 – График зависимости суммарного отбора жидкости от времени разработки

Суммарный объем добытой жидкости (рис.3) всегда будет увеличиваться.

Таким образом, на основе теории Ван Эвердингена и Херста для притока упругой жидкости в замкнутом пласте конечного радиуса был выполнен расчет дебита жидкости при эксплуатации замкнутой залежи в условиях упругого режима. При решении задачи разработан простой алгоритм, который позволяет дать примерную оценку дебита скважины.

#### Список использованных источников

1. Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 467 с.
2. Басниев К.С. Подземная гидромеханика. Учебник для вузов / Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. – М.: Недра, 1993. – 416с.
3. Евдокимова В. А. Сборник задач по подземной гидравлике / Евдокимова В. А., Кочина И. Н. – М., «Недра», 1979г., 168с.
4. Пермяков И.Г. Методика анализа разработки нефтяных месторождений, - Москва: Гостоптехиздат, 1962.
5. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.
6. Петрова, Л.В. Основы подземной гидромеханики [Текст]: учебное пособие / Л. В. Петрова. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - 77 с.
7. Гуторов, А.Ю. Типовые технологические процессы в теории разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебное пособие / А. Ю. Гуторов, Л. В. Петрова. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - 78 с.
8. Улямаев, М.А. Исследование нелинейных законов фильтрации [Электронный ресурс] / М.А. Улямаев, Л. В. Петрова // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов в 3-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа, Изд-во УГНТУ, 2012. – Т.1.- С. 84-88.–Режим доступа:<http://www.of.ugntu.ru>.
9. Мызгин, Б.О. Расчет добычи жидкости при эксплуатации замкнутой залежи в условиях упругого режима [Текст] /Б.О.Мызгин, Л. В.Петрова//Материалы 38-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов в 3-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа, Изд-во УГНТУ, 2011. –Т.1.-С. 88-92.
10. Миннирова, Р.Р. Исследование задач интерференции скважин в условиях упругого режима [Электронный ресурс] / Р.Р.Миннирова, Л. В. Петрова // Материалы 37-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов 3-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа, Изд-во УГНТУ, 2010. – Т.1.- С. 37-39.–Режим доступа:<http://www.of.ugntu.ru>.

11. Шагалева, Р.К. Моделирование как метод исследования подземной гидромеханики. [Электронный ресурс]// Р.К. Шагалева, Л. В. Петрова // Материалы Всероссийской научно-методической конференции: внедрение инновационных педагогических технологий в техническом университете.- Уфа:Изд-во УГНТУ,2010.- С. 40-43.

УДК 622.276.66

**АНАЛИЗ ПРИЧИН НИЗКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ  
С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ**

Л.В. Петрова, И.Р. Низамутдинова, И.Э. Терегулов  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В данной статье рассматривается анализ причин низкой эффективности кислотных обработок на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, обработка призабойной зоны, кислотное воздействие.

UDC 622.276

**THE ANALYSIS OF THE REASONS OF LOW EFFICIENCY  
OF ACID PROCESSINGS ON FIELDS WITH HARDLY REMOVABLE STOCKS**

L.V. Petrova, I.R. Nizamutdinova, I.E. Teregulov  
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)

Abstract. The article analyzes the reasons of low efficiency of acid processings on fields with hardly removable stocks.

Keywords: hardly removable stocks, processing of a bottomhole zone, acid influence.

Активная выработка извлекаемых запасов нефти приводит к естественному истощению месторождений, к закономерному росту трудноизвлекаемых запасов. Неудивительно, что большая часть месторождений с нефтяными залежами на территории России содержит запасы трудноизвлекаемых углеводородов, добыча которых находится на грани экономической выгоды.

Проблема стабилизации добычи и восполнения запасов углеводородов может быть решена путем вовлечения в разработку месторождений, приуроченных к коллекторам с низкой проницаемостью, высоковязкой, высокообводненной нефтью, а также месторождений нефти с газовой шапкой.

Применение обычных методов кислотного воздействия на пласты таких месторождений не даёт должных результатов, поэтому становится актуальным вопрос исключения причин, связанных с низкой эффективностью кислотных обработок.

Основной задачей при кислотной обработке является растворение минерального материала продуктивных пластов с целью улучшения их проницаемости и увеличения продуктивности скважин.

Концентрацию кислотного раствора до последнего времени устанавливали без строгого научно-технического обоснования, и поэтому она может быть или завышенной, или заниженной. Положительной стороной повышенной концентрации раствора является то, что действующая масса активного HCl при продвижении раствора на одинаковое расстояние от ствола скважины будет тем больше, чем выше эта концентрация. Кроме того, высокая концентрация раствора ограничивается тремя причинами:

– чем выше концентрация растворов, тем более тяжелый и вязкий раствор солей отработанной кислоты получается при нейтрализации кислотного раствора с пластовым

цементом. А чем выше концентрация солей в отреагировавшем растворе, тем трудней извлечь его из ПЗП;

- в высококонцентрированных растворах ингибированной кислоты значительно больше растворяется железа с 1 м<sup>2</sup> поверхности металла, что приводит к более быстрому коррозионному разрушению оборудования скважин;

- при больших (свыше 12-16 %) концентрациях соляной кислоты ограничивается добавка уксусной кислоты, которая применяется в качестве замедлителя реакции. Это ограничение обосновывается тем, что при полной нейтрализации уксусной кислоты породой образовавшийся уксуснокислый кальций выпадает в осадок вследствие высокой концентрации хлористого кальция в том же растворе.

Кислотные растворы с пониженной концентрацией лишены указанных недостатков, но они имеют свои отрицательные стороны. При низких концентрациях увеличивается объем закачиваемого в пласт раствора и тем самым затрудняется его обратное извлечение из пласта после окончания реакции с породой. При выборе концентрации соляной кислоты важно учитывать и химическую активность добавляемой в раствор уксусной кислоты, растворяющая способность которой соответствует 0,67 % HCL. При добавках 1 % уксусной кислоты повышение химической активности раствора будет незначительным. При большом количестве добавляемой уксусной кислоты в раствор ее химическая активность существенно отразится на общей активности раствора. Так, при добавке 5 % CH<sub>3</sub>COOH концентрация солянокислотного раствора увеличится на 3 %.

Применение только одного глинокислотного раствора для обработки карбонизированных терригенных коллекторов даже с малым содержанием карбонатов недопустимо. Важное значение имеют сведения о составе карбонатного материала и характере его распределения в терригенной породе (контактная цементация кварцевых зерен, базальная цементация, отложения солей в порах, рассеянность или отдельные стяжения и др.).

Кроме того, необходимо знать о наличии количества минералогического типа глинистого материала, роли его в пороодообразовании, характере взаимоотношения с карбонатным материалом и т. д. В зависимости от характера распределения и взаимоотношения карбонатного и глинистого материалов в породе при малом содержании карбоната (8-10 %) в ряде случаев будет достаточной обработка только одним солянокислотным раствором, а при более высоком (15-20 %) его содержания потребуется вслед за солянокислотным раствором закачать в пласт глинокислотный раствор, т. е. провести двухрастворную кислотную обработку ПЗП.

При проведении одной солянокислотной обработки даже при высоком содержании карбонатного материала может произойти снижение проницаемости породы, так как при растворении карбонатной фракции смешанного пластового цемента пелитовые фракции, не растворимые в соляной кислоте, освободятся и окажутся в свободном взвешенном состоянии. При выносе их из удаленных зон пласта в ПЗП может произойти кольматация, т. е. накопление и закупоривание пористой среды. При проведении двухрастворной обработки глинокислота растворяет эти пелитовые фракции и тем самым повышает эффективность обработки.

В пользу проведения двухрастворной обработки ПЗП свидетельствует и неравномерность количественного распределения содержания карбонатных и глинистых фракций пластового цемента по разрезу продуктивного пласта.

Выбор замедлителя реакции кислотного раствора в пласте также определяется степенью карбонизации коллектора. Если планируется обработка только солянокислотным раствором, то добавка в него замедлителя реакции необходима, так как в этом случае требуется доставка активного раствора в глубь ПЗП.

При проведении двухрастворной глинокислотной обработки первым закачивают

солянокислотный раствор, который полностью растворяет карбонатный материал и переносит его в глубь ПЗП. Закачанная за первым раствором глиноуксета заполняет часть ПЗП, освобожденную от карбонатов.

Следовательно, при многократных обработках применение замедлителей реакции нецелесообразно. При многократных (повторных) многократных обработках целесообразно применять замедлители реакции только для первого солянокислотного раствора.

При проведении кислотных обработок эффективность их может оказаться сниженной по технологическим и организационным причинам.

К технологической группе относятся причины, такие как: плохая изученность литологического и минералогического составов породы; недостаточная изученность химических процессов и продуктов реакции кислотного раствора с фракциями пластового цемента; влияние количественного и качественного содержания в коллекторе пластовых флюидов на кислотный раствор, на продукты реакции и т.д.;

К группе организационных причин можно отнести такие причины как: нарушение технологии приготовления кислотного раствора; некачественность применяемых кислот; неправильный выбор ингибированной соляной кислоты или самого ингибитора и др.

Таким образом, залежи нефти, приуроченные к трудноизвлекаемым запасам, обладают неблагоприятными коллекторскими свойствами (низкие фильтрационно-емкостные характеристики, большая расчлененность, малая толщина и нефтенасыщенность), горно-геологическими условиями (большие глубины залегания, аномальные пластовые температуры и давления). Дополнительное ухудшение структуры этих запасов носит техногенный характер и происходит на этапах строительства, заканчивания и подземного ремонта добывающих скважин.

Оптимальная технология кислотной обработки, обеспечивающая максимальный эффект, прежде всего, подбирается с учетом причин загрязнения ПЗП, принятием во внимание таких параметров пласта, как: гранулометрический и минералогический состав пород; фильтрационно-емкостные свойства; температура; химический состав пластовых флюидов. Правильно подобранная рецептура глиноукслотного состава должна привести к желаемому результату – очистке ПЗП от загрязнений, восстановлению ее проницаемости и, как следствие, обеспечению продуктивности скважины, соответствующей локальным возможностям пласта.

#### Список использованных источников

1. Обоснование выбора математической модели для оценки и распределения эффекта от ГРП единичной скважины на окружающие [Текст] / И.В. Владимиров, Т.Ф. Манапов, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский // «Нефтепромысловое дело». - 2012. - № 1. - С. 57-58.
2. О некоторых особенностях моделирования гидроразрыва пласта [Текст] / И.В. Владимиров, Т.Ф. Манапов, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский // «Нефтепромысловое дело». - 2012. - № 1. - С. 59-60.
3. Шакурова, А.Ф. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Каротажник. - 2016. - № 8 (266). - С. 38-44.
4. Шакурова, А.Ф. Анализ структуры фонда скважин Сергинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Научное обозрение. - 2016. - № 9. - С. 56-60.
5. Янтурин А.Ш., Янтурин Р.А., Шакурова А.Ф. Влияние сил трения жидкости о стенки поровых каналов на увеличение потерь давления в низкопроницаемых коллекторах [Текст] / А.Ш. Янтурин, Р.А. Янтурин, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. - 2013. - № 8. - С.9-14.

6. Шакурова, А.Ф. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки Сергинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 227-230.
7. Шакурова, А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья [Электронный ресурс] / А.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». -2008.- № 2.- С.1.- Режим доступа:[http:// www.ogbus.ru](http://www.ogbus.ru).
8. Шакурова, А.Ф. Проект мероприятий по улучшению эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН в НГДУ «Ишимбайнефть» [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.274-279.
9. Шакурова, А.Ф. Технологические модели разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.280-286.
10. Шакурова, А.Ф. Состояние фонда скважин на Сергинском месторождении [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 314-321.
11. Шакурова, А.Ф. Система разработки Сергинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 321-328.
12. Шакурова, А.Ф. Анализ технических решений по организации системы внутринефтепромыслового сбора, подготовки и учета продукции Сергинского месторождения нефти [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Каротажник. – 2016. – № 12 (270). – С. 30-38.
13. Петров, В.А. Эффективность применения колтюбинговой технологии в условиях НГДУ "Туймазанефть"/ Петров В.А., Петрова Л.В., Хабибуллин М.Я.// В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле - 2014.-Уфа: УГНТУ. 2014. С. 375-378.
14. Макосина, С.Б. Эффективность солянокислотной обработки пород призабойной зоны пласта скважин Шкаповского месторождения НГДУ "Ишимбайнефть"/ Макосина С.Б., Петрова Л.В.// В сборнике: Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов- 2015. –Уфа: УГНТУ. 2015. С. 223-230.
15. Чихерева, Т.В. Самоотклоняющиеся свойства кислотных композиций как результат самоорганизации ПАВ/ Чихерева Т.В., Жидкова М.В., Макосина С.Б., Петрова Л.В.// В сборнике: Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов 2015. С. 230-235.
16. Семанов, А.С. Эффективность применения солянокислотной обработки призабойной зоны пласта в условиях Поточного месторождения/ Семанов А.С., Петрова Л.В., Губанов С.И., Зиновьев А.М.// В сборнике: Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов 2015. –Уфа: УГНТУ. 2015. С. 140-145.
17. Петров, В.А. Нефтепромысловые установки и агрегаты для обслуживания и ремонта скважин. Технологические процессы: учебное пособие [Текст] / Петров В.А.,

УДК 622

## **ПРИМЕНЕНИЕ РОТОРНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ НА ФЕДОРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

С.О. Положенцев, Гусейнова Е.Л.

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. Большой отход забоя от устья скважины, увеличение осложнений при бурении и заканчиванию скважин из-за геологических условий, увеличение сроков строительства скважины, повышенные требования к проектному профилю скважины. Сложности с проводкой в небольших по мощности продуктивных пластов и возможные риски прихватав возможно решить с помощью роторной управляемой системы.

Ключевые слова: роторная управляемая система, горизонтальные скважины с большим отходом от вертикали, винтовой забойный двигатель.

UDC 622

## **THE USAGE OF ROTARY STEERABLE SYSTEMS ON THE VANKOR FIELD**

S.O.Polozhentsev, E. L. Guseynova

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. Large slope clearance from the wellhead, increased complications during drilling and completion of wells due to geological conditions, increase in the timing of well construction, increased requirements for the design profile of the well. Difficulties with wiring in small productive reservoirs and possible risks of sticking can be solved with the help of a rotary controlled system.

Key words: rotary controlled system, horizontal wells with large deviation from vertical, screw downhole motor.

Роторные управляемые системы используют механизмы автоматической ориентации управляют траекторией скважины путем фрезерование стенки скважины- (push-the-bit) изменения перекаса долота – ассиметрично разрушение забоя (point-the-bit) [1,2], а также совмещающие два этих механизма. Для сравнения сроков строительства скважин с применением роторной управляемой системой GeoPilot «SpergySun» возьмем данные по скважинам, пробуренным с применением системы направленного бурения с винтовым забойным двигателем (ВЗД). В качестве параметра сравнения рассмотрим время, затраченное на бурение и спускоподъемные операции (СПО), при использовании систем направленного бурения: управляемой роторной компоновки Geo-Pilot фирмы «Halliburton» и компоновки ВЗД и кривого переводника, для чего составим график механической и рейсовой скорости при бурении скважин GeoPilot «SpergySun» и ВЗД – кривой переводник (рисунк 1).

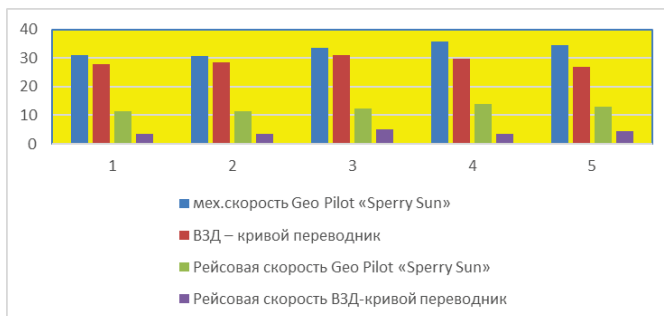


Рисунок 1 – График механической и рейсовой скорости при бурении скважин GeoPilot «SperrySun» и ВЗД – кривой переводник

При рассмотрении данных, представленных на рисунке 1, видно, что среднее время, затраченное на бурение при использовании как управляемых роторных компоновок, так и при использовании ВЗД с кривым переводником практически одинаковое и составляет 128...131 часов. Механическая скорость бурения варьируется от 36 до 29,9 м/ч при бурении с использованием РУС GeoPilot «SperrySun», что немного выше, чем при использовании ВЗД – кривой переводник от 30,9 до 26,9 м/ч. На основании этих данных можно сделать заключение, что значительно сократилось общее время бурения за счёт сокращения времени на СПО на 79 часов. Время строительства скважины сократилось, в среднем, на трое суток за счёт уменьшения затрат на проведение СПО и увеличения рейсовой скорости.

Бурение в скользящем режиме (в режиме слайдирования) который использует ВЗД для направленного бурения, связано с затруднением удаления шлама из скважины (рисунок 2), особенно с большим углом наклона ствола (приближенного к пологому углу или на горизонтальных участках скважины).

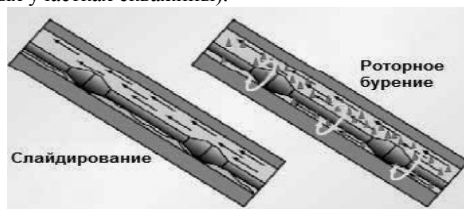


Рисунок 2 – Состояние шлама при различных способах бурения [2]

Системы с управляемым забойным двигателем неизбежно отклоняются от проектного профиля. Резкое исправление траектории приводит к извилистости ствола скважины, что отрицательно влияет на точность проводки скважины, ухудшает дохождение нагрузки и повышает вероятность срезки. Управляемая роторная компоновка бурит более прямолинейно. Появляется возможность бурения скважин с более сложными профилями.

При бурении наклонного участка зенитный угол которого приближается к пологому углу или горизонтального участка скважины, удаление шлама в этих участках сильно зависит от вращения бурильной колонны, которое препятствует осаждению шлама и образования так называемой шламовой постели под нижней частью бурового инструмента, что положительно влияет на процесс бурения скважины. Повышается механическая скорость бурения, увеличивается протяженность бурения горизонтальных участков скважины за счет уменьшения сил трения между бурильным инструментом и

стенкой скважины из-за постоянного вращения всей колонны труб. Поскольку система GeoPilot «SperrySun» постоянно регулирует инклинометрические параметры скважины, вращение бурильной колонны не прерывается для изменения траектории скважины. При использовании управляемой роторной компоновки бурение продолжается при меньшем моменте и меньших затяжках и отсутствии уступов на переходных участках с роторного на направленное бурение.

Система GeoPilot «SperrySun» включает в себя защиту от многолучевого распространения (MPR™), двойную азимутальную рентгенографию, датчики направления, вибрации/скачкообразной подачи и наддолотного наклона. Благодаря этому система GeoPilot «SperrySun» позволяет достичь идеального контроля направления и точного расположения ствола скважины для удовлетворения самых сложных геологических и геометрических объектов [3].

Система GeoPilot «SperrySun» сочетает в себе все преимущества автоматической системы управления при роторном бурении с постоянно развивающимися технологиями каротажа во время бурения. Она снабжена зондами для измерения удельного сопротивления, гаммы, пористости, а также датчиком давления на забое. При получении таких геофизических данных в процессе бурения, отпадает необходимость в проведении промежуточных каротажей [4, 5].

К недостаткам можно отнести:

- использование специализированных долот;
- дороговизна оборудования (если РУС будет потеряна в скважине во время бурения, стоимость замены ее может превысить 1 млн. руб., а замена ВЗД обойдется примерно в 200 тыс. рублей);

К преимуществам управляемых роторных компоновок относятся:

- улучшение качества ствола скважины;
- постоянное вращение инструмента;
- снижение извилистости ствола;
- возможность разработки новых месторождений при меньшем количестве скважин и кустов.

#### Список используемой литературы

1 Определение расчетного радиуса искривления при работе роторных управляемых систем (РУС) /Т.О. Акбулатов, Л.М. Левинсон, Р.А. Хасанов – «Территория Нефтегаз», №10 октябрь 2007. – с.20-24

2 Левинсон, Л.М. Управление искривлением скважин [Текст]: учебное пособие / Л. М. Левинсон, Т. О. Акбулатов. Уфа, Монография, 2007. –80 с.: ил.

3 Руководство по каротажу в процессе бурения. Учебный центр компании «Sperry – Sun» – США, Хьюстон, 2001 – 213с.

4 Точки измерения датчиков. Учебный центр компании «Sperry – Sun» США, Хьюстон, 2001 – 48с.

5 www.Halliburton.com

УДК 622.276

#### **РАЗРАБОТКА РАСТВОРИТЕЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО В УДАЛЕНИИ АСПО С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ДИСПЕРГИРОВАННОЙ ВОДЫ**

М.А. Рыцев, Склюев П.В.

(ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет»)

Аннотация. В работе представлены экспериментальные исследования по разработке растворителя эффективного в удалении АСПО с высоким содержанием диспергированной воды. Определен структурно-групповой состав отложений. Объекты

исследования – АСПО парафинового типа. Растворители – удалители на углеводородной основе (два ароматического типа и один парафинафтенowego типа). Для улучшения эффективности растворителей использовались поверхностно-активные вещества анионного и неионогенного типа.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, состав АСПО, ароматические и парафинафтенowe растворители АСПО, поверхностно-активные вещества, метод «корзинок».

UDC 622.276

## **DEVELOPMENT OF SOLVENT EFFECTIVE AT A DISTANCE ASPO WITH THE HIGH CONTENT OF THE DISPERSED WATER**

M.A. Rytsev, P.V. Sklyuev  
(FSBEI HPE Samara State Technical University)

Abstract. In work pilot studies on development of solvent effective at a distance ASPO with the high content of the dispersed water are presented. The structural and group structure of deposits is defined. Research objects – ASPO of paraffin type. Solvents – eliminators on a hydrocarbonic basis (two aromatic types and one parafinaftenowy type). For improvement of efficiency of solvents surfactants of anion and nonionic type were used.

Keywords: asfaltosmoloparafinovy deposits, structure of ASPO, aromatic and parafinaftenowy solvents, surfactants, method of "baskets".

### **Введение**

Одним из условий формирования АСПО является содержание воды в скважинной или перекачиваемой продукции. Содержание воды в скважинной продукции и её минерализация оказывают влияние на содержание и состав асфальтосмолистых веществ и парафинов в АСПО; также содержащаяся в АСПО вода препятствует контакту углеводородного растворителя и высокомолекулярных компонентов АСПО, что приводит к снижению эффективности растворителя в удалении отложений. Поэтому подбор растворителя, эффективного в удалении АСПО с различным содержанием воды, является актуальной и перспективной задачей. [1]

Целью данной работы является разработка растворителя, эффективного в удалении асфальтосмолопарафиновых отложений с высоким содержанием диспергированной воды.

### **Основная часть**

Объектами исследования являлись образцы АСПО парафинового типа. В ходе выполнения данной работы было определено содержание основных углеводородных компонентов. В таблице 1 приведен состав компонентов, содержащихся в АСПО. Оценка эффективности растворителей в удалении АСПО проводилась по статическому методу «корзинок», основанного на растворении твердых отложений и оценке растворяющей способности растворителей АСПО [5].

Таблица 1. Состав асфальтосмолопарафиновых отложений

| Компонент АСПО      | Содержание в АСПО, %<br>масс. | Метод определения |
|---------------------|-------------------------------|-------------------|
| Вода                | Следы                         | ГОСТ 2477-65      |
| Мех. примеси и соли | 10,0                          | ГОСТ 6370-83      |
| Асфальтены          | 7,4                           | ГОСТ 11858-66     |
| Силикагелевые смолы | 7,0                           | ГОСТ 11851-85     |
| Парафины            | 36,1                          | ГОСТ 11851-85     |

|       |      |               |
|-------|------|---------------|
| Масла | 32,9 | ГОСТ 11851-85 |
|-------|------|---------------|

Исходный образец АСПО перемешивали и набивали в цилиндрическую форму. Пробу из цилиндрической формы выдавливали в предварительно взвешенную корзинку из металлической сетки, которую затем вновь взвешивали. По разности результатов взвешивания находили массу образца АСПО. Корзинку с навеской АСПО помещали в плотно закрываемую термостатируемую ячейку, в которую предварительно наливали 100 см<sup>3</sup> растворителя и выдерживали в течение 180 мин при температуре 23°С. Корзинку высушивали при комнатной температуре. По разнице веса корзинки с остатком и пустой корзинки определяли массу остатка АСПО в корзинке.[6]

Оценка эффективности растворителя проводилась по потере массы отложений, % масс.:

$$П = \frac{m_1 - m_2}{m_1} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где  $m_1$  – масса исходного образца АСПО до растворения, г;  $m_2$  – масса нерастворившегося остатка АСПО в контейнере, г.

Растворяющую способность (С, г/л) определяют по формуле 2:

$$C = [(m_1 - m_2)/V], \quad (2)$$

где  $m_1$  – масса исследуемого образца отложений до контакта с реагентом, г;  $m_2$  – масса нерастворимого остатка отложений после контакта с реагентом; V – объем растворителя, л.

По данному методу были испытаны углеводородные растворители ароматического типа (Углеводородные фракции №1 и №2) и парафинонафтового типа (Газовый конденсат). Для улучшения эффективности удаления АСПО применялись неионогенное поверхностно-активное вещество «Неонол АФ 9-12» в количестве 0,5 % об. и анионное поверхностно-активное вещество «Фосфорный эфир неолола АФ 9-12» в количестве 0,5 % об.

Таблица 2. Результаты экспериментальных исследований по растворителям эффективным в удалении асфальтосмолопарафиновых отложений

| Растворитель      | Потеря массы отложений, %, в зависимости от содержания в них воды, % масс. |         |          |          |
|-------------------|----------------------------------------------------------------------------|---------|----------|----------|
|                   | 0% воды                                                                    | 5% воды | 10% воды | 15% воды |
| Угл. фр. №1       | 84,43                                                                      | 67,65   | 72,06    | 67,32    |
| Угл. фр. №2       | 76,91                                                                      | 63,54   | 66,90    | 66,28    |
| Газовый конденсат | 63,93                                                                      | 71,50   | 70,77    | 68,94    |
| Угл.фр.№1+НПАВ    | 75,18                                                                      | 77,51   | 71,95    | 58,41    |
| Угл.фр.№1+АПАВ    | 88,72                                                                      | 67,63   | 62,01    | 62,46    |

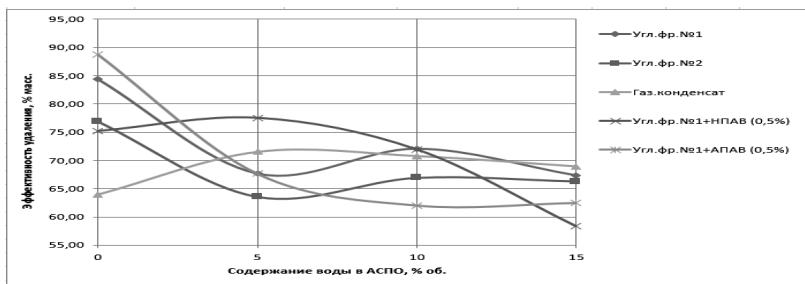


Рисунок 1. График эффективности растворения АСПО в условиях различного содержания диспергированной воды

При концентрациях 0 – 3 % диспергированной воды в АСПО высокая эффективность в удалении углеводородной фракции № 1 совместно с анионным ПАВ (фосфорный эфир неолола АФ 9-12 в количестве 0,5 % об.); от 3 до 5 % – у углеводородной фракции № 1 в дополнении неионогенного ПАВ (неонол АФ 9-12 в количестве 0,5 % об.). При концентрациях от 5 до 10 % фаворитом в растворении асфальтосмолопарафиновых отложений является углеводородная фракция № 1 совместно с неионогенным ПАВ (неонол АФ 9-12 в количестве 0,5 % об.). При концентрациях 10 – 13 % диспергированной воды в АСПО наиболее эффективным в удалении является углеводородная фракция № 1, а при 13-15 % – растворитель на углеводородной основе газовый конденсат.

#### **Заключение**

С целью разработки растворителя для удаления АСПО с высоким содержанием диспергированной воды был определен состав отложений (табл. 1). В качестве растворителей АСПО были испытаны углеводородные растворители ароматического типа (Углеводородные фракции №1 и №2) и парафинонафтенowego типа (Газовый конденсат). Для улучшения эффективности удаления АСПО применялись неионогенное поверхностно-активное вещество «Неонол АФ 9-12» в количестве 0,5 % об. и анионное поверхностно-активное вещество «Фосфорный эфир неолола АФ 9-12» в количестве 0,5 % об.

Проведена оценка эффективности основных углеводородных растворителей в удалении АСПО с различным содержанием диспергированной воды. Проведены экспериментальные исследования по влиянию ПАВ на эффективность удаления АСПО с различным содержанием диспергированной воды.

#### **Список использованных источников**

1. Иванова Л.В., Кошелев В.Н. Особенности образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки месторождений // Труды РГУ Нефти и газа имени И.М. Губкина № 4 (265) 2, с. 159-167
2. Г.Г. Гилаев, С.И. Струнkin, И.Н. Пупченк, Исмагилов А.Ф., Козлов С.А. Техника и технология добычи нефти и газа ОАО «Самаранефтегаз». – Самара: изд-во «Нефть. Газ. Новации», 2014. – 528 с.
3. Ибрагимов Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: справочник / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1986. – 240 с.
4. ГОСТ 11858-66. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения асфальтенов.
5. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с отложениями при добыче нефти. М: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2006. 295 с.: ил.
6. Герасимова Е.В., Ахметов Е.В., Десяткин А.А., Красильникова Ю.В. Лабораторная методика оценки эффективности растворителей асфальто-смолистых и парафиновых отложений. Нефтегазовое дело, 2010.

УДК 622.276

### **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРП ПО УЧАСТКУ ТЕВЛИНО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЦДНГ-6 ТНП «КОГАЛЫМНЕФТЕГАЗ»**

Ю. Ш.Салаватова

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьский)

Аннотация. В данной работе осуществляется оценка эффективности ГРП скважин ЦДНГ-6 и определяются эффективные участки и области для дальнейшего продолжения работ по гидроразрыву пластов на основании проведенного анализа. При оценке эффективности гидроразрыва следует иметь в виду его эффект от интенсификации добычи, который проявляется в увеличении дебита жидкости скважин в сравнении до ГРП

и после ГРП.

Ключевые слова: нефть, многостадийный гидроразрыв пласта, ГТМ, горизонтальная скважина.

UDC 622.276

**EFFICIENCY ANALYSIS OF HYDRAULIC FRACTURING ON THE SITE  
TEVLINO - RUSSKINSKOYE OILFIELD (WOG) WORKSHOP OIL AND GAS-6 OF  
(TPE) TERRITORIAL-PRODUCTION ENTERPRISE «KOGALYMNEFTEGAZ»**

J.Sh. Salavatova

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

**Abstract.** This work is evaluation of the effectiveness of hydraulic fracturing (HF) wells CDG-6 and determined by the effective areas and areas for further continuation of works on hydraulic fracturing (HF) on the basis of the analysis. When evaluating the effectiveness of hydraulic fracturing (HF) should be due to its effect of stimulation, which is manifested in the increase of flow rate of fluid wells in comparison to hydraulic fracturing (HF) and after fracturing (HF).

**Keywords:** oil, multistage hydraulic fracturing, well interventions, horizontal well.

Тевлинско-Русскинское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 95 км северо-восточнее г. Сургута и в 115 км юго-западнее г. Ноябрьска.

Актуальность данной работы «Анализ эффективности ГРП по участку Тевлино-Русскинского месторождения ЦДНГ-6 ТПП «Когалым-нефтегаз» решает очень важную задачу по увеличению коэффициента нефтеотдачи, что способствует повышению добываемой продукции и увеличению прибыли предприятия от дополнительно добытой нефти полученной в результате ГРП.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из эффективнейших способов воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения ее проницаемости. Гидравлический разрыв пласта основан на способности нефтяного пласта расщепляться под воздействием давления, превышающего горное. Освоение метода потребовало создания специальной технологии и техники не только для получения высокого давления, а также специального оборудования для проведения технологических операций.

Первые операции ГРП на скважинах Тевлино-Русскинского месторождения были проведены в 1993 году. Динамика годовых объемов ГРП на месторождении в период 2000-2015 годов показаны на рисунке 1.

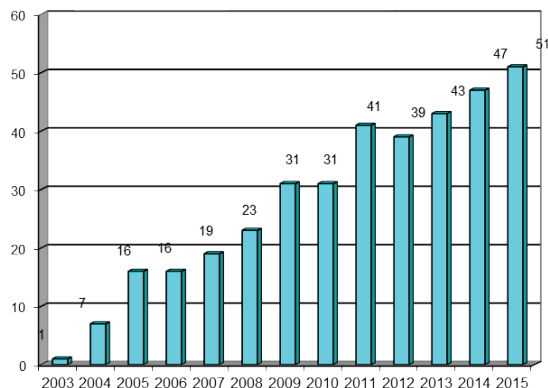


Рисунок 1—Динамика годовых объемов ГРП на Тевлино-Рускинском месторождении

Ежегодно, начиная с 2014 года, наблюдается тенденция роста объема дополнительной добычи нефти за счет ГРП по Тевлино-Рускинскому месторождению. Данные динамики изменения дополнительной добычи приведены на рисунке 2.

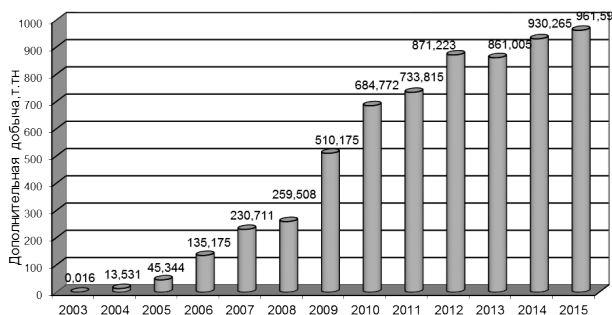


Рисунок 2 – Динамика изменения дополнительной добычи нефти за счет применения ГРП по месторождению

В 2013 году дополнительная добыча за счет ГРП по месторождению составила – 851,005 тыс.т нефти, за 2014 год – 940,275 тыс.т нефти, за 2015 год– 951,49 тыс.т нефти

На 1.01.2016 г. дополнительная добыча нефти на одну скважино-операцию по месторождению составила 16 тыс.т, по ЦДНГ-6 – около 23 тыс.т. На территории ЦДНГ-6 по состоянию на 1.01.2016 года проведено 68 операций ГРП на 68 скважинах.

В целом по скважинам с ГРП в границах деятельности ЦДНГ-6 дополнительная годовая добыча нефти от ГРП в 2015 году составило 500,4 тыс.т (18 %) (от годовой добычи по участкам).

Низкопродуктивные зоны, идентифицированные по степени связанности как зоны прерывистого коллектора (ПК) по объектам БС<sub>10</sub><sup>2</sup> и БС<sub>10</sub><sup>3</sup> имеют преобладающее распространение. Как следствие ПК отличаются низкими значениями песчаности и фильтрационно-емкостными свойствами пор. Разработка данных коллекторов затруднена пониженным коэффициентом охвата пласта процессом заводнения

Анализ дифференцированного изучения гидроразрыва пласта в коллекторах двух типов: гидродинамически связанных (ГСК) и прерывистых (ПК) показал, что основной эффект от увеличения нефтеотдачи происходит в скважинах, вскрывших ПК.

При оценке эффективности гидроразрыва следует учитывать эффект от интенсификации добычи, который проявляется в увеличении дебита жидкости скважин в сравнении до ГРП и после ГРП.

Анализ проведения ГРП в скважинах на Тевлинско-Русскинском месторождении приведена в таблице 1.

Таблица 1– Анализ проведения ГРП

| Куст/ск<br>в. | Среднесуточный<br>показатель за 3 месяца<br>до обработки |                           |         |                | Изменение интервала<br>перфорации |            |                   | Среднесуточный<br>показатель за 3 месяца<br>после обработки |                           |         |                |
|---------------|----------------------------------------------------------|---------------------------|---------|----------------|-----------------------------------|------------|-------------------|-------------------------------------------------------------|---------------------------|---------|----------------|
|               | Q <sub>ж</sub> ,<br>т/сут                                | Q <sub>н</sub> ,<br>т/сут | β,<br>% | Н <sub>д</sub> | Интерва<br>л, м                   | Тип        | плот<br>ност<br>ь | Q <sub>ж</sub> ,<br>т/сут                                   | Q <sub>н</sub> ,<br>т/сут | β,<br>% | Н <sub>д</sub> |
| 420/294<br>0  | 7                                                        | 3                         | 62      | 1113/1<br>6    | 2893-<br>2899                     | ПК-<br>105 | 12                | 8                                                           | 6                         | 27      | 1119<br>/16    |
| 133/152<br>8  | 5                                                        | 3                         | 52      | 430/6          | 2816-<br>2824                     | ПК-<br>105 | 12                | 6                                                           | 0                         | 10<br>2 | 720/<br>2      |
| 140/154<br>6  | 6                                                        | 5                         | 2       | 735/7          | 3042-<br>3050                     | ПК<br>С-80 | 12                | 17                                                          | 15                        | 0       | 1364<br>/1     |
| 128/541<br>6  | -                                                        | -                         | -       | -              | 3028-<br>3038                     | ПК-<br>105 | -                 | 9                                                           | 8                         | 5       | 783/<br>8      |
| 135/541<br>9  | 5                                                        | 4                         | 9       | 119/7          | 2924-<br>2932                     | ПС-<br>112 | -                 | 7                                                           | 4                         | 17      | 1319<br>/2     |
| 87/5426       | 7                                                        | 1                         | 10<br>1 | 882/6          | 3083-<br>3088                     | ПК-<br>105 | 22                | 8                                                           | 0                         | 10<br>1 | 798/<br>4      |
| 34/167p       | 9                                                        | 7                         | 16      | 679/22         | 2842-<br>2847                     | ПК-<br>105 | 7                 | 21                                                          | 15                        | 37      | 812/<br>8      |

#### Список использованных источников

1. Обоснование выбора математической модели для оценки и распределения эффекта от ГРП единичной скважины на окружающие[Текст] / И.В. Владимиров, Т.Ф. Манапов, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский// Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 57-58.

2. О некоторых особенностях моделирования гидроразрыва пласта[Текст] / И.В. Владимиров, Т.Ф. Манапов, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский// Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 59-60.

3. Шакурова, А.Ф. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении[Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Каротажник. – 2016. – № 8 (266). – С. 38-44.

4. Шакурова, А.Ф. Анализ структуры фонда скважин Сергинского месторождения[Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 56-60.

5. Янтурин, А.Ш. Влияние сил трения жидкости о стенки поровых каналов на увеличение потерь давления в низкопроницаемых коллекторах [Текст] / А.Ш. Янтурин, Р.А. Янтурин, А.Ф. Шакурова// Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 8. – С. 9-14.

6. Шакурова, А.Ф. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки

Сергинского месторождения[Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 227-230.

7. Шакурова, А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья[Электронный ресурс] / А.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2008. - № 2. - С.1. - Режим доступа:<http://www.ogbus.ru>.

8. Шакурова, А.Ф. Проект мероприятий по улучшению эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН в НГДУ «Ишимбайнефть»[Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. /отв. ред. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.274-279.

9. Шакурова, А.Ф. Технологические модели разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.280-286.

10. Шакурова, А.Ф. Состояние фонда скважин на Сергинском месторождении[Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 314-321.

11. Шакурова, А.Ф. Система разработки Сергинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 321-328.

12. Шакурова, А.Ф. Анализ технических решений по организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции Сергинского месторождения нефти [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, // Каротажник. – 2016. – № 12 (270). – С. 30-38.

УДК 622.24

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН ПРИМЕНЕНИЕМ ДОЛОТ С КОМБИНИРОВАННЫМ ВООРУЖЕНИЕМ**

Сулейманов А.М., Миннивалеев Т.Н., Миннивалеев А.Н.

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Миннивалеева А.Н.

(ФГБОУ ВО БашГУ)

Аннотация. В статье рассмотрены преимущества и недостатки применяемых в настоящее время видов долот, сделан вывод о целесообразности применения долот с комбинированным вооружением при бурении скважин с перемежающимися по твердости породами.

Ключевые слова: шарошечное долото, долото с синтетическими поликристаллическими алмазами, механическая скорость, комбинированное вооружение долот.

UDC 622.24

## **IMPROVING THE EFFICIENCY OF CONSTRUCTION OF WELLS USING DRILL BIT WITH COMBINED ARMS**

Suleimanov A.M., Minnivaliev T.N., Minnivaliev A.N.

(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University

**Abstract.** The article discusses the advantages and disadvantages of the currently used types of chisels, the conclusion about the appropriateness of the use of bits with a combined armament during the drilling of wells with alternating in hardness rocks.

**Key words:** rock bit, drill bit with polycrystalline synthetic diamond, the mechanical speed, the combined arms bit.

Долота с синтетическими поликристаллическими алмазами (PDC) играют важную роль в бурении нефтяных и газовых на сегодняшний день практически полностью вытеснили шарошечные долота. Однако у шарошечного долота также имеются свои достоинства, не присущие PDC долотам. В связи с этим актуальным является создание конструкции, сочетающую в себе преимущества и PDC, и шарошечного долота. Итак, с одной стороны, конструкция шарошечного, а с другой –PDC-долота. Первое дробяще-скалывающего принципа действия, второе – режуще-скалывающего. Если на мягких и средних породах эффективнее резание, то на твердых и крепких породах – дробление. Буровое долото типа «Bulava» производства ОАО «НПП «Бурсервис» (рисунок 1) содержит корпус с внутренней полостью, на котором размещены лопасти, между которыми выполнены проточные каналы, соединенные с внутренней полостью, для подачи буровой промывочной жидкости в зону разрушения горной породы.

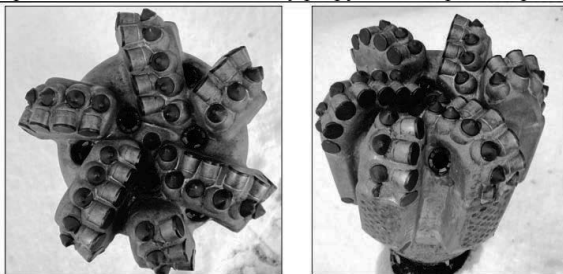


Рисунок 1 – Буровое долото с комбинированным вооружением производства ОАО «НПП «Бурсервис»

Разрушающие режущие элементы выполнены в виде конических резцов, а скалывающие режущие элементы выполнены в виде цилиндрических резцов. Рассмотрим опыт применения двух долот одинакового диаметра 215,9мм производства ОАО «НПП «Бурсервис» при бурении ствола скважины под эксплуатационную колонну 146мм на Четырманском месторождении. Бурение в интервале 287-684 м. стандартным PDCдолотом BS-215,9 SD 513-101. В интервале бурения 287–684 м. под эксплуатационную колонну 146мм. средняя механическая скорость проходки составила (факт–16,49 м/ч) (план согласно долотной программе – 10м/ч). Режим бурения данного интервала: нагрузка на долото, т =7-14т; давление, Мпа = 3-6 атм.; расход п/ж =25-29 л/сек. В результате снижения механической скорости было решено произвести подъем бурильной колонны.

При осмотре долота (рисунок 2) был выявлен полный износ режущей структуры в центре, а так же большимчисленные сломы резцов на плечевой части, калибре и наружной конусной поверхности, что послужило причиной падения механической скорости проходки. Вследствии чего было принято решение о замене долота на специальную серию «BULAVA» созданную для разбуривания мягких, средних и средне-твердых пород.

В интервале бурения 684-1150 м под эксплуатационную колонну 146мм., средняя механическая скорость проходки составила (факт–19,3 м/ч) (план согласно долотной программе – 10 м/ч) (рисунок 4.15). Режим бурения данного интервала: нагрузка на долото,  $t=7-14t$ ; давление, МПа = 3-10 атм.; расход п/ж =25-29 л/сек. При осмотре долота были выявлены незначительные сколы на внутренней конусной поверхности (рисунок 3). Рейс завершился в связи с достижением проектной отметки. Долото зарекомендовало себя исключительно с положительной стороны, как по износостойкости вооружения, так и по увеличению механической скорости проходки при бурении в средне-твердых породах по сравнению с обычным долотом PDCцилиндрическими резцами.



Рисунок 2 – BS-215.9 SD 513-101 после подъема КНБК



Рисунок 3–BS-215,9 SD 513-301 после подъема КНБК

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- 1) Комбинированный тип вооружения позволяет эффективно разбуривать перемежающиеся средние и средне-твердые горные породы;
- 2) Большее влияние при бурении средне-твердых пород имеют конические вставки;
- 3) Конические вставки не только эффективнее скалывают породу, но и сами выдерживают более интенсивные ударные нагрузки;
- 4) Увеличение проходки на долото и сокращение количества СПО для замены долота;
- 5) Ожидается более высокая степень набора зенитного угла с лучшим контролем управляемости долота;

Список использованных источников

1 Применение логико-смысловой модели в формировании общепрофессиональных компетенций выпускника технического вуза [Текст] / Р.Я. Абдюкова, И.Г. Арсланов, Х.Н. Ягафарова, А.И. Ямалтдинов // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника -2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т.Тынчеров.–Уфа: Аркаим, 2014.– С. 120-129.

2 Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости[Текст] /М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко,Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция Нефть Газ.- 2015. - № 6 (45).- С. 14-16.

3 Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора[Текст] /М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко,Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- 2015. - № 11. - С. 26-29.

4Миннивалеев, Т.Н. О влиянии динамичности бурильного инструмента на показатели бурения[Текст]/ Т.Н. Миннивалеев // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2 -х т./отв.ред. К.Т.Тынчеров.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015.– Т.2 – С. 87-91.

5Миннивалеев Т.Н. Способность использовать основы правовых знаний как одна из важных составляющих общекультурной компетенции выпускников нефтегазового вуза [Текст]/ Т.Н. Миннивалеев, А.Н. Миннивалеева // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции/отв.ред. К.Т.Тынчеров.–Уфа: Альфа Принт, 2016. - С. 60-65.

6Миннивалеев, Т.Н. Результаты промысловых испытаний гидромеханического компенсатора давления промывочной жидкости[Текст]/Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов//Современные технологии в нефтегазовом деле -2014: сборник трудов Международной научно-технической конференции в 2-х т./отв.ред. К.Т.Тынчеров.–Уфа: Аркаим, 2014. –Т. 1. – С. 370-375.

7 Использование балльно-рейтинговой системы при преподавании дисциплин профессионального цикла[Текст] / Р.И. Сулейманов, Р.Г. Хабибуллина, А.К. Зарипов, Т.Н. Миннивалеев // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника - 2014: сборник научных трудов /отв.ред. К.Т.Тынчеров.– Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 190-195.

8 Техническая диагностика нефтепромыслового оборудования [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.Л. Галимуллин, В.А. Петров, Л.М. Зарипова, Л.З. Зайнагилина // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60- летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» / отв. ред. Р.Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С.159-164.

УДК: 622.24.053.6: 621.89

### **РАЗРАБОТКА РЕЗЬБОВЫХ СМАЗОК ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ**

Т.З. Фатхутдинов, М.А. Ягудин, В.Р. Рахматуллин  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. В данной статье представлена разработка резьбовых смазок для бурильных труб. Цель работы заключается в улучшении показателей бурения скважин путем повышения долговечности и герметичности замковых соединений бурильного инструмента на базе исследования и разработки смазочного материала с высокими эксплуатационными свойствами в широком температурном диапазоне. Были рассмотрены основные требования к работе бурильной колонны в процессе строительства скважины.

Рассмотрена возможность использования ультрадисперсных порошков металлов, их оксидов, как добавку к резьбовой смазке, улучшающей ее триботехнические характеристики. Методом электролиза был получен медный порошок, который далее был исследован на фазовый и количественный состав. Разработана композиция резьбовой смазки с применением медного нанопорошка, далее исследуемая на рабочие характеристики. Исследования резьбовой смазки проходили на четырехшариковой машине трения (ЧШМ) и на гидропрессе, измеряя герметизирующие свойства смазочных агентов. По результатам экспериментальных исследований можно сделать заключение о том, что использование медного порошка положительно влияет на рабочие характеристики смазочных агентов, повышает долговечность и герметичность резьбовых соединений, тем самым, увеличивая срок работы всей колонны бурильных труб. [1]

Ключевые слова: Колонна бурильных труб, резьбовые соединения, резьбовая смазка, медный порошок, фазовый состав, композиция смазки, четырехшариковая машина трения, гидропресс.

UDC: 622.24.053.6: 621.89

## **ANALYSIS AND DEVELOPMENT OF THREAD LUBRICANT FOR DRILL PIPES**

Fatkhutdinov T.Z., Yagudin M.A., Rakhmatullin V.R.

(USPTU)

**Abstract:** The paper presents on research work of development of thread lubricant for drill pipes. The aim of work was a creation of the lubricant that increases durability of drill pipe threads. We were consider basic requirements for drill pipe assembly during oil and gas well building and application of transition metal powders as additive for a thread lubricant that improving work properties. By electrolysis method was synthesized a copper powder, which was further explored on the phase and quantitative composition. Was developed a using a powder composition of thread lubricant, which explored for work properties. The researches have passed on friction machine and hydraulic press, which measure sealing properties. By results of experiments, we can conclude that application of high dispersal copper powder have positive effects on thread's work properties. The additive increases durability and impermeability of drill threads, thereby, increasing the working life of drill pipe assembly.

**Keywords:** Drill pipe assembly, thread, thread lubricant, copper powder, phase composition, friction machine, lubricant composition, hydraulic press.

В процессе проводки скважин бурильная колонна подвергается в основном напряжению растяжению-сжатию, кручению, знакопеременного изгиба, на нее воздействуют силы трения и коррозионно-активный буровой раствор при повышенных температурах и давлениях. При этом наиболее слабым элементом бурильных колонн остается резьбовое соединение. [2]

По нашему мнению, одним из наиболее перспективных методов улучшения технико-экономических показателей бурения является введение мелкодисперсных (наноразмерных) порошков смазочных материалов дает возможность расширить рабочий интервал нагрузок вследствие того, что при срабатывании смазочных материалов на поверхности трения образуются тонкие металлические пленки, препятствующие износу трущихся поверхностей. Кроме того, условия эксплуатации смазок в резьбе ужесточаются с ростом глубин бурения, промывочной жидкости, увеличением давлениями в резьбе и действием ряда других факторов.

Требования к эксплуатационным характеристикам многокомпонентной смазки для использования с бурильными трубами включают следующие моменты:

- совместимые фрикционные свойства, позволяющие провести свинчивание соединение правильно и равномерно;

-адекватные смазочные свойства, позволяющие предотвратить заедание или повреждение контактных поверхностей соединения во время свинчивания и развинчивания;

-адекватные герметизирующие свойства для соединений резьбового типа и не ухудшающие свойства не резьбового соединения, а именно, соединений «металл к металлу» в зависимости от эксплуатационных требований;

- физическую и химическую стабильность, как в условиях эксплуатации, так и при хранении;

- свойства, позволяющие эффективное применение на контактных поверхностях соединения в ожидаемых условиях эксплуатации и в ожидаемой окружающей среде.

Цель данной работы заключается в улучшении показателей бурения скважин путем повышения долговечности и герметичности замковых соединений бурильного инструмента на базе исследования и разработки смазочного материала на основе ультрадисперсных порошков металлов с высокими эксплуатационными свойствами в широком температурном диапазоне.

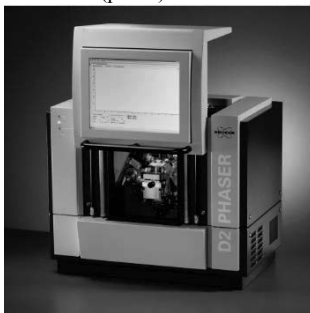
Разработана рецептура и технология изготовления смазки к резьбовым соединениям бурильного инструмента на основе остаточного масла И-50А и полисилоксановой кислоты, высокие показатели триботехнических и механических свойств которой достигаются использованием в ее составе 5% медного нанопорошка. Электрокристаллизацию меди осуществляли из недиффундированных растворов сульфата меди (0,01–0,2 моль/л) в смеси вода–изопропиловый спирт (0,00–0,12 м. д.) без принудительного перемешивания. Водород, выделяющийся в небольших количествах при протекании сопутствующего процесса, обеспечивал естественное перемешивание раствора в объеме прикатодного пространства и способствовал разрыхлению растущего осадка. Длительность процесса электролиза для каждого эксперимента имела свое временное значение. Критерием прекращения процесса осаждения являлось бурное выделение водорода. Выделяющийся водород не влиял на качество продукта и не входил в состав формирующегося осадка. Электролиз проводили при 25 °С. По окончании процесса электроосаждения полученный осадок многократно промывали бидистиллированной водой до постоянного значения электропроводности раствора и высушивали до порошкообразного состояния.

Одним из основных этапов работы было получение и анализ медного нанопорошка. При электролизе использовалась электрохимическая ячейка, снабженная винипластовой крышкой с параллельно закрепленными анодами. В первом случае анодами служили инертные (нерастворимые) оксидорутениево-титановые пластины, во втором в качестве растворимых анодов применялись пластины, изготовленные из электролитически чистой меди. Растворимые аноды позволяют осуществлять электролиз довольно длительное время. По результатам потенциометрического и хроматографического анализов растворов после электролиза содержание сульфата меди составляло ~ 0,07–0,09 моль/л, а изопропилового спирта ~ 0,03 м.д., что вполне соответствовало оптимизированным начальным условиям получения ультрадисперсных металлосодержащих осадков. В качестве катода использовали стальной цилиндрический стержень, который закрепляли в центре крышки. Площадь поверхности осадка увеличивалась в ходе электролиза, обуславливая увеличение силы тока таким образом, чтобы его плотность оставалась постоянной.

Далее проводился анализ полученного порошка следующими методами:

1) рентгено-фазный анализ на рентгеновом дифрактометре Bruker D2 Phaser;

2) исследование структуры и количественного состава образца на растровом электронном микроскопе Jeol JSM 6610LV (рис.2).



*Рис.1 – Рентгеновский дифрактометр Bruker*

Исследования на дифрактометре показали наличие в полученном образце нанопорошка меди и его оксидов. Анализ на растровом микроскопе показал количественный состав молекул меди (92%) и кислорода (6%) в образце порошка.



*Рис.2 – Растровый микроскоп Jeol JSM*

Следующим основным этапом было проектирование и разработка композиции смазочного агента. За основу была взята резьбовая смазка Р-416. Было проведен ряд исследований экспериментов по исследованию эксплуатационных характеристик резьбовой смазки:

- 1) проверка на трение скольжения на четырех-шариковой машине трения (ЧШМ);
- 2) анализ герметичности резьбового соединения на нагнетательной установке (замер предельного давления разгерметизации);
- 3) проверка антикоррозионных свойств;
- 4) замер температур каплепадения, замерзания и вспышки.

Исследования смазки проводились на четырехшариковой машине трения и гидравлическом прессе. Для сравнения был взят образец резьбовой смазки Р-416, обширно внедряемый на месторождениях Крайнего Севера. Результаты исследований представлены в таблице.

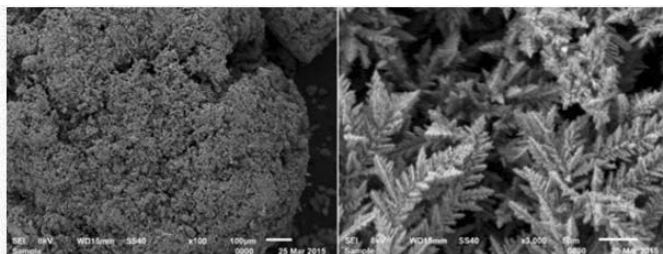


Рисунок 3 – Электронные снимки образцов нанопорошка

Таблица – Результаты исследования на машине трения

| Тип смазки              | РСБ-1 | P-416 |
|-------------------------|-------|-------|
| Критическая нагрузка, Н | 2210  | 1100  |
| Нагрузка сваривания, Н  | 9900  | 2800  |
| Индекс задира           | 1640  | 519   |
| Показания износа, мм    | 2,4   | 2,0   |

По результатам вышеуказанных исследований, полученная нами композиция резьбовой смазки показала себя как более пригодная к эксплуатации в различном спектре рабочих условий (применение в зонах Крайнего севера, в условиях агрессивного воздействия компонентов бурового раствора и при глубоком эксплуатационном бурении, связанного с работой бурильного инструмента с высокими внешними и внутренними давлениями).

#### Список использованных источников

1. Тесакова М.В. Электрохимическое осаждение, физико-химические свойства и практическое применение ультрадисперсных порошков меди и ее оксидов, 2008. 173 с.
2. Янгиров Ф.Н. Улучшение показателей бурения применением новой смазки в резьбовых соединениях бурильного инструмента, 1999. 165 с.
3. Акпанбаев Р.С. Исследование процесса электролитического получения мелкодисперсного медного порошка в присутствии модифицирующих органических соединений 2010, 115 с.
4. Пустовойтенко, И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении / И.П. Пустовойтенко. – 3-е изд., перераб. и доп. – М., Недра, 1988. – 279 с.: ил.
5. Современные проблемы буровой и нефтепромышленной механики: Сб. науч. тр./ Уфим. нефт. ин-т. – Уфа, 1990. – 197 с.
6. Булатов, А.И., Проселков, Ю.М., Шаманов, С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. - 1007 с.: ил

УДК 622.276.13

### ВЛИЯНИЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА В СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНОМ ПЛАСТЕ

У.Р. Хазиев, И.В. Владимиров  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. Статья посвящена моделированию процесса разработки гипотетического блока, инициирующий газовую залежь. Подбираются варианты наиболее эффективного расположения горизонтального участка наклонно-направленной скважины в слоисто-неоднородном пласте.

Ключевые слова: Моделирование, газовая залежь, горизонтальная скважина, коэффициент извлечения газа, слоистая неоднородность пласта.

UDC 622.276.13

## EFFECT OF HORIZONTAL WELL POSITION ON GAS RECOVERY IN LAYERED RESERVOIR CONDITIONS

U.R.Khaziev, I.V.Vladimirov

(USPTU)

Abstract. Article is about simulation of gas saturated block. The most effective options of horizontal well position are considered in layered reservoir.

Keywords: Simulation, gas field, horizontal well, gas recovery, layers.

**Постановка задачи.** Горизонтальная скважина (ГС) является более дорогой и технически трудной в строительстве, чем вертикальная скважина. Тем не менее, горизонтальные скважины в настоящее время бурятся все в больших и больших количествах. Существует много типов резервуаров, в которых очевидно целесообразно использовать наклонно-направленное бурение:

- пласты с небольшой мощностью;
- пласты с выраженной природной вертикальной проницаемостью;
- пласты, в которых существует вероятность конусообразования воды или газа;
- гетерогенные пласты.

Одной из актуальных проблем при строительстве горизонтальной скважины является вопрос размещения горизонтального участка ННС в слоисто-неоднородных коллекторах.

Ниже мы рассмотрим задачу о применении наклонно-направленной скважины (ННС) в различных геолого-технологических условиях разработки газовой залежи.

**Использованная модель.** В данной работе для оценки наиболее выгодного размещения горизонтального участка была построена гидродинамическая модель неоднородного коллектора по коллекторским свойствам по площади и разрезу с водоносным горизонтом (аквифер). Блок состоит из двух слоев, один из которых является высокопроницаемым с неизменными значениями коэффициентов проницаемости  $K_x = K_y = 5000$  мД,  $K_z = 2500$  мД, а коэффициенты проницаемости другого (низкопроницаемого) изменялись в широких пределах. Были рассмотрены 3 варианта размещения горизонтального участка: первый – преимущественно в высокопроницаемом слое, второй – преимущественно в низкопроницаемом слое, и третий – полого-направленная скважина пересекает оба слоя в равных долях.

Геологические запасы природного газа составили 903,233 млн. м<sup>3</sup>.

Были рассчитаны варианты размещения горизонтального участка ННС в слоисто-неоднородном пласте с различными соотношениями значений проницаемостей высокопроницаемого и низкопроницаемого слоев. Для расчетов использовался симулятор ROXARTEMPESTMORE.

Исходя из результатов моделирования участка залежи можно сделать вывод, что наиболее эффективным является расположение ствола по первому варианту, т.е. когда горизонтальный участок ННС располагается преимущественно в высокопроницаемом пропластке. Наиболее худшие показатели соответствуют варианту 2, когда скважина расположена в низкопроницаемом слое. Для наиболее полной выработки нужно располагать горизонтальный участок в высокопроницаемом слое, так как это позволяет наиболее полно выработать запасы за счет интенсивного притока, а также снизить давление в высокопроницаемом слое, что обеспечит интенсивный переток газа из низкопроницаемого слоя в высокопроницаемый по всей площади контакта слоев.

Смоделировав ситуацию, когда данный блок разрабатывается одной вертикальной скважиной, вскрывающей пласт на всю толщину, при разных соотношениях проницаемостей высоко- и низкопроницаемых слоев, мы получили результаты, позволяющие понять, насколько эффективно применение скважин различной конструкции. Оказалось, что использование вертикальных скважин для извлечения углеводородов при равных геолого-технологических условиях существенно понижает КИГ, несмотря на гораздо меньшую фильтрующую часть (около 30 раз). Поэтому применение горизонтальных скважин не оправдано в данном случае. Для получения однозначного решения о выборе конструкции скважины необходимо провести технико-экономический анализ.

В заключении можно сделать следующие выводы:

- КИГ чувствителен к расположению горизонтального участка наклонно-направленной скважины в слоисто-неоднородном пласте по проницаемости. Наиболее высокое значение КИГ достигается в случае, когда ствол скважины расположен в высокопроницаемом слое;
- при использовании вертикальной скважины КИГ теряет около 10%.

УДК 532.5 (075.8)

#### **ИНТЕРФЕРЕНЦИЯ МАЛЫХ ГРУПП СКВАЖИН В НЕФТЯНОМ ПЛАСТЕ С УДАЛЕННЫМ КОНТУРОМ ПИТАНИЯ**

Хисамова К.К., Дятлов В.Н., Л.В. Петрова

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация: В статье рассмотрены вопросы интерференции скважин. Приведены экспериментальные данные совершенной скважины, работающей в пласте, ограниченном двумя прямолинейными непроницаемыми границами, расположенными под углом 90° друг к другу. Рассмотрены факторы, влияющие на эффективность интерференции малых групп скважин в нефтяном пласте с удаленным контуром питания.

Ключевые слова: интерференция скважин, суммарный дебит, кольцевые батареи, контурное давление, точечный источник.

УДК 532.5 (075.8)

#### **INTERFERENCE OF SMALL GROUPS OF MINING HOLES IN PETROLEUM LAYER WITH REMOTE CONTOUR OF FEED**

Khisamova K. K., Dyatlov V.N., L.V. Petrova

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)*

Abstract: In the article the questions of interference of wells. Given experimental data of perfect wells, operating in the reservoir bounded by two straight impermeable boundaries located at an angle of 90° to each other. Examines the factors affecting the efficiency of the interference of small groups of wells in oil reservoir with the remote feed circuit.

Keywords: interference of wells, the total flow rate, ring battery, contour pressure, point source.

Подземная гидрогазодинамика – наука о движении жидкостей, газов и их смесей в пористых и трещиноватых горных породах; раздел гидродинамики. Предмет изучения подземной гидрогазодинамики — движение природных жидкостей и жидкостей, закачиваемых в пласты, под действием естественных сил и техногенных факторов [1,2,3].

Интерференцией (взаимодействием) называется явление влияния работающих скважин друг на друга. Наиболее наглядно интерференция проявляется в том, что при одинаковых условиях работы скважин суммарный дебит всех скважин растет не прямо

пропорционально количеству скважин, а более сложным образом. При этом с увеличением числа скважин пуск каждой новой скважины приводит к меньшему увеличению суммарного дебита, а дебит остальных скважин уменьшается. На рисунке 1 для случая кольцевой батареи скважин радиусом сто метров и контуром питания на расстоянии один километр приведены зависимости: 1 – отношение суммарного дебита всех скважин к дебиту одиночной скважины; 2 – асимптотика 1 при  $n \Rightarrow \infty$ ; 3 – отношение дебита первой скважины к дебиту одиночной скважины.

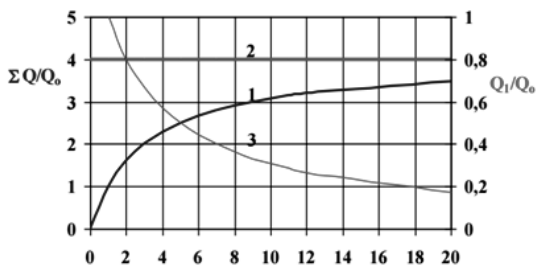


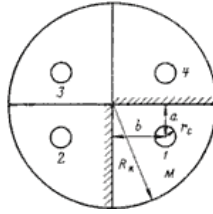
Рисунок 1-число скважин

Как видно из графика, при  $n = 1$  отношение суммарного дебита к дебиту одиночной скважины равно единице. При бурении второй, точно такой же скважины, кажется, что суммарный дебит должен увеличиться в два раза, но в действительности проявляется интерференция скважин и суммарный дебит увеличивается, не в два раза, а меньше. Это приводит к тому, что, начиная с некоторого, достаточно большого числа скважин, бурить дополнительные добывающие скважины экономически не выгодно. Для того, чтобы обойти это ограничение, необходимо разбить месторождение на отдельные области с поддержанием контурного давления в них. Это обычно достигается бурением нескольких рядов или кольцевых батарей нагнетательных скважин. С бурением каждой новой скважины дебит первой пробуренной скважины уменьшается (линия 3). Назовем точечным стоком на плоскости точку, поглощающую жидкость. Сток можно рассматривать как гидродинамически совершенную скважину бесконечно малого радиуса в пласте единичной толщины. На плоскости вокруг точечного стока будет радиальное движение. Точечный источник – это точка, выделяющая жидкость (модель нагнетательной скважины). Различие между источником и стоком – в знаке дебита: у стока дебит положительный  $Q > 0$ , а источника – отрицательный  $Q < 0$ . [3,4,5].

Рассмотрим пример числовых расчетов. Допустим, совершенная скважина радиуса  $r_c = 10$  см работает в пласте, ограниченном двумя прямолинейными непроницаемыми границами, расположенными под углом  $90^\circ$  друг к другу. Расстояния до границ равны  $a = 150$  м,  $b = 300$  м, расстояние до контура питания  $R_k = 8,0$  км. Давление на контуре питания  $p_k = 11,76$  МПа, давление на забое скважины  $p_c = 9,8$  МПа, мощность пласта  $h = 12$  м, динамический коэффициент вязкости жидкости  $\mu = 3$  мПа · с, коэффициент проницаемости  $k = 700$  мД. Найти дебит скважины.

Решение выполним в следующей последовательности. Продолжим непроницаемые границы вверх и влево до кругового контура питания радиусом  $R_k$  и отобразим скважину-сток относительно них без изменения знака дебита. В результате отображения получим в круговом пласте четыре скважины-стока, из которых одна-реальная и три-фигтивные. При этом гидродинамическая картина течения в пласте при отсутствии непроницаемых границ при одновременной работе четырех скважин-стоков будет совпадать с гидродинамической картинкой при наличии непроницаемых границ, так как эти границы являются линиями тока. Считая, что контур питания расположен на достаточно большом расстоянии от

скважин, результирующий потенциал в некоторой точке пласта можно записать в виде суммы потенциалов, возбуждаемых каждым стоком в неограниченном пласте:



$$\Phi_M = \frac{q}{2\pi} \sum_{i=1}^n \ln r_i + C$$

Поместим точку M на контур скважин, тогда

$$r_1 = r_c$$

$$r_2 = 2b$$

$$r_3 = 2\sqrt{a^2 + b^2}$$

$$r_4 = 2a$$

Помещая точку M на контур питания, получим

$$\Phi_K = \frac{q}{2\pi} 4\ln R_K + C$$

А вычитая, найдем

$$\Phi_K - \Phi_c = \frac{q}{2\pi} \left( \ln \frac{R_K}{r_c} + \ln \frac{R_K}{2b} + \ln \frac{R_K}{2\sqrt{a^2 + b^2}} + \ln \frac{R_K}{2a} \right)$$

Откуда

$$q = \frac{2\pi(\Phi_K - \Phi_c)}{\ln \frac{R_K^4}{8r_c ab \sqrt{a^2 + b^2}}}$$

$$Q = \frac{6,28 \cdot 0,7 \cdot 1,02 \cdot 10^{12} \cdot 12 (11,76 - 9,8) \cdot 10^6}{3 \cdot 10^{-8} \cdot 2,31 \frac{8^4 \cdot 10^{12}}{0,1 \cdot 8 \cdot 150 \cdot 800 \cdot \sqrt{150^2 + 800^2}}} = 155 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Ответ: 155 м<sup>3</sup>/сут

Рассматривая задачу выше, мы можем сделать вывод: теоретические знания обинтерференции малых групп скважин в нефтяном пласте с удаленным контуром питания использование необходимых формул помогает при добыче нефти. Мы можем с легкостью, проведя необходимые исследования, рассчитать необходимые параметры скважины, что в последующем дает возможность определить дебиты скважины. Самое главное достоинство изучения этой области заключается в том, что мы предварительно сделав расчеты, сможем выбрать такие параметры скважины, чтобы дебит скважины был наивысший при наименьших затратах[1,6,7].

Проведя исследование о дебите скважин, мы определили, как предельно допустимая депрессия влияет на нее. Также мы определили, что тема данной работы очень помогает в нефтяной промышленности. Развитие в данном направлении может увеличивать показатели дебита скважины

Задавать дебит скважины выше известного предела нельзя, так как для этого может потребоваться слишком большая депрессия. Если увеличение депрессии сопровождается снижением забойного давления, то может случиться, что для обеспечения данного дебита

потребуется забойное давление, равное нулю или даже отрицательное, что физически невозможно[7,8,9].

Забойное давление на скважине определяется технологическими условиями эксплуатации, которые бывают самые разнообразные.

#### Список использованных источников

1. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
2. Евдокимова В.А., Кочина И.Н. Сборник задач по подземной гидравлике. М., «Недра», 1979. – 168 с.
3. Чарный И.А. Подземная гидромеханика. М.:Недра, 1972. – 185 с.
4. Фанчи Д.Р. Интегрированный подход к моделированию фильтрационных потоков. 2010. – 256 с.
5. Гуторов, А.Ю. Типовые технологические процессы в теории разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений[Текст]: учебное пособие / А. Ю. Гуторов, Л. В. Петрова. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - 79 с.
6. Петрова, Л.В. Основы подземной гидромеханики[Текст]: учебное пособие / Л. В. Петрова. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - 77 с.
7. Улямаев, М.А. Исследование нелинейных законов фильтрации[Электронный ресурс] / М.А. Улямаев, Л. В. Петрова // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – С. 84-88.– Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.
8. Минниyarova, Р.Р. Исследование задач интерференции скважин в условиях упругого режима[Электронный ресурс]/Р.Р.Минниyarova, Л. В. Петрова// Материалы 37-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов в 3-х т./отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010.– С. 37-39.– Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.
9. Шагaлeeв, Р.К. Моделирование как метод исследования подземной гидромеханики[Текст]/ Р.К.Шагaлeeв, Л.В.Петрова// Внедрение инновационных педагогических технологий в техническом университете: материалы Всероссийской научно-методической конференции 2010 г. / УГНТУ. – Уфа, 2010. – С. 40-43

УДК 532.5 (075.8)

### **НЕЛИНЕЙНЫЕ ЗАКОНЫ ФИЛЬТРАЦИИ АНОМАЛЬНЫХ НЕФТЕЙ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ**

*А.И.Шаймухаметов, Л.В. Петрова*

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация: В статье рассмотрены параметры, характеризующие особенности фильтрации аномальных нефтей в пористой среде. Приведены экспериментальные данные предельный градиент  $G$  и предельное напряжение сдвига  $\tau_0$  по промысловым данным исследования.

Ключевые слова: фильтрация, аномальные жидкости, пористость, напряжение сдвига, толщина пласта.

УДК 532.5 (075.8)

### **NONLINEAR LAWS OF FILTRATION OF VISCOUS OILS IN A POROUS MEDIUM**

*A.I.Shaymukhametov, L.V.Petrova*

Abstract: Parameters characterizing the features of the filtration of anomalous oils in a porous oil are considered in the article. Experimental data are given for the limiting gradient  $G$  and the ultimate shear stress  $\tau_0$  from the field data of the study.

Keywords: Filtration, abnormal liquids, porosity, shear stress, formation thickness.

Жидкости, не подчиняющиеся закону трения, называются аномальными или неньютоновскими. Неньютоновские жидкости подразделяются на три класса[1]:

1) Неньютоновские вязкие жидкости, для которых касательное напряжение зависит только от градиента скорости (стационарно-реологические жидкости):

$$\tau = f\left(\frac{dw}{dy}\right). \quad (1)$$

2) Жидкости, для которых связь между  $\tau$  и  $\frac{dw}{dy}$  зависит от времени действия напряжений (нестационарно-реологические жидкости):

$$\tau = \varphi\left(\frac{dw}{dy}, t\right) \quad (2)$$

3) Вязкоупругие жидкости, т.е. среды, обладающие свойствами, как твердого тела, так и жидкости, а также способные к частичному восстановлению формы после снятия напряжений.

Среди неньютоновских жидкостей первого класса, описываемых уравнением (2), можно выделить три типа:

а) Вязкопластичные жидкости, для которых уравнение (2) имеет следующий вид:

$$\tau = \tau_0 + \eta \frac{dw}{dy}, \text{ если } \frac{dw}{dy} > 0;$$

$$\tau \leq \tau_0, \text{ если } \frac{dw}{dy} = 0. \quad (3)$$

б) Псевдопластичные жидкости. Для описания таких сред предложена степенная зависимость:

$$\tau = k \cdot \left(\frac{dw}{dy}\right)^n, \quad n < 1, \quad (4)$$

где  $k$  и  $n$  - постоянные для данной жидкости: коэффициент  $k$  - мера консистенции жидкости, которая увеличивается с возрастанием вязкости; показатель  $n$  характеризует степень отклонения данной жидкости от ньютоновской[2,3,4].

Введем понятия кажущейся вязкости  $\eta_*$  как отношение касательного напряжения к градиенту скорости:

$$\eta_* = \frac{\tau}{\frac{dw}{dy}} \quad (5)$$

Для псевдопластичной жидкости

$$\eta_* = k \cdot \left(\frac{dw}{dy}\right)^{n-1}, \quad (6)$$

и так как  $n < 1$ , то  $\eta_*$  убывает с возрастанием градиента скорости.

в) Дилатантные жидкости описываются степенным уравнением, но при  $n > 1$ .

У этих жидкостей кажущаяся вязкость  $\eta$ , увеличивается с возрастанием градиента скорости. Модель дилатантной жидкости хорошо описывает поведение суспензий с большим содержанием твердой фазы[4,5,6].

Таким образом, при некоторых значениях параметров оказывается, что основное значение имеет степенной член, так что закон падения давления на забое скважины изменяется с логарифмического на степенной[3,4]. Следовательно, при больших временах вид кривых изменения забойного давления  $p_c(t)$  при фильтрации с предельным градиентом существенно изменяется по сравнению с фильтрацией упругой жидкости. В принципе это позволяет обнаружить в пластовых условиях проявление предельного градиента давления.

#### Список использованных источников

1. Пыхачев, Г.Б. Подземная гидравлика/ Пыхачев Г.Б., Исаев Р.Г. -М.: Недра,1973.- 360 с.
2. Гуторов, А.Ю. Типовые технологические процессы в теории разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений[Текст]: учебное пособие / А. Ю. Гуторов, Л. В. Петрова. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - 79 с.
3. Петрова, Л.В. Основы подземной гидромеханики[Текст]: учебное пособие / Л. В. Петрова. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - 77 с.
4. Улямаев, М.А. Исследование нелинейных законов фильтрации [Электронный ресурс] / М.А. Улямаев, Л. В. Петрова // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов в 3-х т / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – С. 84-88.– Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.
5. Минниязова, Р.Р. Исследование задач интерференции скважин в условиях упругого режима[Электронный ресурс]/Р.Р.Минниязова, Л. В. Петрова// Материалы 37-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов в 3-х т./отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010.– С. 37-39. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.
6. Шагалева, Р.К. Моделирование как метод исследования подземной гидромеханики[Текст]/ Р.К.Шагалева, Л.В.Петрова// Внедрение инновационных педагогических технологий в техническом университете: материалы Всероссийской научно-методической конференции 2010 г. / УГНТУ. – Уфа, 2010. – С. 40-43

УДК 622.276

#### АНАЛИЗ ЭФФЕКТА ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГРП

Айгуль Ф.Шакурова, Алсу Ф. Шакурова, Ю.Ш.Салаватова, А.Х.Гафоров  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Требования к технологиям в нефтяной сфере увеличиваются, в связи с истощением ресурсов. Нефтяные компании занимаются поиском новых инновационных технологий, которые могли бы позволить увеличить нефтеотдачу, уменьшить обводненность. Интересный факт в том, что технология может показывать разные результаты, при ее внедрении на разных месторождениях при разных условиях.

Существует ряд обстоятельств, обуславливающих неопределенность результатов использования инновационных технологий:

1. Геология месторождения
2. Затраты на освоение и разработку месторождений
3. Изменчивость цен на добываемую продукцию
4. Степень рискованных технологий

Ключевые слова: ГРП, добыча, месторождение, дебит, эффективность

**HF TECHNOLOGIES USE EFFECT ANALYSIS**

A.F.Shakurova, A.F.Shakurova, J.Sh.Salavatova, A.Kh.Gaforov

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)*

**Abstract.** Requirements to technologies in the oil sphere are increasing in connection with a resource depletion. Oil companies are in search of new innovative technologies allowing oil recovery growth and water content reduction. The interesting fact is that the technology can show different results in case of its implementation on different fields under different conditions.

There is a number of the circumstances causing results uncertainty of innovative technologies use:

1. Field geology
2. Reservoir and fields development costs
3. Extracted product price variability
4. New technologies risk degree

**Keywords:** Fracturing, production, production rate, efficiency

In the Russian Federation three main methods of growth of oil recovery of layers exist: sidetracking, hydraulic fracturing, physical and chemical reservoir treatment. In this article the hydraulic fracturing effect will be considered in more detail. There exist the two main types of HF: HF with crack fixing of a (proppant hydraulic fracturing), HF without cracks fixing (acid hydraulic fracturing). The essence of the HF method is in liquid under the high pressure injection into a bottom hole zone the result of which is a rock fracture and new cracks appearance or existing crack expansion. Production and injection wells of the developed and brought into development fields are the objects for HF are the. Before comparing efficiency in the different companies it is necessary to conduct efficiency analysis of the method application in different years in the considered companies: Gazprom Neft (tab. 1), Lukoil (tab. 2), Surgutneftegas (tab. 3). General dynamics of application of a method can be seen on the scheme 1.

**Table 1 – Hydraulic fracturing method application in Gazpromneft Company in the years 2011-2015**

|                                          | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|------------------------------------------|------|------|------|------|------|
| Number of operations                     | 178  | 175  | 240  | 257  | 349  |
| Additional oil production, thousand tons | 385  | 378  | 476  | 514  | 673  |

**Table 2 – Hydraulic fracturing method application in Rosneft in the years 2011 to 2015**

|                                          | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|------------------------------------------|------|------|------|------|------|
| Number of operations, piece.             | 711  | 634  | 690  | 681  | 867  |
| Additional oil production, thousand tons | 1035 | 967  | 924  | 914  | 900  |

**Table 3 – Application of a method of hydraulic fracturing in the Surgutneftegas company from 2011 to 2015**

|                                          | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|------------------------------------------|------|------|------|------|------|
| Number of operations                     | 1370 | 1674 | 2103 | 2294 | 2334 |
| Additional oil production, thousand tons | 910  | 1088 | 989  | 1142 | 1211 |

Basing on these data we can observe an increase HF method application in every company. The most often this method is applied in the Surgutneftegas company. The article shows the HF method average efficiency comparison in every company in different years (tab. 4).

Table 4 – The HF method application effect Comparison in the companies Gazpromneft, Rosneft, Surgutneftegas from 2011 to 2015

| Company/year   | Average effect of 1 operation HF, one thousand tons |      |      |      |      |
|----------------|-----------------------------------------------------|------|------|------|------|
|                | 2011                                                | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
| GazpromNeft    | 2,15                                                | 2,19 | 2,05 | 2,04 | 1,91 |
| Rosneft        | 1,45                                                | 1,52 | 1,34 | 1,34 | 1,04 |
| Surgutneftegas | 0,66                                                | 0,65 | 0,47 | 0,5  | 0,52 |

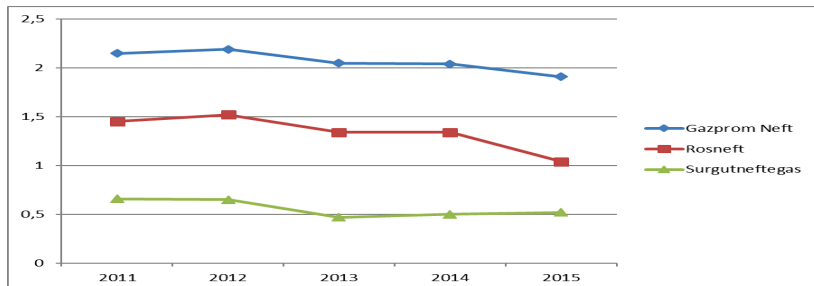


Diagram 1–The HF method application effect Comparison

As it can be seen on the diagram the operations efficiency is decreasing every year. This condition is characteristic of all the companies. It is explained by the fact that over the time the HF method effect on the fields decreases.

The HF method is rather urgent. With this respect the majority of oil companies apply it. So, for example, the multistage proppant HF method is widely used and the results are quite good.

Despite of the Russian oil companies certain progress in the innovative sphere, it should be noted that in the oil industry lacks innovative domestic technologies today.

#### Список использованных источников

1 Шакурова, Ай.Ф. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении [Текст] / Ай.Ф. Шакурова, Ал.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Каротажник. – 2016. – № 8 (266). – С. 38-44.

2 Шакурова, Ал.Ф. Анализ структуры фонда скважин Сергинского месторождения [Текст] / Ал.Ф. Шакурова, Ай.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 56-60.

3 Шакурова, Ал.Ф. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки Сергинского месторождения [Текст] / Ал.Ф. Шакурова, Ай.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 227-230.

4 Шакурова, Ал.Ф. Проект мероприятий по улучшению эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН в НГДУ «Ишимбайнефть» [Текст] / Ал.Ф. Шакурова, Ай.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.274-279.

5 Шакурова, Ал.Ф. Технологические модели разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин [Текст] / Ал.Ф. Шакурова, Ай.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной

научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.280-286.

6 Шакурова, Ал.Ф. Состояние фонда скважин на Сергинском месторождении [Текст] / Ал.Ф. Шакурова, Ай.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 314-321.

7 Шакурова, Ал.Ф. Система разработки Сергинского месторождения [Текст]/ Ал.Ф. Шакурова, Ай.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 321-328.

8 Шакурова, Ай.Ф. Анализ технических решений по организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции Сергинского месторождения нефти [Текст] / Ай.Ф. Шакурова, Ал.Ф. Шакурова // Каротажник. – 2016. – № 12 (270). – С. 30-38.

9 Анализ эффективности применения насосной системы «ЭЦН + ШГН» в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [Текст] / Ал.Ф. Шакурова, Ай.Ф. Шакурова, А.А. Садвакасов, А.И. Закиров, А.М. Валиев // Научное обозрение. – 2016. – № 24. – С. 287-290.

УДК 622.276

## **РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ**

Алсу Ф. Шакурова, Айгуль Ф. Шакурова, А.В. Акимов, С.В. Калинина  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьский)

Аннотация. В данной статье затронута тема разработки месторождений высоковязких нефтей. На территории России находится большое количество месторождений сверхвязких нефтей. Разработка таких месторождений рассмотрена в статье на примере Республики Татарстан-крупнейшего региона по количеству балансовых запасов высоковязких нефтей. Установлено, что тяжелые нефти и природные битумы пользуются большим спросом в настоящее время и их добыча важна в плане экономического развития страны. Однако, разработка таких месторождений подразумевает вложение финансовых средств, прежде чем будет виден положительный результат от ее выполнения.

Ключевые слова:добыча,природные битумы, сверхвязкая нефть, высоковязкая нефть, нефтяные компании.

UDC 622.276

## **DEVELOPMENT OF HEAVY OIL FIELDS**

Alsu F. Shakurova, Aigul F. Shakurova, A.V. Akimov, S.V. Kalinina  
(Ufa State Petroleum Technological Unuversity, Branch of the Unuversity in the City of Oktyabrsky)

Abstract:This article discussed the development of heavy oil fields. On the territory of the Russian Federation is a large number of deposits of viscous oil. The development of such deposits is considered in article on example of the Republic of Tatarstan is the largest region by number of balance reserves of high-viscosity oil. Found that heavy oil and natural bitumen are in great demand in the present and their production is important in terms of economic development. However, development of such fields involves the investment of financial assets, before a positive result from its implementation.

Keywords:extraction, natural bitumen, heavy oil, high viscosity oil, oil company.

В России и многих других странах запасы высоковязких нефтей и битумов являются одной из главных составляющих нефтяной отрасли. По оценкам специалистов запасы таких нефтей достигают 1 трлн. т, что в несколько раз больше запасов маловязких и средневязких нефтей.

На сегодняшний день тяжелые нефти не пользуются большим спросом, однако в некоторых странах именно они выбраны в качестве альтернативы газу и легким нефтям.

Добыча тяжелых нефтей и битумов влечет за собой экономические убытки. Все новые перспективные проекты по организации добычи и переработки высоковязких нефтей требуют большие экономические ресурсы для освоения запасов и их последующей добычи.

География запасов тяжелых нефтей и битумов довольно широка. Месторождения с такими углеводородами расположены в основном в центральной части России. Многие из них уже изучены или разрабатываются в данный момент. Это такие месторождения как: Гремихинское, Ашальчинское, Лиственское, Забза-Глубокий Яр, Мордово-Кармальское, Мишкинское, Ярегское, Южно-Карское и Усинское.

По совершенствованию и созданию новых технологий для освоения залежей высоковязких нефтей активные работы ведут такие компании как ОАО «РИТЭК», ОАО «Удмуртнефть», ОАО «Лукойл», ОАО «Северная нефть» и ОАО «Коминнефть». Помимо создания новых технологий также совершенствуются и старые методы воздействия на пласт. В данной статье мы рассмотрим несколько методов разработки месторождений высоковязких нефтей и битумов.

Рассмотрим данную тему на примере крупнейшего в России региона по запасам природных битумов. Республика Татарстан, является лидером по ресурсным запасам природных битумов в России. Нефть на месторождениях этого региона обладает высокой сернистостью и высокой вязкостью, а ее плотность колеблется в пределах от 0,88 до 0,99 кг/м<sup>3</sup>. Разработка месторождений по региону, впрочем, как и по всей Волго-Уральской провинции, находится на завершающей стадии. По подсчетам экспертов, добыча на месторождениях высоковязких нефтей Республики Татарстан может вестись еще на протяжении нескольких лет на уровне 28-30 млн т в год.

Разработкой месторождений и непосредственно добычей сырья в Татарстане занимается множество нефтяных компаний, но самая крупная среди них это ОАО «Татнефть». В настоящее время на обслуживании у компании находится более 25 месторождений сверхвязких нефтей, в том числе более 120 млн т балансовых запасов и более 40 млн т извлекаемых. Всего на территории Татарстана находится 104 месторождения природных битумов с балансовыми запасами более 460 млн т. Из них в программу освоения включены 52 месторождения с балансовыми запасами около 200 млн т. Месторождения Татарстана условно разделены на три зоны с приблизительно равными запасами. Проекты разработки по трем группам содержат в себе: бурение более чем 1650 единиц горизонтальных скважин, более 3600 вертикальных и более 900 оценочных скважин. «Татнефть» участвует в разработке девяти месторождений с общими геологическими запасами более 35 млн т. К сотрудничеству продолжают привлекаться крупнейшие зарубежные нефтяные компании, которые владеют новейшими технологиями внутрипластового горения. Такие технологии позволяют преобразовывать тяжелую нефть в легкую, тем самым облегчая ее добычу.

На сегодняшний день к проектам разработки месторождений высоковязких нефтей проявляют интерес ряд ведущих нефтедобывающих компаний мира- Shell, ConocoPhillips, Repsol, Chevron и многие другие.

На сегодняшний день поиск новых технологий и оборудования для разработки месторождений тяжелых и сверхвязких нефтей стал главным вопросом для государства в нефтедобывающей отрасли, ведь именно природные битумы- это очень ценное сырье для

получения большого количества полезных нефтехимических продуктов.

Правительство Российской Федерации ввело дополнительные льготы для выработки сверхвязких нефтей (НДПИ), что должно стать огромным стимулом для разработки новых и активизации старых месторождений с высоковязкими нефтями. Разработка таких месторождений будет очень полезна в первую очередь для развития экономики нашей страны, так как в РФ существует дефицит финансовых средств.

Разработка месторождений высоковязких нефтей в России является очень актуальной темой. Но для добычи таких ресурсов как битумы, тяжелая нефть, газовые гидраты требуются большие денежные вложения, а что еще важнее, новые технологии. Очень важно не упустить технологические преимущества, которые даст внедрение новейших технологий для разработки месторождений природных битумов. Однако говорить о рентабельности и о самой разработке новых месторождений природных битумов и высоковязких нефтей можно только после установления льгот по всем отделениям нефтедобывающей промышленности. Помимо добывающих компаний льготы должны внедрить в нефтеперерабатывающие заводы, которые занимаются переработкой природных битумов, высоковязких нефтей и битуминозных песков.

#### Список использованных источников

1. Обоснование выбора математической модели для оценки и распределения эффекта от ГРП единичной скважины на окружающие[Текст]/ И.В.Владимиров, Т.Ф. Манапов, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский // «Нефтепромысловое дело». - 2012. - № 1. - С. 57-58.
2. О некоторых особенностях моделирования гидроразрыва пласта[Текст] / И.В.Владимиров, Т.Ф. Манапов, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский// «Нефтепромысловое дело». - 2012. - № 1. - С. 59-60.
3. Шакурова, А.Ф. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении[Текст]/ А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Каротажник. - 2016. - № 8 (266). - С. 38-44.
4. Шакурова, А.Ф. Анализ структуры фонда скважин Сергинского месторождения[Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Научное обозрение. - 2016. - № 9. - С. 56-60.
5. Янтурин, А.Ш. Влияние сил трения жидкости о стенки поровых каналов на увеличение потерь давления в низкопроницаемых коллекторах [Текст]/ А.Ш. Янтурин, Р.А. Янтурин, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. - 2013. - № 8. - С.9-14.
6. Шакурова, А.Ф. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки Сергинского месторождения[Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Научное обозрение. - 2016. - № 9. - С. 227-230.
7. Шакурова, А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья [Электронный ресурс] / А.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2008. - № 2. - С.1. - Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
8. Шакурова, А.Ф. Проект мероприятий по улучшению эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН в НГДУ «Ишимбайнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. /отв. ред. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.274-279.
9. Шакурова, А.Ф. Технологические модели разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин[Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.280-286.

10. Шакурова, А.Ф. Состояние фонда скважин на Сергинском месторождении[Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 314-321.

11. Шакурова, А.Ф. Система разработки Сергинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 321-328.

12. Шакурова, А.Ф. Анализ технических решений по организации системы внутринефтепромыслового сбора, подготовки и учета продукции Сергинского месторождения нефти[Текст]/ А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Каротажник. – 2016. – № 12 (270). – С. 30-38.

УДК 622.276.6

### **ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН НА УРИЦКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Алсу Ф. Шакурова, Айгуль Ф. Шакурова, Э.Т. Кильмаматова, И.А. Гизетдинов  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: Для отображения более полной динамики и сравнения количественных и качественных показателей рассматриваются геолого-технические мероприятия, которые проводились в Урицком месторождении. Мероприятия направлены для интенсификации и повышения нефтеотдачи.

Ключевые слова: призабойная зона, разработка, скважина, нефть, нефтеотдача, коллектор.

UDC 622.276.6

### **OPTIMIZATION OF OPERATION MODES ON THE URITSKY FIELD**

Alsu F. Shakurova, Aigul F. Shakurova, E.T. Kilmamatova, I.A. Gizatdinov  
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of  
Oktjabrsky)

Abstract: For display of more complete dynamics and comparison of the quantitative and quality indicators geological and technical events which were held in the Uritsky field are considered. Actions are directed for an intensification and increase in oil recovery.

Keywords: bottomhole zone, development, well, oil, oil recovery, collector.

Эффективность разработки нефтяных месторождений во многом определяется качественной и бесперебойной работой добывающих и нагнетательных скважин. В процессе строительства скважин, в ходе их последующей эксплуатации происходит повреждение призабойной зоны и ухудшение коллекторских свойств пласта. Основными причинами изменения фильтрационно-емкостных свойств в призабойной зоне пласта являются когматационное загрязнение коллектора фильтраатами бурового раствора, изменение термобарических условий и физико-химических характеристик флюидов в результате первичного вскрытия пласта. В этой связи весьма важное значение приобретают геолого-технические мероприятия (ГТМ) позволяющие оперативно восстановить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне и устранить положительный скин-фактор.

Для отображения более полной динамики и сравнения количественных и качественных показателей были рассмотрены геолого-технические мероприятия

(ГТМ), которые проводились на Урицком месторождении. Мероприятия направлены для интенсификации и повышения нефтеотдачи. Проведен анализ результатов применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

Для повышения и восстановления продуктивности скважин, на Урицком месторождении проводился разнообразный комплекс ГТМ на добывающем фонде скважин. Основными ГТМ, проводимыми на месторождении являются оптимизация режимов работы насосного оборудования, ремонтно-изоляционные работы (РИР), переводы скважин с объекта на объект, ввод скважин из бездействия.

Всего за период 2009-2013 гг. проведено 49 геолого-технических мероприятий. Доля дополнительной добычи нефти от проведенных ГТМ, составляет 7,9 % общей добычи по месторождению или 63,6 тыс. тонн нефти из 808,2 тыс. тонн нефти, добытой в целом по месторождению за данный период.

Более подробно в данной работе рассмотрим оптимизацию режима работы насосных установок. За период 2009-2012 гг. выполнено 41 операций по оптимизации. По результатам которой дополнительная добыча нефти составила 32,7 тыс.т или 0,798 тыс.т на одну скважину операцию. Средний дебит нефти составил 22,2 т/сут, до мероприятия – 14,8 т/сут, средний прирост дебита нефти – 7,4 т/сут. Успешность реализации данного вида мероприятий составила 95 %.

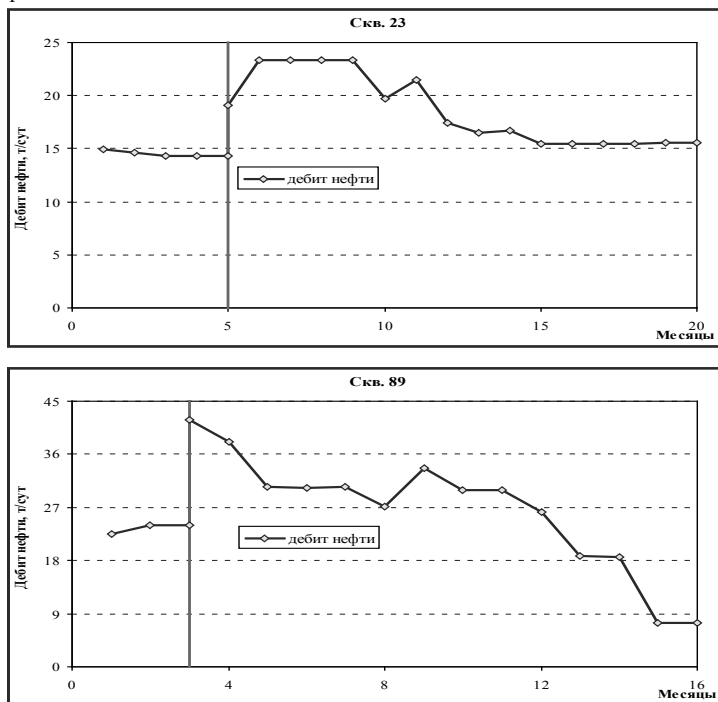


Рисунок 1 – Динамика дебита нефти по скважинам 23 и 89

На рисунке 1 представлена динамика дебита нефти до и после проведения оптимизации. Оптимизация режимов работы сводилась не только к замене насосной

установки (в том числе смена ШГН на ЭЦН и более производительные насосы), но и к регулированию параметров откачки, а также заглублению насосных установок.

Таким образом, по полученным данным можно сделать вывод, оптимизация режимов работы насосного оборудования является основным и самым эффективным ГТМ на Урицком месторождении.

#### Список использованных источников

1. Обоснование выбора математической модели для оценки и распределения эффекта от ГРП единичной скважины на окружающие [Текст] / И.В.Владимиров, Т.Ф. Манапов, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский // «Нефтепромысловое дело». - 2012. - № 1. - С. 57-58.
2. О некоторых особенностях моделирования гидроразрыва пласта [Текст] / И.В.Владимиров, Т.Ф. Манапов, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский // «Нефтепромысловое дело». - 2012. - № 1. - С. 59-60.
3. Шакурова, А.Ф. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Каротажник. - 2016. - № 8 (266). - С. 38-44.
4. Шакурова, А.Ф. Анализ структуры фонда скважин Сергинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Научное обозрение. - 2016. - № 9. - С. 56-60.
5. Янтурин, А.Ш. Влияние сил трения жидкости о стенки поровых каналов на увеличение потерь давления в низкопроницаемых коллекторах [Текст] / А.Ш. Янтурин, Р.А. Янтурин, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. - 2013. - № 8. - С. 9-14.
6. Шакурова, А.Ф. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки Сергинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Научное обозрение. - 2016. - № 9. - С. 227-230.
7. Шакурова, А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья [Электронный ресурс] / А.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2008. - № 2. - С. 1. - Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
8. Шакурова, А.Ф. Проект мероприятий по улучшению эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН в НГДУ «Ишимбайнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 274-279.
9. Шакурова, А.Ф. Технологические модели разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 280-286.
10. Шакурова, А.Ф. Состояние фонда скважин на Сергинском месторождении [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 314-321.
11. Шакурова, А.Ф. Система разработки Сергинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 321-328.

12. Шакурова, А.Ф. Анализ технических решений по организации системы внутринефтепромыслового сбора, подготовки и учета продукции Сергинского месторождения нефти [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Каротажник. – 2016. – № 12 (270). – С. 30-38.

УДК 622.276

**ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН МЕТОДОМ СНЯТИЯ  
КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ  
УРОВНЯ (КВУ) НА ФЕДОРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Шакурова Айгуль Ф<sup>1</sup>., Шакурова Алсу Ф<sup>1</sup>., Шамсутдинова Г.Ф.<sup>2</sup>  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: Исследование скважин методом снятия кривых восстановления давления проводится на всех скважинах с низкими статистическими уровнями. Данный метод проводится в остановленной скважине с открытым устьем. Из пласта продолжается затухающий со временем приток и подъем уровня в стволе скважины. Изменение давления в основном определяется подъемом уровня за счет продолжающегося притока жидкости из пласта. Кривую изменения давления (уровня) в этом случае называют кривой притока (КП).

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, гидродинамические исследования скважин, боковой ствол, обводненность, продуктивность.

UDC 622.276

**STUDY WELL RECOVERY BY REMOVING THE CURVES  
LEVEL (RCL) ON FEDOROVSK DEPOSIT**

Shakurova Aigul F<sup>1</sup>., Shakurova Alsu F.<sup>1</sup>, Shamsutdinova G.F.<sup>2</sup>  
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)

Abstract: Investigation of wells by removing the pressure recovery curves carried out at all levels of the low statistical wells. This method is carried out in a well stopped with the mouth open. From the reservoir continues to decay with time inflows and the rise of the level in the wellbore. The change in pressure is mainly determined by the rise of the level due to the continued inflow of formation. The curve of change of pressure (level) in this case is called the inflow curve (IC).

Keywords: hydraulic fracturing, gidrodinamichesk research wells, sidetrack, water cut, productivity.

Расчет коэффициента продуктивности по кривым восстановления уровня осуществляется с использованием метода М. Маскета, путем построения графиков в координатах  $Ln \frac{\Delta H(t)}{\Delta H_0} - t$ . Величина гидропроводности при этом вычислялась по формуле

Дюпюи.

На месторождении с целью интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов применяется гидравлический разрыв пласта (ГРП). В начальный период применения метода (1994-1995 годы) основной объем ГРП производился на пласты БС10 и БС10/1, но в настоящее время скважин для высокоэффективного применения ГРП по существующим технологиям на данные пласты практически нет. На дату отчетности произошло перераспределение структуры фонда скважин-кандидатов, поэтому практически все ГРП проведены на пласт ЮС2/1. По данным «Базы данных по ведению ГРП» выполнено более 950 операций ГРП в добывающих скважинах пласта ЮС2/1.

На представленных в отчете пластах группы БС эффективность ГРП по гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС) до и после проведения мероприятия нужно рассматривать на отдельных скважинах, например: скважина №3641 (пласт БС10/1) – производительность увеличилась более чем в четыре раза; скважина №8118 (пласт БС10/1) – в пять раз.

С 2003 года на месторождении начинается бурение скважин с боковыми стволами. Боковые стволы добывающих скважин имеют в основном горизонтальную ориентацию. Основанием для резки бокового ствола в скважинах с длительной историей эксплуатации является необходимость выработки запасов в скважинах, имеющих высокую обводненность добываемой продукции (например: №668, 1671, 3240 и 7598 – пласт БС10) и соответственно низкий дебит по нефти.

Сравнивая значения полученных коэффициентов продуктивности объектов разработки, следует отметить, что по боковым стволам среднее значение либо ниже аналогичного показателя по наклонно-направленным скважинам, либо совпадает с ним. Данная тенденция наблюдается на протяжении истории исследования боковых стволов для всех пластов.

На основании проведенной сравнительной характеристики коэффициентов продуктивности ( $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$ ) горизонтальных и наклонно-направленных скважин эксплуатационных объектов за аналогичный период (дата начала ГДИС ГС) можно сделать вывод об эффективности эксплуатации в процессе разработки горизонтальных скважин (таблица 1).

Таблица 1 – Сравнительная характеристика типов скважин по продуктивности Федоровское месторождение

| Тип скважин           | Пласт |       |      |         |
|-----------------------|-------|-------|------|---------|
|                       | АС4-8 | БС10  | БС16 | ЮС1/1-2 |
| Горизонтальные        | 35,00 | 11,75 | 4,35 | 6,55    |
| Наклонно-направленные | 10,61 | 9,91  | 3,60 | 2,28    |

С 2014 года на Федоровском месторождении проводятся исследования скважин, оборудованных УЭЦН с термоманометрическими системами (ТМС). Всего на месторождении термоманометрическими системами (ТМС) оборудованы 739 скважины. Использование ТМС позволяет повысить охват гидродинамическими исследованиями объектов разработки. Обработка исследований и определение гидродинамических параметров скважин производится в ПС «Модуль «Гидродинамика» НПК «Альфа». Исследования с неинформативными замерами давления отбраковываются. К неинформативным замерам давления относятся периодическая работа скважин, недостаточная длительность исследования, завышенные или заниженные показания прибора ТМС по давлению на приеме насоса. Корректные результаты анализируются и заносятся в базу данных.

Анализ результатов кондиционных гидродинамических исследований скважин Федоровского месторождения позволяет сделать следующие выводы:

- ГДИС, проведенные на месторождении, по качеству и объему исследований соответствуют требованиям действующих Регламентов и Стандартов;
- выполненный объем ГДИС добывающих скважин достаточен для контроля процесса разработки месторождения;
- в течение анализируемого периода (2010-2013 годы) продуктивные характеристики эксплуатационных объектов остаются достаточно стабильными;
- эффективным способом реабилитации высокообводненных скважин длительно разрабатываемых объектов является бурение боковых стволов;

- эксплуатация нефтяных залежей месторождения горизонтальными скважинами достаточно эффективна;
- определение гидродинамических параметров скважин, оборудованных УЭЦН с термоманометрическими системам, производится в ПС «Модуль «Гидродинамика» НПК «Альфа» и корректно вписывается в историю исследований добывающих скважин.

#### Список использованных источников

1. Шакурова, А.Ф. Исследование и совершенствование методики оптимизации разработки нефтяной залежи гидроразрывом пласта: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Институт проблем транспорта энергоресурсов.- Уфа, 2011.- 26 с.
2. Обоснование выбора математической модели для оценки и распределения эффекта от ГРП единичной скважины на окружающие [Текст] / И.В. Владимиров, Т.Ф. Манапов, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 57-58.
3. О некоторых особенностях моделирования гидроразрыва пласта [Текст] / И.В.Владимиров, Т.Ф.Манапов, А.Ф.Шакурова, А.В.Аржиловский // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 59-60.
4. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении [Текст] /А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Каротажник. – 2016. – № 8 (266). – С. 38-44.
5. Шакурова, А.Ф. Влияние качества цементирования заколонного пространства на эффективность ГРП [Текст] /А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 11. – С. 40-42.
6. Шакурова, А.Ф. Анализ структуры фонда скважин Сергинского месторождения [Текст] /А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 56-60.
7. Янтурин, А.Ш. Влияние сил трения жидкости о стенки поровых каналов на увеличение потерь давления в низкопроницаемых коллекторах [Текст] /А.Ш. Янтурин, Р.А. Янтурин, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 8. – С.9-14.
8. Шакурова, А.Ф. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки Сергинского месторождения [Текст] /А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Научное обозрение. – 2016. – № 9. – С. 227-230.
9. Шакурова, А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья [Электронный ресурс] / А.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».- 2008. -№ 2.- С.1.- Режим доступа:<http://www.ogbus.ru>.
10. Шакурова, А.Ф. Проект мероприятий по улучшению эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН в НГДУ «Ишимбайнефть» [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно- технической конференции в 2-х т. /отв. ред. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.274-279.
11. Шакурова, А.Ф. Технологические модели разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно- технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.280-286.
12. Шакурова, А.Ф. Состояние фонда скважин на Сергинском месторождении [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической

конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.)/отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 314-321.

13. Шакурова, А.Ф. Система разработки Сергинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) /отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 321-328.

14. Шакурова, А.Ф. Анализ технических решений по организации системы внутривнепромыслового сбора, подготовки и учета продукции Сергинского месторождения нефти [Текст] / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Каротажник. – 2016. – № 12 (270). – С. 30-38.

УДК 53.084.42

**УСТРОЙСТВО ДЛЯ ТАРИРОВКИ КЛАПАНОВ ППК БЕЗ ДЕМОНТАЖА  
КЛАПАНА**

Р. Я. Абдюкова, С. Р. Баязитова, Р. И. Булатов  
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: Обширное использование в нефтяной и химической индустрии процессов, выполняющихся под большим давлением, предъявляют высокие требования к безопасной работе с оборудованием, находящимся под этим давлением. В данной статье описывается пружинно-предохранительный клапан и виды его тарировки, проанализировано устройство для тарировки ППК без демонтажа клапана, доказана эффективность данного устройства с экономической и практической точки зрения.

Ключевые слова: ППК, тарировка, оптимизация затрат, устройство для тарировки, экономическая эффективность.

UDC 53.084.42

**DEVICE FOR CALIBRATION OF THE VALVES WITHOUT DISMANTLING  
THE ACC VALVE**

R.Ya. Abdyukova, S. R. Bayazitova, R. I. Bulatov  
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of  
Okt'yabrsky)

Abstract: Extensive use in the oil and chemical industries of processes operating under high pressure, requiring high demands on safe handling of equipment under this pressure. This article describes the spring-safety valve and its tariffs, the analyzed device for calibrating the AUC without dismantling the valve, it is proved that this method provides an assessment of the economic and practical points of view.

Keywords: ACC, calibration, cost optimization, calibration device, cost-effectiveness.

Любой участок трубопроводной конструкции представляет существенную значимость в обеспечении ее трудоспособности. В частности, предохранительный пружинный клапан предполагает собою трубопроводную арматуру, нужную для предохранения от механического разрушения оборудования и трубопроводов при чрезмерном превышении давления. Это допустимо из-за выпуска избытка жидкой, паро- и газообразно среды из систем и конструкций.[1,2,3] Так же ППК обеспечивает завершение сбрасывания среды, при случае, когда рабочее давление очутится в границах общепризнанных мерок. Пружинные предохранительные клапаны можно использовать в абсолютно всех аппаратах и установках, где есть риск появления избыточного давления. Их огромным плюсом является –сравнительно небольшие габаритные размеры при больших проходных сечениях.[4]

Каждый ППК в соответствии с правилами безопасности должен пройти тарировку и ревизию через установленное время. Периодичность и частота ревизии и тарировки устанавливается в зависимости от скорости коррозии металла, например, до 0,1 мм в год клапан оттарирован 1 раз в год, если больше, то два раза в год. Все это является накладным т.к. тарировка - это настройка открытия клапана при определенном давлении в сосуде. [5] Она производится путем увеличения или уменьшения жесткости пружины клапана регулировочным болтом, при этом настройка производится по манометру. Тарировка клапанов ппк может осуществляться в соответствии с российскими стандартами либо при помощи устройства без демонтажа. [6]

Существующая система тарировки ППК включает в себя:

-Оформление наряд-допуска

- Отключение сосуда, работающего под давлением от технологической схемы
- Опорожнение сосуда, установка заглушек
- Демонтаж ППК
- Монтаж обратного ППК
- Вывоз ППК на тарировку

В отличие от вышеперечисленного способа можно осуществить тарировку ППК без демонтажа при помощи специального устройства предназначено прежде всего для определения давления начала открытия ППК и для протоколирования результатов испытаний [7,8,9,10]. Данное устройство является наиболее удобным и эффективным, как с экономической, так и с практической точки зрения.

Принцип действия устройства основан на выявлении срабатывания пружины с помощью датчиков, протоколирования и дальнейшей настройки на месте. В комплектацию устройства РКТВА-D-14 (рисунок 1) входит: 1 – пульт управления; 2 – электрогидравлический блок управления; 3 – механизм перемещения; 4 – датчик усилия; 5 – датчик давления; 6 – датчик перемещения; 7 – ручной насос; 8 – рукав высокого давления; 9 – кабель связи; 10 – кабель интерфейсный; 11 – виброакустический датчик.

Чтобы доказать экономическую эффективность данного устройства, рассмотрим, к примеру, тарировку ППК в НГДУ «Бавлынефть».

Всего в НГДУ «Бавлынефть» 220 ППК

Из них:

- подлежат проверке и тарировке один раз в 6 месяцев- 194 ППК;
- подлежат проверке и тарировке один раз в 12 месяцев- 26 ППК.

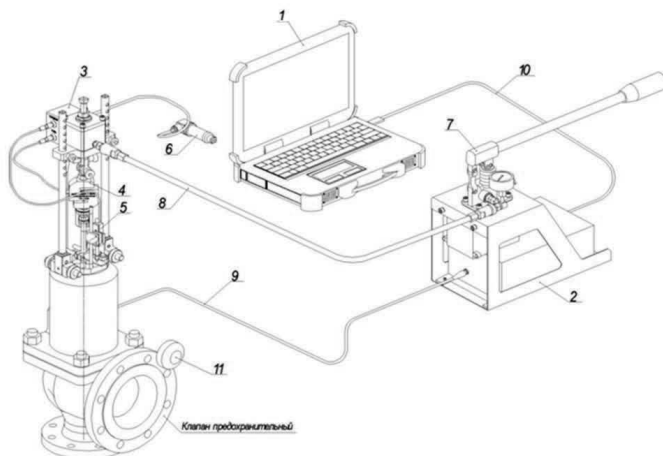


Рисунок 1

Таблица 1 - Расчёт экономической эффективности:

| № п/п | Показатели                                                | Ед. <u>изм.</u> | До<br>внедрения | После<br>внедрения |
|-------|-----------------------------------------------------------|-----------------|-----------------|--------------------|
| 1     | - время работы УАЗ до доставки ППК в Альметьевск          | час             | 4               | 0                  |
| 2     | - стоимость работы УАЗ                                    | руб/час         | 422             | 0                  |
| 3     | - время работы автокрана                                  | час             | 4               | 0                  |
| 4     | - стоимость работы автокрана                              | руб/час         | 1018            | 0                  |
| 5     | - время работы слесарей ремонтников (2 чел)               | час             | 4               | 1                  |
| 6     | - зарплата слесарей ремонтников (2 чел) с<br>отчислениями | <u>руб/час</u>  | 220             | 220                |
| 7     | - стоимость тарировки ППК                                 | тыс.руб.        | 1 300           | 0                  |
| 8     | - количество тарировок ППК                                | <u>шт</u>       | 220             | 220                |
| 9     | - эксплуатационные затраты                                | тыс.руб.        | 2 339           | 68                 |
| 10    | <b>ЧДД</b>                                                |                 | <b>2957</b>     |                    |
| 11    | <b>Дисконтированный срок окупаемости, лет</b>             |                 | <b>3,6</b>      |                    |
| 12    | <b>Индекс доходности затрат дисконтированный</b>          |                 | <b>1,42</b>     |                    |

Как мы видим из приведённой выше таблицы, устройство РКТВА-D-14 является действительно экономичным и эффективным. А, следовательно, можно сделать вывод, что внедрение данной системы позволяет:

- 1) Осуществлять тарировку ППК на месте его установки.
- 2) Исключить необходимость остановки и отключения сосуда, работающего под давлением из действующей технологической схемы.
- 3) Исключить необходимость демонтажа ППК и его перевозку в сервисную компанию.
- 4) Снизить трудозатраты и затраты на транспорт.

Рассмотрев два способа тарировки ППК, мы убедились, что второй способ – без демонтажа при помощи устройства РКТВА-D-14 является более предпочтительным, так как пользуясь именно им, мы затратим минимум времени и наши затраты будут намного меньше.

#### Список использованных источников

1. Башта Т.М., Руднев С.С., Некрасов Б.Б и др. Гидравлика, гидромашины и гидро приводы. «Машиностроение», 1982.
2. Есьман И.Г. и др. Гидравлика и гидравлические машины. Баку, 1955
3. Механика разрушения и прочность материалов: Справ. пособие / Под общ. ред. В.В. Панасюка. - Киев: Наука, думка, 1990.
4. Молчанов А. Г., Чичеров В. Л., Нефтепромысловые машины и механизмы, М., «Недра», 1983.
5. Молчанов Г.В., Молчанов А.Г., Машины и оборудование для добычи нефти и газа М., «Недра», 1984.
6. Абдюкова, Р.Я. Теоретические и практические исследования износа клапанов буровых поршневых насосов [Текст] / Р.Я. Абдюкова // СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ – 2016: сборник трудов Международной

научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т./отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. –Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.– Т. 2.– С. 3-7.

7. Абдюкова, Р.Я. Анализ причин отказов клапанов буровых насосов [Текст] / Р.Я. Абдюкова // **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ** – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров.–Уфа: Аркаим, 2014.–Т.2.– С. 51-57.

8. Абдюкова, Р.Я. Моделирование удара тарели клапана бурового насоса при ее посадке на седло [Электронный ресурс] / Р.Я. Абдюкова, Н.Я. Багаутдинов, А.Н. Зотов // *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»*.– 2012.– № 2.– С. 52-65.–Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

9. Динамические исследования клапанов поршневого насоса НБ-125 ИЖ [Текст]/ Р.Я. Абдюкова, Р.Н. Бахтизин, Н.Э. Ахмедов, Е.Л. Маликов, К.А. Перескоков // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. –2012. –Т. 90.– № 4. – С. 56-64.

10. Габдрахимов, М.С. Анализ бурения нефтяных скважин в Азнакаевска ПБР ООО «Бурение» [Текст] / М.С. Габдрахимов, Т.Н. Миннивалеев, Р.М. Галимов // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*.– 2013.– № 5.– С. 8-11.

УДК 622.276

### **УЛУЧШЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЧАСТИ НАСОСА БУРОВОГО НБ-125**

Д.Б. Алчинов, Д.И. Сидоркин

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация: В данной статье рассматривается буровой насос НБ-125, предназначенный для нагнетания промывочной жидкости при бурении нефтяных и газовых скважин, для нагнетания жидких сред при выполнении промывочно-продавочных работ в процессе капитального ремонта скважин, для нагнетания воды в пласт для интенсификации добычи нефти, для перекачивания различных неагрессивных жидкостей, включая обводненную нефть. В результате усовершенствования улучшается смазка подшипников, повышается долговечность подшипников ведущего и кривошипного валов, в результате чего увеличивается срок службы.

Ключевые слова: Буровой насос, износ, картер, трубка-подогреватель.

UDC 622.276

### **IMPROVEMENT OF THE HYDRAULIC PART PUMP DRUM NB-125**

D.B. Alchinov, D.I. Sidorkin

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of  
Oktyabrsky)*

Abstract: This article considers the NB-125 drilling pump intended for injecting drilling fluid during drilling of oil and gas wells, for injecting liquid media during drilling operations in the process of well workover, for injecting water into the reservoir to intensify oil production, for ne-reduction of various non-aggressive liquids, including watered oil. As a result of the improvement, the lubrication of the bearings improves, the life of the bearing of the driving and crank-connecting shafts increases, resulting in a longer service life.

Keywords: Mud pump, wear, crankcase, heater tube.

Буровой насос - предназначен для нагнетания промывочной жидкости в скважину при ее бурении с целью выноса из скважины разбуренной породы.

Гидравлическая часть - служит для преобразования механической энергии в гидравлическую [1-4].

Картер - это днище приводной части насоса содержащее масло для смазки деталей. Основой для приводной части является чугунная рама, к которой крепится направляющая с крейцкопфами. Внутри рамы установлены коленчатый вал на подшипниках скольжения и приводной вал на подшипниках качения. Сверху рама закрыта крышкой, в которой имеется люк для проверки состояния зубчатой передачи, зазоров кривошипно-шатунного механизма и для залива масла в картер. В крышке установлены сапун и указатель уровня масла. Боковые закрытия рамы имеют пробки для замера зазоров в рамовых подшипниках. Наполнение картера рамы маслом производится до верхней отметки маслоуказателя или до нижней кромки контрольного отверстия. Объем заливаемого масла – 30 л [3-7].

Главная причина отказов насосов заключается в низкой долговечности поршней, клапанов, а также их уплотнений. Это объясняется тем, что детали гидравлической части насосов подвергаются сразу нескольким видам изнашивания, основными из которых являются: абразивное, гидроабразивно-эрозийное, ударно-гидроабразивное, коррозионно-механическое, окислительное, усталостное и др [1-6].

Анализ работы буровых насосов в производственных условиях показывает, что пуск насоса в холодное время года сопровождается излишним шумом приводной части насоса (гул ползуна крейцкопфа, подшипников, зубчатой передачи) а это характеризуется их повышенным износом.

Для повышения эффективности работы насоса как гидравлической машины необходимо совершенствование конструкций отдельных узлов и деталей насосов для повышения их работоспособности и надежности, а также подбор износостойких и более легких материалов для поршней, клапанов и их уплотнений [5-12].

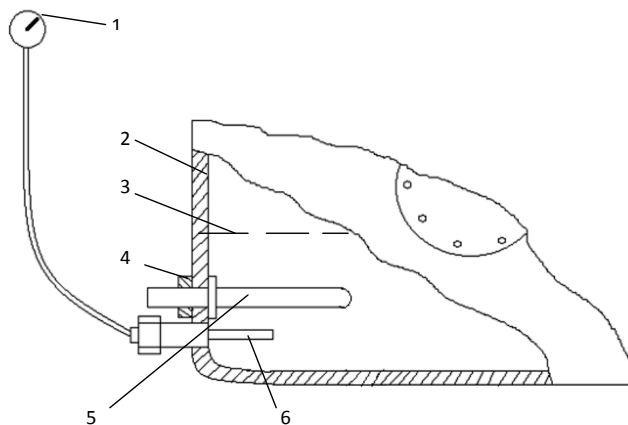
Активно процесс изнашивания приводной части насоса происходит в момент пуска насоса при низкой температуре окружающей среды от -10°C и ниже.

Во время пуска детали внутри корпуса приводной части работают в режиме «полусухого» трения так как индустриальные масла используемые на предприятии предназначены в основном для работы в теплое время года (в основном это марка И-50) [8-12]. И эти масла в холодное время (при низких температурах окружающего воздуха) застывают в картере при простоях насоса, либо находятся в полужидком и слишком вязком состоянии. Такие смазочные материалы в данных обстоятельствах до их нагрева не разбрызгиваются или не достаточно разбрызгиваются по картеру и не достигают трущихся поверхностей.

Модернизация состоит в смонтированной в днище картера стальной трубке диаметром 27 мм через который будет пропускаться водяной пар с температурой 105-120°C, предназначенной для пуска насоса НБ-125 в холодное время года (то есть при низких температурах). Схема расположения трубки-подогревателя показана на рисунке 1. На трубку со стороны подачи пара соединяется шаровый кран и через патрубок на кран соединяется дюрит (шланг), второй конец дюрита соединяется к паропроводу. Другой конец трубки-подогревателя соединяется с дюритом второй конец которого будет выходить в емкость для конденсированного пара, то есть воды.

Таким образом перед пуском в течении некоторого времени будет прогреваться картер насоса, а следовательно масло и детали находящиеся внутри корпуса приводной части насоса. Для регулировки нагрева масла в картер смонтирован термометр [13-20].

Предварительный прогрев масла в приводной части насоса позволит сократить время простоев бурового оборудования, снизить затраты на ремонтное обслуживание и уменьшить расход запасных частей.



1- термометр; 2-корпус картера насоса; 3-уровень масла; 4-гайка;  
5-трубка-подогреватель;6-датчик термометра  
Рисунок 1 - Схема расположения подогревателя в картере.

#### Список использованных источников

1. Птицын, Г.В. Установление стандартизированного типового режима работы привода с переменной нагрузкой [Текст] / Г.В. Птицын., Д.И. Сидоркин // Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования Национальный исследовательский Томский политехнический университет; Редакторы: Кудрин Б.И., Лукутин Б.В., Сайгаш А.С.-2012. – С. 148-149.
2. Критерии оценки уровня освоения дисциплины «Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин» [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова, Д.И. Сидоркин // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т.Тынчеров. - Уфа: Альфа Принт, 2016. - С. 175-182.
3. Миннивалиев, Т.Н. Влияние колебаний расхода промывочной жидкости на работу винтового забойного двигателя [Текст] / Т.Н. Миннивалиев, Д.И. Сидоркин, А.Н. Миннивалиев // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. –Т.1.– С. 208-210.
4. Габдрахимов, М.С. Исследование и оценка влияния неравномерности давления промывочной жидкости на работу бурового инструмента [Текст] / М.С. Габдрахимов, Т.Н. Миннивалиев, Р.М. Галимов // Экспозиция Нефть Газ- 2013- № 2 (27). - С. 65-67.
5. Миннивалиев, Т.Н. Результаты промысловых испытаний гидромеханического компенсатора давления промывочной жидкости [Текст] / Т.Н. Миннивалиев , Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле- 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции / отв. ред. К.Т.Тынчеров. - Уфа: Аркаим, 2014. –Т.1.– С. 370-375.
6. Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалиев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция Нефть Газ- 2015-№ 6 (45). – С. 14-16.

7. Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.-2015.- № 11. – С. 26-29.

8. Баязитова, Л.Р. Современное состояние вопроса о технике и технологии снижения пульсации давления промысловой жидкости в процессе бурения [Текст] / Л.Р. Баязитова., Т.Н. Миннивалеев // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т./ отв. ред. В. Ш. Мухаметшин.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.– Т. 1.– С. 60-65.

9. Хабибуллин, М.Я. Расчет нефтепромыслового оборудования [Текст]: учебное пособие /М.Я Хабибуллин, И.Г. Арсланов.– Уфа: РИЦ УГНТУ, 2014.–98 с.

10. Абдюкова, Р.Я. Влияние величины модуля Юнга эластичного элемента на снижение частоты усилия передающихся на корпус бурового насоса при посадке тарели на седло клапана [Текст] / Р.Я. Абдюкова, М.Я. Хабибуллин // Нефтепромысловое дело.- 2014.- № 9. – С. 21.

11. Абдюкова, Р.Я. Расчет геометрических размеров клапана бурового насоса и определение высоты подъема тарели [Текст] /Р.Я. Абдюкова, М.Я. Хабибуллин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. -2015.-№ 5. – С. 15-18.

УДК 622.248.9

### **ВЫБОР МАТЕРИАЛА ДЛЯ УПРУГОГО ЭЛЕМЕНТА БУРОВОГО ДЕМПФЕРА**

Т.В. Бадретдинов  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. Рассматривается возможность использования в качестве демпфирующего узла нового материала, на основе уретановых преполимеров. Данный материал широко применяется в строительстве, автомобилестроении, химической промышленности и многих других сферах производства. Его сравнительные преимущества открывают новые области для применения и повышают характеристики уже существующих устройств.

Ключевые слова: буровой демпфер, полиуретан, колебательное движение, эластичность материала, программируемость характеристик.

UDC 622.248.9

### **THE CHOICE OF MATERIAL FOR THE ELASTIC ELEMENT OF THE DAMPER DRILLING**

T.V. Badretdinov  
(FSBEI HE USPTU)

Abstract. The possibility of using a new material based on urethane prepolymers as a damping assembly is considered. This material is widely used in construction, automotive, chemical industry and many other areas of production. Its comparative advantages open up new areas for application and enhance the characteristics of existing devices.

Key words: drilling damper, polyurethane, oscillating motion, elasticity of material, programmability of characteristics.

В настоящее время значительно возрос интерес к исследованию области новых материалов. Это в свою очередь позволяет развиваться другим сферам науки и техники. Продукты, производившиеся по традиционным технологиям много лет, обретают

улучшенные качества благодаря применению ноу-хау рынка новых материалов. Данная тенденция не обошла стороной и рынок бурового инструмента.

На сегодняшний день большинство конструкций буровых демпферов имеют упругий элемент, основанный на применении различных пружин либо резиновых смесей [1-2]. Использование данных демпфирующих узлов с различными характеристиками упругости и жесткости позволяют сконструировать виброзащитное устройство для широкого спектра динамических нагрузок и типоразмеров бурового инструмента [4-6]. Компактные низкоамплитудные устройства на основе резины получили широкое применение в составе бурильных компоновок с долотами режуще-скалывающего типа действия [7-8]. Однако они имеют ряд ограничений, связанных с ресурсом демпфирующего узла и применимостью по направленности колебательного движения. Это в первую очередь связано со сложностью вулканизации резины в требуемую форму, образованную внутренней полостью изделия. Частично задача упрощается применением закладных наборных резиновых элементов стандартной формы, изготовленных в отдельных приспособлениях. Но это также не решает вопрос расширения функциональности изделия.

Применение упругого элемента на основе уретановых преполимеров позволяет достигнуть желаемого результата. Данный материал обладает рядом преимуществ: большая устойчивость на истирание по сравнению с резиной; полиуретановые изделия способны выдерживать большие нагрузки на разрыв; быстрое восстановление первоначальной формы после продолжительных циклических нагрузок благодаря высокой эластичности; высокая устойчивость к действию жиров и масел; прочность связи полиуретан-металл значительно выше, чем в аналогичных резинометаллических соединениях; стойкость к высоким температурам до +120 °С и морозостойкость до -70 °С [3]. Также, важно отметить, что полиуретановые изделия производятся методом свободного литья, не требующего, в отличие от термопластов и резин, сложных и дорогостоящих литьевых форм, и специального оборудования. Эта особенность в сочетании с доступностью различных видов механической обработки позволяет оперативно и недорого решать проблему изготовления мелкосерийных и опытных изделий.

Широкий ассортимент уретановых преполимеров, предлагаемых на рынке, позволяет получить изделие, предназначенное под конкретные условия применения. «Программируемость» характеристик упругого элемента повышает вариативность использования одного изделия путем замены марок полиуретановых смесей [3]. А учитывая относительную доступность, можно смело утверждать, что на сегодняшний день полиуретан является одним из лучших материалов для виброзащитных устройств.

#### Список использованных источников

1. О необходимости учета вибрации при конструировании элементов бурильной колонны / Заляев М.Ф., Ямалиев В.У., Абуталипова Е.М., Авренюк А.Н. // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2016. №9. С.45-48.
2. Бадретдинов Т.В., Ямалиев В.У. Анализ колебаний бурильной колонны и применения демпфирующих устройств // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2016. №6. С.5-22.
3. Бродский Г.Н., Евстратов В.Ф., Сахановский Н.Л., Слюдииков Л.Д. Истирание резин. - М., «Химия», 1975. – 240 с.
4. Ишемгузин Е.И., Ямалиев В.У., Султанов Б.З. Использование спектра колебаний промывочной жидкости для оценки технического состояния долота при турбинном бурении // Изв. Вузов. Нефть и газ. 1989. №5. С.31-34.

5. Ишемгужин И.Е., Ямалиев В.У., Ишемгужин Е.И. Диагностирование объектов нефтегазодобычи при случайных колебаниях технологических параметров бурения // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9. № 3. С. 17-20.

6. Способ определения работоспособности породоразрушающего инструмента / Ямалиев В.У., Хасанов М.М., Якупов Р.Н., Ишемгужин Е.И., Кузеев И.Р., Солодовников Д.С. // Пат. 2188939 Рос. Федерация МПК7 E21B44/06, E21B44/06. № 2001113974/03; заявл. 25.05.2001; Опубл. 10.09.2002, Бюл. №10.

7. Способ регулирования оптимальной осевой нагрузки на долото при бурении скважин/ Ишемгужин И.Е., Ямалиев В.У., Пашинский В.В., Ишемгужин Е.И., Козлов М.Н., Назаров С.В., Галеев Э.М., Лягов А.В.// Пат. 2124125 Рос. Федерация МПК6 E21B045/00, E21B044. № 97103910/03; заявл. 12.03.1997; Опубл. 27.12.1998, Бюл. №5.

8. Ямалиев В.У., Имаева Э.Ш., Салахов Т.Р. О возможности распознавания технических состояний глубинного бурового оборудования // Нефтегазовое дело. 2005. Т. 3. С.127-132.

УДК 622.248.9

### **ДИАГНОСТИРОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ БУРОВОГО ДЕМПФЕРА**

Т.В. Бадретдинов, Р.Р. Гарифуллин  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация: Широкое применение нового типа долот режуще-скалывающего типа действия подтолкнуло к развитию область виброзащитного и регистрирующего оборудования. В статье описывается новая конструкция бурового демпфера, способная работать в двух направлениях: продольном и тангенциальном. Рассмотрены принципы диагностирования данного устройства, как в процессе бурения, так и в стендовых условиях.

Ключевые слова: Буровой демпфер, продольные колебания, упругий элемент, техническое состояние, торсионные колебания, диагностирование.

UDC 622.248.9

### **DIAGNOSIS OF THE STATE OF DRILLING DAMPER**

T.V. Badretdinov, R.R. Garifullin  
(FSBEI HE USPTU)

Abstract: Widespread use of a new type of drill bit cutting-shear type of action has pushed the region to the development of vibration protection and recording equipment. The article describes the new design of the drilling damper can operate in two directions: axial and tangential. There are principles of diagnosis of the device, both in the process of drilling and test-bench.

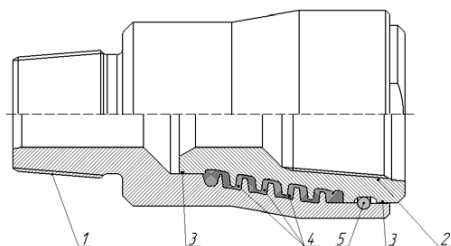
Keywords: Drilling damper, axial vibrations, elastic member, technical condition, torsional vibrations, diagnosis.

Буровое глубинное оборудование работает в очень сложных условиях. Оно находится под действием больших знакопеременных нагрузок, высокого давления и скорости промывочной жидкости и вибрационных колебаний [3]. Все это ведет к снижению ресурса бурового инструмента и увеличению затрат на проводку скважины. Для борьбы с вибрационными колебаниями, возникающими на забое и в зоне компоновки низа бурильной колонны, используют специальные виброзащитные устройства – демпферы. В настоящее время разработано множество конструкций буровых демпферов, предназначенных для различных условий применения. Но главным классификационным признаком является направление воспринимаемых устройством колебаний. В бурении различают три основных направления вибрационных колебаний: продольные, поперечные

и торсионные или скручивающие [1,2]. Большинство демпферов работает только в одном направлении – продольном. Они позволяют уменьшить высоту подскоков долота от забоя, снизить импульс ударных шок, передающихся вверх по бурильной колонне, тем самым сохранить дорогостоящее наддолотное оборудование. Однако массовый переход на использование алмазных долот режуще-скалывающего типа подогрел интерес к разработке буровых демпферов, способных одновременно работать в продольном и торсионном направлении. Это связано с тем, что алмазное вооружение данных долот получает значительный износ и сколы вследствие действия значительных тангенциально направленных колебаний. С этой целью был разработан буровой демпфер продольных и торсионных колебаний.

Предлагаемая конструкция состоит из двух основных деталей, ограниченно подвижных относительно друг друга в осевом и тангенциальном направлении. Благодаря этому значительно упрощается конструкция изделия, что положительно отражается на его себестоимости. Внутренняя полость заполняется упругим элементом. А резиновые уплотнения служат для предотвращения попадания бурового раствора и шлама во внутреннюю полость. На рисунке 1 представлен общий вид изделия с разрезом.

В процессе бурения осевая нагрузка и крутящий момент от бурильных труб передается через ниппельную часть, упругий материал, муфтовую часть на породоразрушающий инструмент. Благодаря винтовым шлицам упругий элемент, расположенный в зазорах, одновременно работает в двух направлениях – продольном и тангенциальном. В объеме упругого материала происходит гашение колебаний, возникающих в процессе работы бурового инструмента по горной породе. Взаимосвязь объемов, заполненных упругим элементом, используется как в процессе заливки, так и при работе демпфера, делая распределение нагрузки равномерной по всему объему, тем самым увеличивая срок его службы.



1 – ниппельная часть; 2 – муфтовая часть; 3- резиновые уплотнения; 4 – эластичный упругий элемент; 5 – шариковый замок

Рисунок 1 - Конструкция бурового демпфера

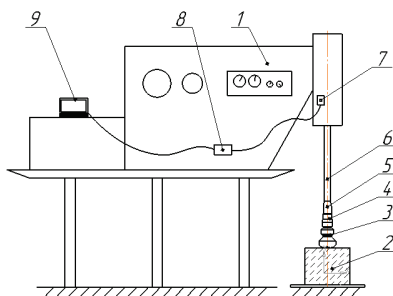
Как и для любого глубинного оборудования, очень важным является своевременное диагностирования состояния демпфера как в процессе работы, так и перед его спуском в скважину. С этой целью был разработан ряд мер и правил, позволяющих определить техническое состояние устройства [5,8]. После выхода из производства нового изделия, оно обязательно проверяется на буровом стенде, имитирующем реальный процесс бурения в разных режимах. Обычная компоновка состоит из долота, демпфера, переводника и ведущей штанги станка (рисунок 2).

На станину бурового стенда устанавливается датчик-акселерометр, измеряющий колебания в трех направлениях. Измеренные значения в режиме онлайн передаются через аналого-цифровой преобразователь (АЦП) на ЭВМ, где и происходит расшифровка

данных и их сохранение. По полученным значениям строится график, характерный для состояния нового изделия (рисунок 3).

Следующим этапом проверяется осевой и тангенциальный люфт. Значения должны находиться в пределах 0-1 мм и 0-10 градусов соответственно. При превышении этих значений изделие отбраковывается.

Последним очень важным этапом проверки является опрессовывание демпфера избыточным давлением жидкости равным рабочему давлению в скважине в процессе бурения. В данном случае изделие тестируется на предмет утечек, наличие которых свидетельствует о неисправности уплотнений либо упругого элемента. Этот дефект также не позволит использовать демпфер в промысловых условиях.



1 – буровой станок; 2 – горная порода; 3- долото; 4 – буровой демпфер;  
5 –переводник; 6-ведущая штанга; 7-блок акселерометров; 8-АЦП; 9-ЭВМ  
Рисунок 2 - Буровой стенд

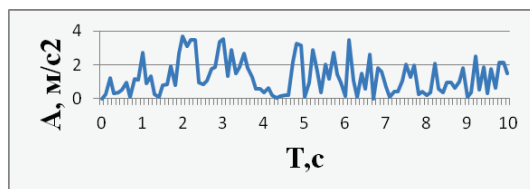


Рисунок 3 - График виброускорений осевых колебаний нового демпфера на стенде

После успешных тестирований на стенде демпфер может быть использован в условиях реального бурения. Перед каждым новым рейсом обязательно проверяются люфты и утечки на устье скважины. В процессе бурения судить о состоянии демпфера можно лишь по косвенным признакам.

Одним из наиболее значимых признаков оценки состояния оборудования является резкое изменение давления промывочной жидкости. Уменьшения давления более чем на 5 атмосфер может означать нарушение герметичности уплотнительных узлов и частичное или полное разрушение упругого элемента. Как правило, это сопровождается уменьшением скорости бурения. Все это может служить тревожным сигналом для бурильщика, указывающим на необходимость подъема колонны [4].

При использовании компоновки бурильной низа колонны, включающей телеметрическую систему с модулем виброизмерительных датчиков, появляется возможность контроля уровня забойных колебаний в процессе бурения. Данные, полученные по виброканалу и расшифрованные на устье диагностической службой, также позволяют оценивать техническое состояние глубинного оборудования. Однако следует

отметить, что для этого нужна большая статистическая наработка [9,11]. Так как изменения значений вибраций даже в несколько раз, далеко не всегда означает разрушение оборудования. Это может быть связано, например, с изменением различных по буримости горных пород, изменением режима бурения, износом породоразрушающего инструмента. Сравнение данных, полученных на стенде и на промысле, также не может дать однозначной картины, так как любой различающийся фактор, будь-то горная порода, режим бурения или тип применяемого оборудования, обязательно повлияет на результат измерений [7]. Так же из рисунка 4 видно, что даже при одинаковом режиме бурения в значениях амплитуды вибросигналов имеются различия.

После отработки демпфера на скважине он возвращается в испытательную лабораторию, и на буровом стенде проводятся повторные измерения. Полученные данные сравниваются с эталонными, соответствующими новому состоянию изделия (рисунок 4). Данные графики позволяют судить о состоянии демпфера и рекомендовать его к последующему применению либо списывать [6].



Рисунок 4 - Сравнительный график виброускорений осевых колебаний демпфера на промысле, нового на стенде и отработанного на стенде.

Стеновые испытания демпфера после его отработки на промысле показали, что значения амплитуды виброускорений расходятся незначительно. А разборка демпфера и его осмотр позволил установить, что он находится в рабочем состоянии.

Таким образом, путем виброизмерений появляется возможность диагностирования состояния демпфера в промысловых и стеновых условиях.

Диагностирование технического состояния бурового демпфера, как и любого глубинного оборудования, является сложным процессом, который можно проводить как в процессе его эксплуатации, так и в лабораторных условиях. Безусловно, определение технического состояния в процессе работы, гораздо важнее для предотвращения возможных аварий, однако, сделать это можно, зачастую только по косвенным признакам, таким как, изменение давления промывочной жидкости, уменьшение скорости бурения или увеличению значений, измеренных вибродатчиками [10]. Но для получения

максимальной эффективности бурения требуется большая статистическая наработка, позволяющая отсортировать нужные сигналы и принять необходимые ответные меры.

#### Список использованных источников

9. О необходимости учета вибрации при конструировании элементов буровой колонны [Текст] / М.Ф. Заляев, В.У. Ямалиев, Е.М. Абуталипова, А.Н. Авренюк // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2016. – №9. С.45 – 48.
10. Бадретдинов, Т.В. Анализ колебаний буровой колонны и применения демпфирующих устройств [Электронный ресурс] / Т.В. Бадретдинов, В.У. Ямалиев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2016. – № 6. – С. 5 – 22 – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
11. Имаева, Э.Ш. Вибронагруженность глубинного оборудования при бурении скважин [Электронный ресурс]: Э.Ш. Имаева // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2002– №2. Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/vibronagruzhennost-glubinnogo-oborudova-niya-pri-burenii-skvazhin>.
12. Ишемгузин, Е.И. Использование спектра колебаний промысловой жидкости для оценки технического состояния долота при турбинном бурении [Текст] / Е.И. Ишемгузин, В.У. Ямалиев, Б.З.Султанов / Изв. Вузов. «Нефть и газ». – 1989. – №5. – С.31-34.
13. Ишемгузин, И.Е. Диагностирование объектов нефтегазодобычи при случайных колебаниях технологических параметров бурения [Текст] / И.Е. Ишемгузин, В.У. Ямалиев, Е.И. Ишемгузин // «Нефтегазовое дело». – 2011. – Т. 9. – № 3. – С. 17-20.
14. Способ определения работоспособности породоразрушающего инструмента [Текст] / В.У. Ямалиев, М.М. Хасанов, Р.Н. Якупов, Е.И. Ишемгузин, И.Р.Кузеев, Д.С. Солодовников // Пат. 2188939 Рос. Федерация МПК7 E21B44/06, E21B44/06. № 2001113974/03; заявл. 25.05.2001; Оpubл. 10.09.2002, Бюл. №10.
15. Способ регулирования оптимальной осевой нагрузки на долото при бурении скважин [Текст] / Ишемгузин И.Е., Ямалиев В.У., Пашинский В.В., Ишемгузин Е.И., Козлов М.Н., Назаров С.В., Галеев Э.М., Лягов А.В.// Пат. 2124125 Рос. Федерация МПК6 E21B045/00, E21B044. № 97103910/03; заявл. 12.03.1997; Оpubл. 27.12.1998, Бюл. №5.
16. Способ определения работоспособности породоразрушающего инструмента [Текст] / Мирзаджанзаде А. Х., Ямалиев В.У., Хасанов М.М., Ишемгузин Е.И., Галеев Р.М., Якупов Р.Н., Имаева Э.Ш. (RU) // Пат. 2182659 РФ МПК 7 E21B044/06 E21B045/00. № 2001107329/03; заявл. 19.03.2001; Оpubл. 20.05.2002
17. Ямалиев, В.У. О возможности распознавания технических состояний глубинного бурового оборудования [Текст] / В.У.Ямалиев, Э.Ш. Имаева, Т.Р.Салахов // «Нефтегазовое дело». – 2005. – Т. 3. – С.127-132.
18. A field-proven methodology for real-time drill bit condition assessment and drilling performance optimization// Salakhov T., Yamaliev V., Dubinsky V. // В сборнике: Society of Petroleum Engineers – SPE Russians Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2008 Сеп. «SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2008» – 2008. – С.281-288.
19. About the deep drilling equipment technical condition recognition method / Yamaliev V., Imaeva E., Salakhov T. // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – 2009. – №1. – С.27.
20. Салахов, Т.Р. Обеспечение диагностирования состояния породоразрушающего инструмента в процессе бурения нефтегазовых скважин (на примере скважин туймазинского управления буровых работ) [Текст] / Т.Р.Салахов, В.У. Ямалиев // «Нефтегазовое дело». – 2010. – Т. 8. – № 2. – С. 45-50.

## **УЛУЧШЕНИЕ СХЕМЫ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА**

Д.И. Бакиев, Р.И. Сулейманов, А.С. Гаркин  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: В данной статье рассматривается транспортер шнековый который предназначен для выноса бурового шлама с улучшенной конструкцией подшипникового узла ведомого вала для увеличения межремонтного периода. Система очистки бурового раствора является важнейшей составляющей буровой установки для бурения нефтяных и газовых скважин. Очистка бурового раствора обеспечивает необходимое качество промывочной жидкости.

Ключевые слова: Циркуляционная система, буровой шлам, конвейер шнековый, подшипниковый узел.

UDC 622.276

## **IMPROVEMENT OF THE CLEANING SCHEME DRILLING SOLUTION**

D.I. Bakiev, R.I. Suleymanov, A.S. Garkin  
(Ufa State Petroleum Technological Unuversity, Branch of the Unuversity in the City of  
Oktaybrsky)

Abstract: In this article, a screw conveyor is considered that is intended for the removal of drill cuttings with an improved design of the bearing assembly of the driven shaft to increase the overhaul period. The mud cleaning system is the most important component of the drilling rig for drilling oil and gas wells. Cleaning of the drilling mud provides the required quality of the washing liquid.

Keywords: Circulation system, drill cuttings, screw conveyor, bearing assembly.

Циркуляционная система представляет собой совокупность механизмов и оборудования, который входит в состав буровой установки и предназначенный для приготовления, очистки, регулирования свойств и циркуляции бурового раствора, обеспечивающего вынос выбуренной породы и подведение мощности к забойному двигателю и долоту [1-8].

В процессе бурения скважины в буровой раствор попадают буровой шлам (забойный и обвальный), пластовый флюид жидкий (нефть, вода, конденсат) или газообразный (углеводородный газ, в том числе кислый), которые должны быть своевременно удалены. Наличие в растворе бурового шлама оказывает вредное влияние на его технологические свойства и приводит к ухудшению технико-экономических показателей бурения. Из-за этого очистке бурового раствора от твердых, жидких и газообразных примесей уделяют особое внимание [1-12].

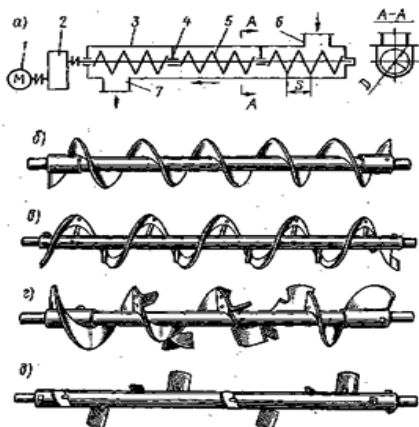
Система удаления шлама предназначена для сбора шлама после очистного оборудования, его транспортирования и удаления за пределы буровой установки в процессе бурения. Система шламоудаления включает в себя шнековый конвейер или несколько конвейеров с приводом и дополнительными устройствами. Привод конвейера может обеспечивать его работу в разных режимах скорости в зависимости от количества поступающего шлама. Выгрузка шлама может осуществляться в шламовую яму, если позволяют условия, или в промежуточный бункер, или в кузов автомобиля для вывоза в места утилизации [4-15].

Шнековые конвейера представляют собой винт, вращающийся в направляемом желобе, подвешенный на нескольких кронштейнах, их количество варьируется от двух до пяти в зависимости от длины промежуточных секций и общей длины конвейера (транспортера).

Транспортируемый материал, поступающий в машину через загрузочный патрубок, перемещается вращающимся винтом по дну желоба к выгрузочному патрубку.

Промежуточные опоры рабочего винта выполнены на подшипниках качения, что повышает металлоемкость конструкции и так называемую «мертвую зону» шнекового конвейера [6-18].

У подшипникового узла ведомого вала уплотнение до усовершенствования поджимается изнутри, что существенно затрудняет выполнение технического обслуживания, ремонт можно проводить только во время технологических простоев системы очистки (такие как ожидание застывания цемента после заливки колонны). Сальниковая набивка постоянно стирается, обслуживающему персоналу приходится регулярно её подтягивать. Для этого необходимо останавливать шнековый конвейер, открывать верхние крышки, очищать болтовые соединения от остатков раствора и только после этого проводить подтяжку сальниковой набивки [12-20].



1 – электродвигатель; 2 – редуктор; 3 – корпус; 4 – опора; 5 – винт; 6 – выкидной желоб; 7 – входной желоб

Рисунок 1 – Винт, вращающийся в направляемом желобе

Улучшение состоит в том, что подшипниковый узел полностью выносится наружу шнекового конвейера, грундбукса поджимающая сальниковое уплотнение заменяется коробкой сальника, и как следствие, существенно облегчается задача по замене сальникового уплотнения. Также при проведение капитального ремонта облегчается замена вала и подшипника. При замене подшипникового узла в полевых условиях на буровой установке самой трудоёмкой работой является извлечения вала узла из винта в предлагаемой конструкции возможно проводить замену не меня вал. Снижение трудоемкости на обслуживание и ремонт является главным показателем предлагаемой модернизации. Как показывает практика, основная причина преждевременного выхода подшипника из строя - это проникновение транспортируемой массы через ослабленное уплотнение в полость подшипника. И так как среда высокоабразивная, происходит выход из строя и остановка всего механизма [14-20].

#### Список использованных источников

1. Хузин, Р. А. Математическое моделирование процесса кристаллизации парафинов [Текст] / Р. А. Хузин, Г. Р. Игтисамова, Н. О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле-2016: сборник трудов Международной научно-

технической конференции / отв. ред. В.Ш.Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. - Т. 2. - С. 313-318.

2. Пат.2198288 Российская Федерация, МПК 7E 21B 43/20 А. Способ закачки жидкости в нагнетательные скважины и устройство для его осуществления [Электронный ресурс] / Хабибуллин М.Я.; патентообладатели Султанов Б.З., Тухтеев Р.М., Хабибуллин М.Я., Туйгунов М.Р. - № 99121394/03; заявл. 12.10.2011; опубл. 10.02.2003, Бюл.№4. – Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).

3. Пат.2241825 Российская Федерация, МПК E21B43/18. Устройство для закачки жидкости [Электронный ресурс] / Хабибуллин М.Я.; патентообладатели Гиляев Гани Гайсинович, Тухтеев Ринат Мухаметович, Хабибуллин Марат Яхиевич, Ибраев Ринат Ахмадуллович. - № 2003104370/03; заявл. 13.02.2003; опубл. 10.12.2004, Бюл.№34. – Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).

4. Хабибуллин, М.Я. Исследование процессов влияния давления и частоты импульсов на проникновение жидкости в песчаных образцах [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.Р. Шангареев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.- 2016.- № 4.- С. 120-125.

5. Хабибуллин, М.Я. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкостей в скважину[Текст] / М.Я. Хабибуллин, Д.И. Сидоркин //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР.- 2016.- Т. 3.- № 3.- С. 27-32.

6. Хабибуллин М.Я. Разработка вибротехники для эффективной закачки жидкости в нефтяной пласт [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Хабибуллин Марат Яхиевич. – Уфа, 1999. – 23 с.

7. Хабибуллин, М.Я. Экспериментально-теоретические исследования вытеснения нефти водой, с циклически изменяющейся амплитудой [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».- 2012.-№ 6. - С. 233-241. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

8. Хабибуллин, М.Я. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину[Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016.- № 3.- С. 16-21

9. Хабибуллин, М.Я. Лабораторно-теоретические исследования работы двухбалансирной конструкции устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, Д.И. Сидоркин //Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.- 2016.- № 5.- С. 109-113.

10. Хабибуллин, М.Я. Лабораторная установка по исследованию процессов при импульсной закачке жидкостей в пласт [Текст] / М.Я.Хабибуллин, И.Г. Арсланов, Р.Я. Абдюкова //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016.- № 2.- С. 14-16.

11. Петров, В.А. Эффективность применения колтюбинговой технологии в условиях НГДУ “Туймазанефть” [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции (Октябрьский, 25 марта 2014 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - С.375-378.

12. Хабибуллин, М.Я. Оборудование подземное установки скважинного штангового насоса [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, В.А. Петров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 63 с.

13. Хабибуллин, М.Я. Параметры неустановившегося движения закачиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».- 2014.-№ 1. - С. 148-165.– Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

14. Хабибуллин, М.Я. Компетенция и компетентность в подготовке инженеров технических вузов [Текст] / М.Я. Хабибуллин // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 220-225.

15. Хабибуллин, М.Я. Повышение эффективности методов заводнения в системе поддержания пластового давления [Текст] / М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции (Октябрьский, 25 марта 2014 г.) в 2-х т./ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2014. –Т.1.– С. 392-397.

16. Петров, В.А.. Установки для замера дебита скважины [Текст]: учебное пособие / В.А. Петров, М.Я. Хабибуллин, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 76 с.

17. Насос штанговый с устройством демпфирования в конструкции клапанного узла [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, М.Я. Хабибуллин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016.- № 4.- С. 21-24.

18. Арсланов, И.Г. Расчёты в теоретической и прикладной механике [Текст]: учебное пособие / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 94 с.

19. Арсланов, И.Г. Информационные технологии в расчетах нефтепромыслового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин // Научное обозрение.- 2015.- №6.-С.74-83.

20. Арсланов, И.Г. Применение электронных таблиц в расчетах нефтегазопромыслового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 10-13.

УДК 622.276

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ**

Волкова А.А., Р.И. Сулейманов

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация: В статье рассмотрены особенности применения установок электроцентробежных насосов в условиях нефтяных месторождений России. Проанализированы условия работы насосов, определены характерные отказы и поломки, даны рекомендации по повышению эффективности эксплуатации

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса, отказ, межремонтный период, наработка на отказ, срок службы

UDC 622.276

### **IMPROVEMENT OF EFFICIENCY OF OPERATION OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPS UNITS**

A.A. Volkova, R.I. Suleimanov

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of  
Oktjabrsky)*

Abstract: The article deals with the features of the application of electric centrifugal pumps in Russia's oil fields. The operating conditions of pumps are analyzed, characteristic failures and breakdowns are determined, recommendations are given on increasing the operational efficiency.

Keywords: electrical submersible pump unit, failing, interrepair time, failure interval, life expectancy

В настоящее время многие нефтяные месторождения России и ближнего зарубежья находятся на последней стадии разработки. Падают средние дебиты жидкости, и скважины переводятся на разработку низко проницаемых продуктивных пластов. Поэтому требуется всестороннее изучение режима эксплуатации скважин и поиск путей, позволяющих эксплуатировать их более эффективно, с наименьшими затратами [1-5].

Назначение насосных погружных центробежных установок – извлечение скважинной жидкости, состоящей из нефти, газа и воды, содержащей механические примеси из скважин различных профилей, предназначенных для добычи жидких углеводородов [6-8].

Установка электроцентробежного насоса состоит из подземного и наземного оборудования. В оборудование подземной части входят: электроцентробежный насосный агрегат; колонна насосно-компрессорных труб и электрический кабель. Оборудование наземной части состоит из оборудования устья, трансформатора и станции управления [9-12].

В скважинах работают ЭЦНУ с номинальной подачей жидкости от 10 до 250 м<sup>3</sup>/сут. Максимальное количество осложнений, включая "полеты" ЭЦН, возникают в скважинах, оснащенные насосами малой и средней производительности (до 125 м<sup>3</sup>/сут). Необходим дифференцированный анализ причин отказов глубинного оборудования [13-15].

Достоверная информация о характере причин отказов оборудования насосной скважины также необходима для составления плана организационно-технических работ по устранению основных причин, для внесения отвечающих требований корректив в режим эксплуатации скважин [16-17].

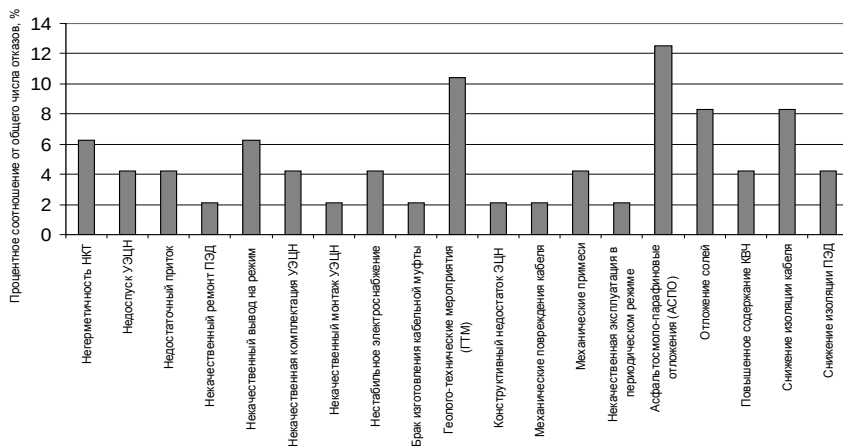


Рисунок 1 - Причины отказов УЭЦН

Подбор оптимального режима эксплуатации достаточно сложен, так как, включает в себя учет ряда геолого-технологических, энергетических и технологических факторов. Даже специалист со стажем не всегда сможет предусмотреть все нюансы при подборе оборудования [18].

При массовом внедрении установок ЭЦН важную роль приобретает задача обеспечения надежности всего оборудования и качество подземного ремонта скважин. На это влияет специфичность всего насосного комплекса: расположение привода в скважинах, высокой нестационарностью показателей работы оборудования [19].

Из анализа фонда, оборудованного УЭЦН, следует, что имеются значительные резервы по глубине и забойному давлению (динамическому уровню) для наращивания отборов по скважинам. В некоторых скважинах требуется замена оборудования по двум причинам: значительное превышение номинальной подачи насоса над фактическим дебитом скважины и большая глубина спуска насоса при высоком динамическом уровне [20].

Направлениями повышения эффективности использования скважин с УЭЦН являются: повышение текущего дебита скважин; повышение коэффициента использования фонда скважин; сохранение и восстановление коллекторских свойств ПЗС; осуществление оптимизации режимов эксплуатации скважин и, где это необходимо, замена оборудования.

#### Список использованных источников

1. Петров, В.А. Установки электроцентробежных насосов. Отказы и пути их устранения в погружных ЭЦН [Текст]/ В.А. Петров, А.А. Тимеркаев, Л.В.Петрова// Современные технологии в нефтегазовом деле-2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т./ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин.- Уфа: Аркаим, 2015.- Т.2.- С. 111-117.
2. Гиниятуллин, И.К. Усовершенствование гидрозащиты электроцентробежного насоса ЭЦНМ-50-1300 [Текст] / И.К. Гиниятуллин, А.Ю. Давыдов // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 3-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013.- Т.2.- С. 43-46.
3. Габдрахимов, М.С. Динамические нагрузки скважинного оборудования и виброзащита УЭЦН [Текст] / М.С. Габдрахимов, К.Р. Фахриева // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 5. – С. 17-21.
4. Садыков, Т.Г. О формировании доходов бюджета муниципального образования [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 3.- С.71-84.
5. Фахриева, К.Р. Анализ отказов установок электроцентробежных насосов НГДУ «Туймазанефть» [Электронный ресурс] / К.Р. Фахриева, М.С. Габдрахимов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 1. – С. 240-247. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
6. Садыков, Т.Г. О формировании бюджетов и управлении ресурсами муниципальных образований [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 1.- С.73-80.
7. Исследование работы электроцентробежного насоса в «правой» зоне [Электронный ресурс] / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, А.М. Зиятдинов, А.Ю. Давыдов, В.О. Червяков // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-2. – С. 75 (221 Kb). – Режим доступа: <http://www.science-education.ru>.
8. Садыков, Т.Г. О формировании расходов бюджета муниципального образования [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 4.- С.53-66.
9. Петрова, Л.В. Подбор оборудования для эксплуатации скважин установками ЭЦН в ООО «РОСНЕФТЬ-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ» [Текст] / Л.В. Петрова, Р.Р. Халыпов, Б.О. Мызгин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 304-308.
10. Садыков, Т.Г. Экономика и управление производством [Текст]: учебное пособие / Т.Г. Садыков. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.- 149 с.
11. Способ закачивания воды в нагнетательные скважины электроцентробежными насосами [Текст] / Л.С. Кулешова, Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, А.И. Воронин // Естественные и технические науки. – 2012. – № 1. – С. 176-178.

12. Садыков, Т.Г. Оценка состояния и проблемы совершенствования межбюджетных отношений в республике Башкортостан [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 2.- С.35-48.

13. Габдрахимов, М.С. Обоснование основных параметров виброгасителя установки электроцентробежного насоса [Текст]: М.С. Габдрахимов, К.Р. Фахриева, Т.Н. Шамсутдинов, Л.М. Зарипова // Нефтепромышленное дело. – 2014. – № 7. – С. 43-49.

14. Зарипова, Л.М. Гашение растягивающих, сжимающих и крутильных колебаний глубинного скважинного электроцентробежного насоса демпфером [Текст] / К.Р. Фахриева, Л.М. Зарипова / Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 149-154.

15. Автоматизированный учебный комплекс мониторинга и управления “Машинная станция - цех” [Текст]: И.Г. Арсланов, А.С. Галеев, Б.В. Колосов, А.А. Никифоров, Р.Г. Нурутдинов, А.С. Галеев, Р.Н. Сулейманов, А.М. Нурмехамедов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т./ отв. ред. К.Т. Тынчеров.- Уфа: Аркаим, 2014. –Т.2.– С. 58-64.

16. Динамика работы штанговой колонны при добыче нефти установкой винтового насоса с поверхностным приводом [Текст] / А.Ю. Давыдов А.Ю., Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, Р.Р. Исмагилов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2013. -№ 3.-С. 26-30.

17. Зайнагаллина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромышленного оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагаллина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефте-газовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т./ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 465 – 472.

18. Арсланов, И.Г. Информационные технологии в расчетах нефтегазово-промышленного оборудования / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин// Научное обозрение. – 2015. – № 6. – С. 74-83.

19. Галлямов, И.И. Физические основы неразрушающего контроля и дефектоскопии. Акустическая эмиссия [Текст]: учебное пособие / И.И. Галлямов, О.В. Давыдова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015.- 102 с.

20. Альмухаметова, Э.М. Эксплуатация скважин в осложненных условиях [Текст]: учебное пособие / Э.М. Альмухаметова, Н.Х. Габдрахманов, А.Х. Габзалилова. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2015. – 116 с.

УДК 622.276

### **КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН В ХМАО**

М.С. Габдрахимов, И.Ф. Валиев

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. В статье приведена краткая характеристика нефтяной добычи Ханты-Мансийского Автономного региона. Также описаны распространенные виды капитального ремонта скважин. В работе имеются описание ликвидации аварии ЭЦН.

Ключевые слова: УЭЦН; КРС; ловильные; работы; труболовка.

UDC 622.276

### **CAPITAL WELL REPAIR IN KHMAD**

M. S. Gabdrakhimov, I. F. Valiev

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. The article presents brief characteristics of the oil production in Khanty-Mansi Autonomous region. Also describes common types of well workover. The work contains a description of liquidation of the accident ESP.

Key words: ESP; cattle; fishing; work; rublovka.

Ханты-Мансийский Автономный Округ занимает большую часть территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, и он является одним из крупнейших нефтедобывающих регионов мира. Здесь добывается более 55% российской и более 6% общемировой нефти. С начала разработки нефтяных месторождений на территории Округа (1964) накопленная добыча нефти составила более 7 800 млн. тонн. Открыто 413 месторождений нефти и газа, из них наиболее крупными считаются: Самотлорское, Фёдоровское, Мамонтовское, Приобское. Наибольший объём извлечённой нефти получен на территории районов - Сургутского, Нижневартовского, Нефтеюганского и Ханты-Мансийского. Среди месторождений природного газа, значительную роль играют месторождения попутного (растворённого) газа нефтяных месторождений. Собственно газовых месторождений, включая и газовые шапки, имеется 50, запасы которых составляют 2% от общероссийских.

Электроцентробежный насос (УЭЦН) предназначен для добычи скважиной жидкости. Принцип действия насоса можно представить следующим образом: жидкость, засасываемая через приемный фильтр, поступает на лопасти вращающегося УЭЦНа, под действием которого она приобретает скорость и давление. Для преобразования кинетической энергии в энергию давления жидкость, направляется в неподвижные каналы переменного сечения рабочего аппарата, связанного с корпусом насоса, затем жидкость, выйдя из рабочего аппарата, попадает на рабочее колесо следующей ступени и цикл повторяется. Центробежные насосы рассчитаны на большую скорость вращения вала [1,2,3,4,5,6].

Основные факторы, осложняющие работу скважин оборудованных УЭЦН. Наиболее серьезные осложнения и отказы оборудования возникают в связи с отложением парафина, солей на забое скважин, в подъемных трубах, в наземном и подземном оборудовании и т.д [7,8,9].

Отложение парафина и солей на рабочих органах установки, на стенки подъемных труб, арматуры и трубопроводов уменьшают (а в некоторых случаях полностью перекрывают) проходное сечение, создавая дополнительное сопротивление движению продукции, как следствие этого, дебит жидкости уменьшается вплоть до полного прекращения подачи установки. К тому же значительное снижение производительности может привести к перегреву ПЭД и преждевременному выходу его из строя [10,11,12,13,14,15].

Наличие в откачиваемой продукции механических примесей, кривизна ствола скважин обуславливают увеличение интенсивности износа рабочих органов и опор насоса, увеличение уровня вибраций погруженного агрегата, снижение срока службы УЭЦН, а в ряде случаев наряду с коррозией могут послужить причиной аварий связанных с падением оборудования на забой скважин.

Ремонт скважин по очистке забоя и подъемной колонны от парафина, гидратов, солей и песчаных пробок, Гидро разрыв пласта, ловля оборвавшихся кабелей, труб, тартальных канатов и другого оборудования (Ловильные работы).

Обрывы в сочленениях УЭЦН и самопроизвольное развивчивание насосно-компрессорных труб и корпусов установок при эксплуатации нефтяных скважин являются серьезными проблемами при добыче нефти на месторождениях Западной Сибири. "Полеты" УЭЦН приводят к возникновению аварий, требующих значительных затрат на выполнение ремонтных работ. Во всех нефтегазодобывающих предприятиях проводятся различные мероприятия по снижению числа обрывов оборудования при эксплуатации

скважин УЭЦН. Но необходимо отметить, что проблема предотвращения полетов на сегодняшний день не решена.

Технология ловильных работ разрабатывается применительно к характеру аварии в конкретной скважине на основе тщательного обследования.

Устанавливается характер аварии, глубина расположения оставшегося оборудования, диаметр скважины, возможность применения известных средств захвата, необходимость разработки новых средств. Ловильные работы сопряжены с возникновением больших, иногда непредсказуемых нагрузок, поэтому требуют высокой квалификации персонала. Опишем некоторые из часто встречающихся технологий ловильных работ. Устанавливают состояние конца трубы с помощью печати. Если он позволяет осуществить захват изнутри или снаружи, то производят спуск соответствующего инструмента. Если захват невозможен, то производят подготовку конца трубы путем фрезерования, нарезки резьбы, или другими способами. При этом возможны случаи прихвата труб, т.е. заклинивания их в колонне. Тогда прибегают к их расхаживанию, подаче промывочных жидкостей, созданию повышенных нагрузок с целью натяжения или отрыва отдельных труб или части колонны. Технология извлечения УЭЦН с оборвавшимися трубами не отличается от принятой для извлечения обычных труб. Работы могут осложниться, если трубы окажутся покрытыми оборвавшимся кабелем.

Не исключено заклинивание узлов УЭЦН в колонне ослабленным кабелем и металлическими поясами, что потребует создания больших усилий, которые могут закончиться разрушением труб или соединительных частей УЭЦН. Работы могут потребовать фрезерования оставшихся частей, нарезания на них резьбы и длительных спускоподъемных операций по извлечению частей УЭЦН.

Ловильные инструменты, применяемые для ликвидации аварий в нефтяных скважинах, разнообразны по типам и конструкциям. Для ловли труб применяют: труболовки, овершоты, колокола, метчики. Для ловли штанг: шлипсы, овершоты, крючки.

Для ловли других предметов: удочки, крючки, ерши, штропы, магнитные фрезеры и др. Труболовки (внутренние и наружные, не освобождающиеся и освобождающиеся) выпускаются нескольких размеров в зависимости от диаметра извлекаемых труб. Труболовки изготавливают в двух исполнениях: упирающиеся в торец захватываемой колонны и заводимые внутрь захватываемой колонны с резьбами левого направления. Они могут извлекать колонны как целиком, так и по частям. По заказу потребителя труболовки могут быть изготовлены и с резьбами правого направления.

Ловильные работы в скважинах - один из наиболее трудоемких видов капитального ремонта.

#### Список использованных источников

1. Давыдова, О.В. Оптимизация режима работы скважины, эксплуатируемых УЭЦН, в ЦДНГ-1 Туймазинского УДНГ [Текст] / О.В. Давыдова, М.М. Ахтямов // Материалы 35-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. – С. 103-104.
2. Фахриева, К.Р. Гашение растягивающих, сжимающих и крутильных колебаний глубинного скважинного электроцентробежного насоса демпфером [Текст] / К.Р. Фахриева, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 149-154.
3. Габдрахимов, М.С., Фахриева К.Р., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. Патент на изобретение RU 2455452 30/11/2010 «Виброгаситель растягивающих, сжимающих и крутильных колебаний». 30.11.2010.

4. Увеличение приемистости скважин с применением технологии пульсирующей закачки [Текст] / Н.М. Габдрахимов, [и др.]// Нефть и газ-2000: Проблемы добычи, транспорта и переработки. Межвузовский сборник научных трудов - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001.-С. 405.
5. Габдрахимов, Н.М. Влияние пульсированной закачки воды на приемистость нагнетательных скважин [Текст] / Н.М. Габдрахимов // Современные проблемы буровой и нефтепромысловой механике: Межвузовский тематический сборник научных трудов УГНТУ.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 1996.- С. 39-41.
6. Зарипова, Л.М. Гашение растягивающих, сжимающих и крутильных колебаний глубинного скважинного электроцентробежного насоса демпфером. [Текст]/ К.Р. Фахриева, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) /отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 149-154.
7. Габдрахимов, М.С. Виброзащита компоновки установок электроцентробежных насосов [Текст] /М.С. Габдрахимов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т./ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 114-120.
8. Обоснование основных параметров виброгасителя установки электроцентробежного насоса [Текст] / М.С. Габдрахимов, К.Р. Фахриева, Л.М. Зарипова, Т.Н. Шамсутдинов // Нефтепромысловое дело.– 2014. –№ 7.– С. 43-49.
9. Вибрационные устройства для очистки внутренней поверхности нефтепромысловых труб [Текст] / Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, А.Н. Миннивалеева, Э.Р. Васильева // Научные труды Sworld.– 2013– Т.14.– №4.– С.30-37.
10. Совершенствование очистки насосно – компрессорных труб от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [Электронный ресурс] / А.Н. Миннивалеева, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, Р.Р. Исмагилов// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».– 2013 – №2 – С.218-226.–Режим доступа:<http://www.ogbus.ru>.
11. Зарипова, Л.М. Разработка низкочастотного гидродинамического пульсатора для повышения эффективности очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений нефтепромысловых трубопроводов[Текст] / Л.М. Зарипова //Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. - Уфа: УГНТУ, 2009.
12. Петров, В.А. Установки электроцентробежных насосов отказы и пути их устранения в погружных ЭЦН [Текст] / В.А. Петров, А.А. Тимеркаев, Л.В. Петрова// Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) /отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 111-117.
13. Фахриева, К.Р. Выбор количества ступеней виброгасителя экспериментальным путем [Текст] / К.Р. Фахриева, М.С. Габдрахимов// Современные технологии в нефтегазовом деле - 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. /отв. ред. К.Т. Тынчеров – Уфа: Аркаим, 2014.–Т.1.– С. 383-392.
14. Самирханов, А.А. Насос электроцентробежный ЭЦНМ 5-50-1300 с усовершенствованием вала насоса [Текст] /А.А. Самирханов, Л.М. Зарипова // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х т. // отв. ред. К.Т. Тынчеров.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015.– Т.2.–С. 73-79.
15. Саттаров, Э.Р. Насос электроцентробежный ЭЦНМ 5-50-1300 с усовершенствованной диафрагмой [Текст] / Э.Р. Саттаров, Л.М. Зарипова // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и

студентов в 2-х т. // отв. ред. К.Т. Тынчеров.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015.– Т.2. – С. 79-83.

16. Фахриева, К.Р. Продольные колебания скважинного оборудования установок электроцентробежного насоса [Текст] /К.Р. Фахриева, М.С. Габдрахимов // Материалы 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 3-х т.// отв. ред. К.Т. Тынчеров.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013.– Т.2.– С. 112-117.

17. Виброзащита компоновки установок электроцентробежных насосов [Текст] / М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, К.Р. Фахриева // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов 3-х т./ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 114-120.

18. Габдрахимов, М.С. Стендовые исследования электроцентробежного насоса [Текст] / М.С. Габдрахимов, К.Р. Фахриева, И.Р. Хасанов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т./ ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2.– С. 126-134.

19. Выбор варианта размещения динамического гасителя колебаний для электроцентробежного насоса [Текст] /М.С Габдрахимов, А.С. Галеев, Г.И. Бикбулатова, С.Л. Сабанов, К.Р. Фахриева //Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. –2016.– № 3. –С. 44-51.

20. Опыт применения антивибрационной компоновки для бурения скважин [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.С Габдрахимов, Хабибуллин М.Я, Галимуллин М.Л., Зарипова Л.М// Успехи современной науки.–2016.–Т.2.–№10.–С-83-88.

УДК 622.24

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТУРБОБУРА ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЕПАРАТОРА**

М.С. Габдрахимов, М.И. Кареев

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)*

Аннотация. В данной статье рассматривается возможность повышения эффективности бурения за счет ликвидации поглощений в процессе проходки поглощающих горизонтов. Проведен расчет конструкции сепаратора. Составлен чертеж сепаратора.

Ключевые слова: сепаратор, турбобур, эффективность, ликвидация поглощений, шнек.

UDC 622.24

## **INCREASE OF EFFICIENCY OF TURBOBUR BECAUSE OF USE OF SEPARATOR**

M.S. Gabdrakhimov, M.I. Kareev

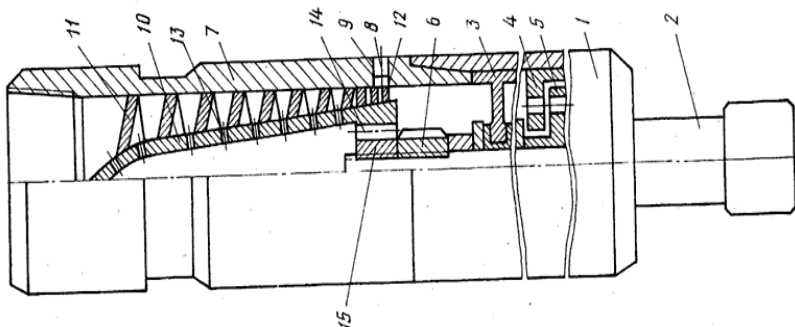
*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of  
Oktabrsky)*

Abstract. In this paper, we consider the possibility of increasing the efficiency of drilling by eliminating the absorption in the process. The design of the separator is calculated. Drawing of the separator is made.

Keywords: separator, turbodrill, efficiency, elimination of absorption, auger.

Для повышения эффективности бурения за счет ликвидации поглощений в процессе проходки поглощающих горизонтов устанавливается сепаратор на верхнем конце вала турбобура, выполненного в виде полого конического перфорированного корпуса. При этом вершина конуса направлена вверх, а на наружной поверхности

конического корпуса закреплен шнек, наружный диаметр которого соответствует внутреннему диаметру корпуса турбобура, и на нижней части полого перфорированного корпуса закреплено кольцо, перекрывающее зазор между внутренней поверхностью корпуса турбобура и наружной поверхностью корпуса сепаратора. При этом в корпусе турбобура выполнены радиальные отверстия, расположенные, над кольцом корпуса сепаратора.



1 – корпус; 2 – вал; 3 – опора; 4 – статор; 5 – ротор; 6 – роторная гайка; 7 – корпус сепаратора; 8 – отверстие сепаратора; 9 – направляющий желоб; 10 – корпус сетки сепаратора; 11 – шнек; 12 – кольцо; 13 – отверстия; 14 – окно; 15 – диск

Рисунок 1 – Турбобур оснащенный сепаратором

В процессе бурения наполнитель задерживается на перфорированном корпусе (сетке) и за счет работы шнека выбрасывается через радиальные отверстия в затрубное пространство, где затем вместе с промывочной жидкостью попадает в поглощающие горизонты, способствуя ликвидации поглощения пластами промывочной жидкости [1].

$$\text{В основе расчета лежит отношение } \Sigma F_{отс} = 3 \cdot F_{турб}, \quad (1)$$

где  $\Sigma F_{отс}$  – суммарная площадь отверстий,  $F_{турб}$  – площадь поперечного сечения турбобура, с внутренним диаметром  $D_{вн} = 164$  мм,

$$F_{турб} = \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 164^2}{4} = 21113,36 \text{ мм}^2, \quad (1.1)$$

$$\Sigma F_{отс} = 3 \cdot 21113,36 = 63340,08 \text{ мм}^2, \quad (1.2)$$

$$\Sigma F_{отс} = \Sigma f_{кан} + \Sigma f_{отв} = 41292 + 22219,425 = 63511,425 \text{ мм}^2, \quad (1.3)$$

где  $\Sigma f_{кан}$  – суммарная площадь каналов,  $\Sigma f_{отв}$  – суммарная площадь отверстий.

По итогам проведенных расчетов был составлен чертеж сепаратора.

Произведем расчет основных параметров шнека [2].

Расстояние между витками шнека:

$$h = K \cdot D_{вн} = 0,7 \cdot 164 = 114,8 \text{ мм, где } K = 0,7 \dots 0,8. \quad (2.1)$$

Толщина витка шнека:

$$\delta = \sqrt{\frac{6 \cdot M_{из}}{[\sigma]}} = \sqrt{\frac{6 \cdot 4202,5}{240 \cdot 10^6}} = 0,01025 \text{ м} = 10,25 \text{ мм}. \quad (2.2)$$

Наибольший изгибающий момент:

$$M_{из} = \frac{P_{max} \cdot D_{вн}^2}{32} = \frac{5 \cdot 10^6 \cdot 0,164^2}{32} = 4202,5 \text{ Н·м}, \quad (2.3)$$

где  $P_{max} = 5$  МПа – перепад давления в турбобуре,  $[\sigma] = 240$  МПа – допускаемое напряжение при изгибе для стали 40Х,  $D_{вн} = 164$  мм.

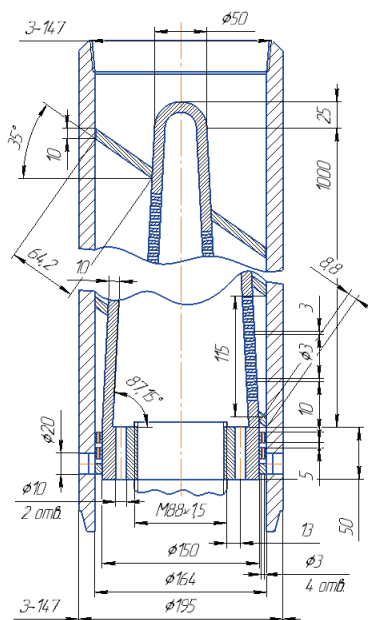


Рисунок 2 - Чертеж сепаратора турбобура

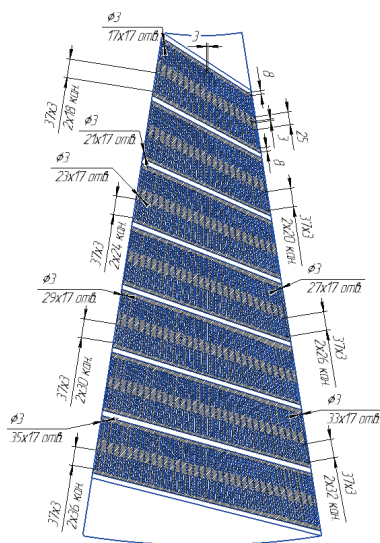


Рисунок 3 – Развертка конического корпуса

Радиус кривизны внутренней кромки навивки шнека [3]:

$$r = r_n + \frac{(D_{вн} - d) \cdot h}{4\pi H} \cdot \varphi = 8,8 + \frac{(164 - 50) \cdot 115}{4 \cdot 3,14 \cdot 1000} \cdot \varphi = 8,8 + 1,044 \cdot \varphi, \quad (2.4)$$

где  $r_n = 8,8$  мм радиус начальный, радиус конечный = 64,2 мм,  $D_{вн} = 164$  мм,  $D = 150$  мм и  $d = 50$  мм диаметры конического корпуса,  $h = 115$  мм,  $H = 1000$  мм – высота конуса,  $\varphi$  – угол поворота.

Длина дуги внутренней кромки навивки конического шнека [3]:

$$L = \frac{(D-d)h}{8\pi H} \cdot \left[ \left( \varphi + \frac{2\pi H d}{(D-d)h} \right)^2 + 1 + \ln \left( \varphi + \frac{2\pi H d}{(D-d)h} + \sqrt{\left( \varphi + \frac{2\pi H d}{(D-d)h} \right)^2 + 1} \right) + \frac{d}{4} \sqrt{\left( \varphi + \frac{2\pi H d}{(D-d)h} \right)^2 + 1} + \frac{(D-d)h}{8\pi H} \cdot \ln \left[ \frac{2\pi H d}{(D-d)h} + \sqrt{\left( \frac{2\pi H d}{(D-d)h} \right)^2 + 1} \right] \right] = 0,522 \cdot [71,05 \cdot 71,06 + 4,957] + 23,95 \cdot 12,5 + 1 + 0,522 \cdot [23,95 + 23,97] = 2940,5 \text{ мм.} \quad (2.5)$$

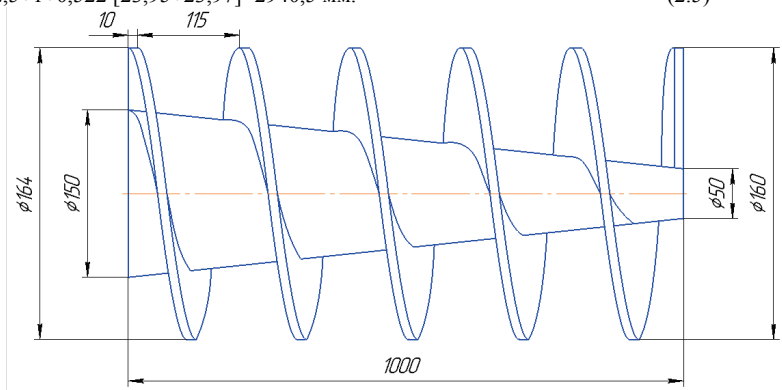


Рисунок 4 – Конический шнек

В данной работе был проведен расчет конструкции сепаратора турбобура и определены основные параметры конического корпуса:  $D = 150$  мм и  $d = 50$  мм – диаметры,  $H = 1000$  мм – высота конуса, и основные параметры шнека:  $h = 115$  мм – расстояние между витками,  $\delta = 10$  мм – толщина витка.  $\sum F_{отв} = 63511,425 \text{ мм}^2$  – суммарная площадь отверстий. В результате был составлен чертеж с указанием основных размеров.

При бурении поглощающих горизонтов вместе с промывочной жидкостью закачиваются инертные материалы. При попадании промывочного материала в полость сепаратора раствор проходит через перфорированные отверстия в корпусе сепаратора. Инертные материалы шнеком направляются вниз с последующим выдавливанием в затрубное пространство через отверстие. В результате инертные материалы попадают в затрубное пространство и далее в трещины поглощающих горизонтов, способствуя ликвидации поглощения. Таким образом, предлагаемое устройство позволяет производить ликвидацию поглощений с одновременным бурением, за счет чего и образуется экономический эффект [1].

#### Список использованных источников

1. Пат. 1733616 А1 SU, Е 21 В 4/02. Турбобур / В.Г. Жженов, Б.З. Султанов, М.С. Габдрахимов, А.С. Галеев, Ф.Г. Гареев. - № 4789182/03; Официальный бюллетень. Патент. – 1992. - №18.
2. Остриков А.Н. Расчет и конструирование машин и аппаратов пищевых производств. Учебник для вузов / А.Н. Остриков, О.В. Абрамов. – СПб.: ГИОРД, 2003. –

352 с.

3. Лачуга Д.Ю., Еругин А.Ф. Элементы теории конического шнека / Д.Ю. Лачуга, А.Ф. Еругин. – Достижения науки и техники АПК, №4-2006

4. Касьянов В.М. Гидромашины и компрессоры. Учебник для вузов / В.М. Касьянов - М.: «Недра», 1981. - 295 с.

5. Пат. 2239040 C1 RU, E21 В 4/16. Вибробур / М.С. Габдрахимов, Л.Б. Хузина, Н.М. Габдрахимов. - № 2003104919 // Офиц. бюл. Изобретения. Полезные модели. – 2004. - № 30.

6. Пат. 2258791 C1 RU, E21 В 7/24. Устройство для вибрационного бурения скважин / М.С. Габдрахимов, Л.Б. Хузина, Н.М. Габдрахимов. - № 2004106357 // Офиц. бюл. Изобретения. Полезные модели. – 2005. - № 23.

7. Пат. 2241816 C1 RU, E21 В 7/24. Скважинный вибратор / Н.М. Габдрахимов, Л.Б. Хузина, М.С. Габдрахимов, Л.М. Габдрахимова. - № 2003104919/03 // Офиц. бюл. Изобретения. Полезные модели. – 2004. - № 30.

8. Гусман М.Т. Расчет, конструирование и эксплуатация турбобуров. Учебник / М.Т.Гусман, Б.Г. Любимов – М.: Недра, 1976. - 368 с.

УДК 622.276

### **УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЯ СКВАЖИН В ГРУППОВОЙ ЗАМЕРНОЙ УСТАНОВКЕ «ОЗНА-МАССОМЕР»**

М.С. Габдрахимов, А.С. Мастьянов

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)*

Аннотация: В данной статье рассмотрен принцип действия ПСМ. Возможные неисправности при эксплуатации. Конструктивное решение, позволяющее избежать возможные проблемы и увеличить срок эксплуатации ПСМ.

Ключевые слова: АГЗУ, распределительный модуль, ПСМ, модернизация, каретка.

### **CONSTRUCTIVE SOLUTION FOR MULTIWAY WELL SWITCHER OF AUTOMATIVE METERING UNIT «OZNA-MASSMETER»**

M.S. Gabdrahimov, A.S. Mastyanov

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract: In this article, explained: Principal operation of the multiway well switcher. Possible malfunctions and defects during operation and using. Constructive solution for avoiding potential problems and increase the life of the well switcher

Keywords: automotive metering unit, distribution module, carriage, modernization

Автоматизация технологических процессов, создание и внедрение автоматизированных систем управления является важнейшим направлением научно-технического прогресса и основой технической политики в нефтяной и газовой отраслях.

Именно это привело в последнее время к такому положению, когда от автоматизации отдельных объектов, отдельных технологических процессов в этих отраслях осуществлен переход к сплошной автоматизации всех основных и вспомогательных технологических процессов добычи и транспортировки нефти, газа на базе совершенствования техники и технологии бурения.

Для ускорения обустройства нефтяных промыслов и введения в эксплуатацию автоматизированных технологических объектов организовано изготовление блочного автоматизированного нефтепромыслового

оборудования, обеспечивающего внедрение промышленных методов монтажа его на нефтяных промыслах.

Существующие в настоящее время виды оборудования для исследования, регулирования и контроля разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений позволили перейти к созданию и внедрению информационно-измерительных систем для нефтегазодобывающих предприятий.

Установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР» предназначена для автоматических измерений массы и среднего массового расхода сепарированной сырой нефти, сепарированной обезвоженной нефти, объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, извлекаемых из недр [1,2].

В состав технологического блока входят измерительный и распределительный модули.

Основным элементом распределительного модуля является автоматически управляемый переключатель скважин многоходовой (ПСМ), обеспечивающий поочередное подключение скважин к измерительному модулю.

Переключатель состоит из корпуса 1 с патрубками 2, крышки 3 с измерительным патрубком 4, тройника 12, вала 7, датчика положения 8, указателя положения 26, подвижной каретки и поршневого привода с храповым механизмом.

Подвижная каретка состоит из корпуса 24, втулки 28, роликов 22, посаженных на осях 25, резинового уплотнения 29.

Корпус переключателя на внутренней цилиндрической поверхности, снизу и сверху входных отверстий, имеет две диаметрально канавки с выточками против каждого отверстия. По канавкам перемещаются ролики подвижной каретки.

Глубина канавок и выточек выбрана таким образом, что при перемещении роликов по канавке между резиновым уплотнением 29 и корпусом переключателя образуется зазор и при попадании роликов в выточки уплотнение прижимается к корпусу пружиной 23, обеспечивая герметичность в замерном тракте.

Герметичность подвижного соединения каретки в тройнике достигается резиновым уплотняющим кольцом 13.

Поршневой привод с храповым механизмом служит для обеспечения переключения и состоит из литого чугуна корпуса 6, закрепленного на крышке переключателя скважин многоходового, силового цилиндра 20 с крышкой 21, поршнем 19, пружиной 18 и зубчатой рейкой 17, составляющей одно целое со штоком поршня.

Внутри корпуса привода на валу установлены храповик 5 на шпонке 11 и свободно сидящая шестерня 10.

Шестерня прижимается к храповику пружиной 9 и взаимодействует с зубчатой рейкой 17. Храповик 5 и шестерня 10 имеют торцевые зубья со скосами, что обеспечивает одностороннее зацепление при их взаимном повороте.

При подаче жидкости от привода ГП-1М в полость силового цилиндра поршень с рейкой будет перемещаться и поворачивать шестерню, а вместе с ней и храповик с валом переключателя.

При снятии давления жидкость из силового цилиндра будет выдавливаться поршнем 19 за счет усилия пружины 18, рейка с шестерней будет перемещаться в обратном направлении к исходному положению. Перемещения храповика с валом при этом происходить не будет. Величина хода рейки, а, следовательно, и угол поворота тройника 12 может регулироваться винтом 16 и фиксироваться контргайкой 15.

Герметичность в местах соединения силового цилиндра и крышки, а также в подвижном соединении цилиндра и поршня, обеспечивается резиновыми уплотнительными кольцами.

Внутри корпуса переключателя крепится датчик положения, а на валу поворотного патрубка крепится указатель с постоянным магнитом. Датчик положения и указатель образуют преобразователь кода переключателя.

Преобразователь кода служит для контроля за процессом переключения, а также синхронизации положения каретки переключателя и блока измерения и обработки информации.

Во время эксплуатации ПСМ могут появиться некоторые неисправности, приводящие к поломке устройства.

1. Заедание каретки переключателя. Тугой ход каретки или каретка не переключается. Вероятной причиной этой неисправности может послужить попадание постороннего предмета между кареткой и корпусом. Нарушен осевой люфт вала или износ роликов каретки.

2. Не фиксируется каретка переключателя. Причиной может послужить излом или большая усадка пружины каретки. Запарафинивание корпуса. Заклинивание каретки в тройнике.

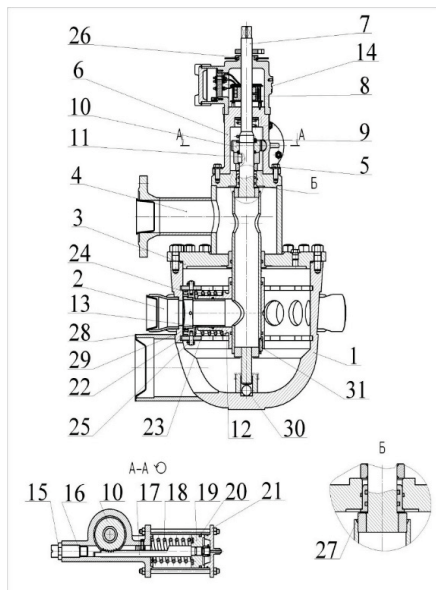


Рисунок 1 – Переключатель скважин многоходовой

1. Не переключается каретка переключателя ПСМ. Причина: нет питания на двигателе. Нарушены зазоры в насосе и насос не создает давления.

2. Переключение переключателя произошло, но на блоке индикация не обозначена. Возможная причина: неправильно установлен магнит датчика положения.

Чтобы избежать данные неполадки и увеличить срок службы ПСМ, мы производим усовершенствование конструкции переключателя.

Модернизации ПСМ заключается в подвижности тройника (вместо угольника) с кареткой по оси вала, и фиксация каретки от проворота вокруг своей оси за счет специальных упоров в тройнике.

Преимущества этой конструкции:

1. Каретка самоустанавливается в канавках корпуса и не зависит от настройки осевого положения вала.

2. Не происходит ошибочный подбор и износ регулировочных шайб, подпятников.

3. При не симметричном износе ролика каретки и критическом износе канавок корпуса заклинивание каретки не происходит.

#### Список использованных источников

1. Анурьев, В.И. Справочник конструктора-машиностроителя [Текст]: учебник / В.И. Анурьев. – М.: Машиностроение, 2006. – 2816 с.
2. Зарипова, Л.М. Установка ОЗНА «МАССОМЕР-3000» с усовершенствованным переключателем скважинным многоходовым путем металлокерамического напыления [Текст] / Л.М. Зарипова, В.А. Плахотин // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 47-49.
3. Ахмадиев, И.Р. Установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР» с мультифазным расходометром [Текст] / И.Р. Ахмадиев, Л.М. Зарипова // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 11-15.
4. Зайнагалина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.
5. Алчинова, А.А. Современные методы борьбы с экологическими загрязнениями в нефтегазовой отрасли / А.А. Алчинова, Л.З. Зайнагалина // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 127-130.
6. Состояние трубопроводной системы ОАО «Роснефть – Юганскнефтегаз» в Мамонтовском регионе [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, В.А. Петров, А.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 71-76.
7. Зайнагалина, Л.З. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнагалина, В.В. Казаченок, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева // 43-я международная научно-техническая конференция молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 40-44.

УДК 622.276

### **ПОВЫШЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ КОРОБКИ ОТБОРА МОЩНОСТИ АГРЕГАТА А-50**

М. С.Габдрахимов, Р.В. Хайруллин

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: Для сохранения нормальной работоспособности бурового и нефтепромыслового оборудования применяют систему планово-предупредительного ремонта (ППР), представляющую собой совокупность организационно-технических мероприятий по уходу, надзору и ремонту, проводимых в плановом порядке. Благодаря такой системе заранее планируется остановка машин на ремонт по плану (графику), подготавливаются запасные части, материалы и т.д.

Ключевые слова: агрегат, подъемного и капитального ремонта скважин, коробка отбора мощности.

## IMPROVING THE PERFORMANCE OF THE BOX POWER TAKE-OFF ASSEMBLY A-50

M. S. Gabdrakhimov, R. V. Khayrullin

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

**Abstract:** in order To maintain the normal operation of drilling and oilfield equipment to apply the system of preventative maintenance (CPD), which is a set of organizational and technical measures for the care, supervision or repair, undertaken in a planned manner. With this system is planned in advance and stop the machine in for repair under the plan (schedule), prepare spare parts, materials, etc.

**Keywords:** Assembly, lifting and workover rigs, power take-off box.

Значительное увеличение добычи нефти и газа осуществляется не только за счет ввода в эксплуатацию новых месторождений, но вследствие повышения эффективности эксплуатации уже освоенных [1,2,3,4,5].

Важнейшей группой нефтепромыслового оборудования является агрегаты для текущего подземного ремонта скважин, капитального ремонта и их освоения, агрегаты для промывания скважин, вышки и мачты, инструмент и средства механизации трудоемких процессов, без которых невозможно бесперебойная эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Для производства ремонтов применяют различные передвижные подъемные установки и агрегаты.

Оборудование для подземного ремонта, освоения и обработки скважин предназначено для поддержания в течение всего периода эксплуатации скважины работоспособного состояния собственно скважины и спущенного в нее эксплуатационного оборудования. В первом случае подземный ремонт называется - капитальным, во втором - текущим ремонтом скважины. Кроме того, с помощью этого оборудования осваиваются скважины после их капитально, ремонта, а иногда после бурения [6,7,8].

К этому оборудованию относятся - подъемники для спускоподъемных операций внутрискважинной части, насосов всех типов, колонн, труб, штанг, кабеля. На транспортной базе собраны- силовой привод, трансмиссия, лебедка, вышка и средства механизации для спуска и подъема труб, штанг.

В настоящее время распространение получили агрегаты А-50, широко начали применяться установки на базе «Баз». С каждым годом эти установки более совершенствуются, и соответственно меняется их марка.

Система планово-предупредительного ремонта зависимости от объема и сложности ремонтных работ предусматривает проведение текущего и капитального ремонта

Текущий ремонт - это минимальный по объему плановый ремонт, с помощью которого оборудование поддерживается в работоспособном состоянии. Они выполняются непосредственно на месте установки оборудования.

Капитальный ремонт - наиболее сложный и трудоемкий вид планового ремонта, при котором производят полную разборку оборудования с последующей заменой всех изношенных узлов и деталей; а также работы входящие в объем текущего ремонта.

Агрегат А-50 применяется для освоения подъемного и капитального ремонта скважин, и получило широкое распространение во всех регионах страны.

Все вращающиеся части лебедки закрываются съёмными металлическими кожухами, на которых установлены капельные масленки для смазки цепей и пробки для слива масла.

Лебедка имеет промежуточный вал, получающий вращение от трансмиссионного. У бурового барабана на консольной части вала на подшипниках насажены звездочки, соединенные цепью со звездочкой промежуточного вала привода вала.

Конструктивно каждый подъемник независимо от типа и группы состоит из четырех основных элементов: лебедки, передаточных механизмов, связующих лебедку с двигателем силового оборудования и системы управления.

Общим недостатком самоходных подъемников с приводом тяговых двигателей является зависимость характеристики подъемника от мощности тягового двигателя самоходной единицы.

Повышение надежности агрегата А-50 за счет снижения дополнительных нагрузок на вторичный вал коробки передач при упрощении конструкции. Размещение коробки отбора мощности в отдельном корпусе и установка ее непосредственно на раме шасси на независимых кронштейнах подвески при соединении ее ведущего вала через карданные валы, представляющие собой двоячную шарнирную муфту, подвергнутую балансировке, что устраняет все радиальные нагрузки трансмиссии и повышает надежность агрегата при достаточно простой конструкции.

Заявляемый механизм отбора мощности содержит установленные на шасси автомобиля и последовательно связанные между собой приводной двигатель, сцепление, коробку передач, коробку отбора мощности и раздаточную коробку. При этом коробка мощности соединена с помощью промежуточных карданных валов с одной стороны с коробкой передач, с другой стороны с раздаточной коробкой.

Конструктивно механизм отбора мощности содержит корпус, закрепленный на своих подвесках непосредственно на раме шасси. Ведущий вал с ведущей шестерней, установленной на скользящей втулке и соединенной с муфтой, имеет на обоих концах фланцы. С ведущей шестерней находится в постоянном зацеплении промежуточная шестерня, установленная на валу. С промежуточной шестерней в постоянном зацеплении находится ведомая шестерня, жестко закрепленная на выходном (ведомом) валу, который имеет фланец для отбора мощности [9,10].

Механизм отбора мощности, включающий установленные на шасси автомобиля и связанные между собой двигатель, коробку передач, а также коробку отбора мощности, представляющую собой трехвалный редуктор, кинематически связанный с вторичным валом коробки передач, отличающийся тем, что в автомобиле для включения нейтральной передачи использована раздаточная коробка, коробка отбора мощности смонтирована в отдельном корпусе, установлена на раме шасси независимо на своих кронштейнах подвески между коробкой передач и раздаточной коробкой и соединена через карданный вал, представляющий собой двоячную шарнирную муфту, подвергнутую балансировке, с фланцем ведущего вала коробки передач, и через второй карданный вал - с раздаточной коробкой.

Заявляемый механизм отбора мощности может найти широкое применение в автомобильной промышленности, а именно соответственно в агрегате А-50, а потому соответствует критерию “промышленная применимость”.

Список использованных источников

1. Галеев, А.С. Установки для бурения глубоких скважин [Текст]: учебное пособие / А.С. Галеев, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 156 с.
2. Подготовка студентов на базовой кафедре «Нефтепромысловые машины и оборудование» в ООО «ОЗНПО» [Текст] / М.Л. Галимуллин, Р.И. Сулейманов, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 68-72.

3. Мухаметшин, В.Ш. О состоянии и перспективах развития научной деятельности в филиале Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 4-50.
4. Сатыева, Ю.П. Совершенствование очистки нефтесборных и насосно-компрессорных труб от АСПО [Текст] / Ю.П. Сатыева, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов Международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 133-139.
5. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно-компрессорных труб НКТ в условиях ООО «Таргин Механо-сервис» [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 38-43.
6. Миннивалеев, А.Н. Совершенствование очистки насосно-компрессорных труб от асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) [Электронный ресурс] / А.Н. Миннивалеев, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 2. – С. 218-226. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
7. Хабибуллин, М.Я. Параметры неустановившегося движения заканчиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 1. – С. 148-165. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
8. Обоснование основных параметров виброгасителя установки электроцентробежного насоса [Текст] / М.С. Габдрахимов, К.Р. Фахриева, Л.М. Зарипова, Т.Н. Шамсутдинов // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 7. – С. 43-49.
9. Вибрационные устройства для очистки внутренней поверхности нефтепромысловых труб [Текст] / Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, А.Н. Миннивалеев, Э.Р. Васильева // Научные труды SWorld. – 2013. – Т. 14. – № 4. – С. 30-37.
10. Зайнагалина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.

УДК 622

## **КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ**

М.С.Габдрахимов, Р.Р.Юнусов

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация. Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам является одной из важнейших отраслей современной экономики. От ее бесперебойного функционирования зависит жизнеспособность отдельных объектов, населенных пунктов и целых регионов. Убытки, причиненные перебоями в работе и авариями на магистральных нефтепроводах, огромны. Аварии на магистральных нефтепроводах кроме экономического ущерба от простоя, потерь нефти и затрат на ликвидацию аварии создают значительную угрозу для окружающей среды. Одной из основных причин отказов и аварий являются коррозионные повреждения трубопроводов.

Ключевые слова: Трубопровод, магистральный нефтепровод, катодная защита, анод, катод.

**CATHODIC PROTECTION OF PIPELINES AND EQUIPMENT**

M.S. Gabdrahimov, R.R. Yunusov

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

**Abstract.** Transportation of oil through main oil pipelines is one of the most important branches of the modern economy. The viability of individual objects, settlements and entire regions depends on its smooth functioning. Losses caused by interruptions in work and accidents on the main oil pipelines are enormous. Accidents on main oil pipelines, in addition to economic damage from idle time, oil losses and the costs of liquidating the accident, pose a significant threat to the environment. One of the main causes of failures and accidents is corrosion damage to pipelines.

**Keywords:** Pipeline, main oil pipeline, cathodic protection, anode, cathode

Катодная защита - способ защиты сооружений принудительной катодной поляризацией с помощью внешнего источника постоянного тока. Отрицательный полюс внешнего источника тока подключают к защищаемому сооружению, которое исполняет роль катода. Для образования замкнутой по току цепи положительный полюс источника соединяется со вспомогательным электродом - анодом, который находится в той же среде (грунт, вода), что и защищаемый объект (рисунок 1).

Анод электрической цепи - специальное анодное заземление. Потенциал анода более положительный, чем потенциал защищаемого объекта. Следовательно, происходит его анодное растворение. Для увеличения срока службы анодов их обычно изготавливают из материалов, по возможности меньше подвергающихся анодному растворению, стойкими к другим химическим и физическим воздействиям, допускающих высокую токовую нагрузку и имеющих достаточно низкое сопротивление.

Таким образом, катодная защита заключается в том, что защищаемый объект отрицательно поляризуется и его потенциал сдвигается до величины, при которой значительно или полностью подавляется процесс коррозии металла.

Наряду с хорошо изолированными участками трубопроводов встречаются участки, имеющие как отдельные дефекты изоляционных покрытий, так и распределенные точечные повреждения. Трубопроводы с такими распределенными повреждениями, без катодной защиты поляризуются при контакте с электролитом грунта до величины естественного потенциала ( $U_{ест}$ ).

При включении станций катодной защиты (СКЗ) под действием защитного тока, протекающего через имеющиеся повреждения изоляционного покрытия, начинаются поляризационные процессы, изменяющие строение двойного электрического слоя на границе металл - электролит грунта.

Ток, идущий в цепи (положительный полюс СКЗ - анод - коррозионная среда - трубопровод - отрицательный полюс СКЗ), называется защитным током (см. рис.2).

От источника тока электроны подаются на защищаемое сооружение, где электроны поступают на микроанод коррозионного элемента и подавляют его работу, и на микрокатод, где идет процесс восстановления ионов водорода.

Основным параметром, определяющим качество катодной защиты, является защитный потенциал - электродный потенциал металлоконструкции, при котором коррозионные реакции не идут вообще, либо идут с такой скоростью, что ими можно пренебречь.

На реальном изолированном трубопроводе имеется масса различных по размерам и форме сквозных дефектов в изоляционном покрытии. При катодной поляризации трубопровода поверхность металла в них в общем случае имеет различные потенциалы.

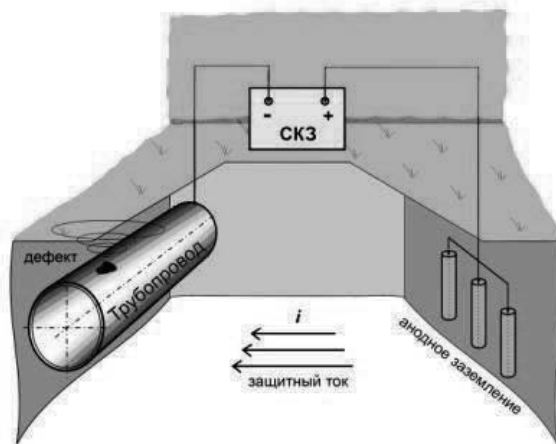


Рисунок1 - Принцип работы

Катодная защита регламентируется путем поддержания необходимого защитного потенциала, который измеряется между трубопроводом и медносульфатным электродом сравнения.

Электрохимическая защита должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию трубопровода на всем его протяжении (и на всей его поверхности) таким образом, чтобы значения потенциалов на трубопроводе были (по абсолютной величине) не меньше минимального и не больше максимального значений.

Одним из путей решения проблем повышения надежности нефтепроводов является использование новых эффективных научно обоснованных технологий строительства и ремонта трубопроводных систем. Основной особенностью строительства и ремонта трубопроводом является разнообразие природно-климатических и гидрогеологических характеристик местности вдоль трассы, что требует значительного разнообразия конструктивных и технологических решений при прокладке и эксплуатации линейной части трубопроводов. Срок службы и надежность работы трубопровода во многом определяется степенью защиты от разрушений при контакте с окружающей средой. Продлить срок службы можно используя, мероприятия по увеличению коррозионной надежности трубопроводов. Необходимо устранять причины неудовлетворительного качества изоляционных покрытий. Основная задача системы контроля качества изоляционно-укладочных работ – высокий уровень качества всех видов основных и подготовительных работ.

В настоящее время практикуется совместная защита трубопроводов и оборудования.

#### Список использованных источников

1. Защита трубопроводов от коррозии [Текст]: учебное пособие. Т. 1 / Ф.М. Мустафин [и др.]. – СПб.: Недра, 2005. – 620 с.
2. Защита трубопроводов от коррозии [Текст]: учебное пособие. Т. 2 / Ф.М. Мустафин [и др.]. – СПб.: Недра, 2007. – 708 с.

3. Шуванов, В.В. Справочник по защите подземных конструкций от коррозии [Текст] / В.В. Шуванов. – СПб.: Недра, 2004. – 215 с.
4. РД 13.02-40.10.50-КТН-003-1-10 Положение по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту вдольтрассовых линий и средств электрохимической защиты.
5. Оценка эффективности реконструкций нефтепроводов [Текст] Камалеева А.Ф., Петрова Л.В., Зайнагалина Л.З. Успехи современной науки. 2016. № 8. Т. 4. - С. 65-67.
6. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
7. Волков, Б.Г. Справочник по защите подземных металлических сооружений от коррозии [Текст] / Б.Г. Волков, Н.И. Тесов, В.В. Шуванов. – СПб.: Недра, 1975. – 224 с.
8. Зайнагалина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.
10. Семенова, И.В. Коррозия и защита от коррозии [Текст] / И.В. Семенова, А.В. Хорошилов. – М.: Физматлит, 2002. – 336 с.
11. Алчинова, А.А. Современные методы борьбы с экологическими загрязнениями в нефтегазовой отрасли / А.А. Алчинова, Л.З. Зайнагалина // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 127-130.
12. Состояние трубопроводной системы ОАО «Роснефть – Юганскнефтегаз» в Мамонтовском регионе [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, В.А. Петров, А.Н. Миннибаев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 71-76.
13. Зайнагалина, Л.З. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнагалина, В.В. Казаченок, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева // 43-я международная научно-техническая конференция молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 40-44.
14. Сатыева, Ю.П. Совершенствование очистки нефтесборных и насосно-компрессорных труб от АСПО [Текст] / Ю.П. Сатыева, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов Международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 133-139.

УДК 62.7:622.276.05

### **ОСОБЕННОСТИ ТЕХОБСЛУЖИВАНИЯ ЦЕПНОГО ПРИВОДА ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА В ООО «МЕХСЕРВИС-НПО»**

Габдрахманов Р.Р., Хабибуллин М.Я.,  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация. В статье рассмотрено техническое мероприятие в рамках системы технического обслуживания и ремонта, направленное на повышение показателей эксплуатации относительно нового привода штангового глубинного насоса – цепного привода, разработанного работниками ТатНИПИнефть и широко внедряемого на нефтяных промыслах Татарстана.

Ключевые слова: привод ШГН, цепной привод, техническое обслуживание, регламент ремонтных работ, безопасность персонала

**FEATURES OF MAINTENANCE SUPPORT OF CHAIN DRIVE  
OF SUCKER-ROD PUMPING UNIT IN LLC «MEKHSERVICE-NPO»**

Khabibullin M.Ya., Gabdrakhmanov R.R.

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

**Abstract.** In the article, a technical measure is considered in the framework of the maintenance support and repair system aimed at increasing the performance of a relatively new drive of a sucker-rod pumping unit - a chain drive developed by TatNIPIneft employees and widely implemented in the oil fields of Tatarstan.

**Keywords:** drive unit of sucker-rod pumping unit, chain drive, maintenance support, operational procedure, personnel safety.

Цепной привод штангового глубинного насоса получил широкое применение на нефтяных промыслах ПАО «Татнефть». По сравнению с традиционным станком-качалкой данный привод является энергосберегающим высокоэффективным оборудованием для добычи нефти, предназначенный для эксплуатации высокодебитных скважин и добычи высоковязкой продукции, а также для межскважинной перекачки воды для поддержания скважинного давления [1-4].

Техническое обслуживание цепного привода ШГН производится каждый 6 месяцев. Подготавливается рабочее место возле цепного привода. Проводится визуальной осмотр без остановки привода, после останавливается скважина, и привод устанавливается на тормоз. Определяется уравновешенность привода при помощи прибора «Баланс СК-2». При отсутствии уравновешенности проводится уравновешивание путем добавлением грузов. В экране прибора должен показать значение 0,8...1,2. Проверяется уровень масла в редукторе. Протягиваются все крепежные элементы редуктора, проверяются состояния тормозного барабана и тормозных колодок. При износе тормозных накладок свыше 3 мм заменяются на новые накладки, производится регулировка зазоров между шкивом и накладками [5-8].

Открытием двери картера производится осмотр узла противовеса и проверяется уровень и состояние масла в картере. Осматриваются ролики противовеса, в случае износа осуществляется замена роликов. Протягиваются все крепежные элементы противовеса, проверяется цепь на ослабление, на наличие следов коррозии и трещин на пластинах. В случае ослабления цепи проводится натягивание цепи с помощью накидного ключа 55 и смазывание механизма натяжения цепи [9-13].

Открытием двери узла верхней звездочки визуально осматривается звездочка на механической износ, далее проверяются внутренние подшипники верхнего узла звездочки и протягиваются крепежные элементы. Также осматривается узел нижней звездочки. В конструкции нижнего узла установлено резиновое кольцо для герметизации картера от пропусков масла. Если изношено резиновое кольцо, там же оно меняется на новое. Это осуществляется снятием кожуха из муфт, проверкой пальцев и резиновых втулок нижнего узла звездочки. При отсутствии или максимальном износе резиновые втулки заменяются. Контролируется соосность канавок шкивов электрического двигателя и редуктора. Проверяется канатная подвеска на обрыв пряди, при необходимости производится замена. Расстояние между устьевым сальником и подвеской должно быть 200 мм. Осматриваются ленты (растяжение ленты), если есть растяжение или обрыв ленты указывается рекомендация на устранение [14-17].

Проверяется штанговращатель на работоспособность, при неисправности производится замена. Смазываются рабочие органы штанговращателя, расхаживаются винты, проверяется наличие и исправность фиксирующих скоб, проверяется протяжка

крепежных элементов рамы. Завершающим действием наносится инвентарный номер цепного привода [18].

Качественное выполнение перечисленных технических мероприятий обеспечивает экономическую эффективность и надежную работу штанговой насосной установки, способствуя поддержанию межремонтного периода работы, а некоторых случаях и повышения этого показателя [19-20].

#### Список использованных источников

- 1 Насибуллин, Б.Р. Анализ эффективности эксплуатации механизированных добывающих скважин на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении [Текст] / Б.Р. Насибуллин, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 202-206.
- 2 Мазлов, В.Л. Состояние трубопроводной системы ОАО «Роснефть-Юганскнефтегаз» в Мамонтовском регионе [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, В.А. Петров, А.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2012. - Т. 90. - № 4. - С. 71-76.
- 3 Сулейманов, Р.И. Оптимизация работы штанговой скважинной насосной установки с разобранной штанговой колонной от вязкой скважинной продукции [Текст] / Р.И. Сулейманов, Н.О. Ковалев // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 100-103.
- 4 Миннивалеев, Т.Н. Результаты промысловых испытаний гидромеханического компенсатора давления промывочной жидкости [Текст] / Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 370-375.
- 5 Влияние широкопроходного клапана на подачу глубинного насоса [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Р. Зиянгиров // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 4. – С. 22-27.
- 6 Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и ее капитального ремонта [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.
- 7 Пат. 2455452 РФ, МПК E21B17/06. Виброгаситель растягивающих, сжимающих и крутильных колебаний / М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, К.Р. Фахриева. - № 2010149025/03. Заявл. 30.11.10; опубл. 10.07.2012; зарегистр. 10.07.12. – Бюл. № 19.
- 8 Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 26-29.
- 9 Габдрахимов, М.С. Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2015. – № 6 (45). – С. 14-16.

10 Мазлов, В.Л. Ингибиторная защита трубопроводов [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 188-192.

11 Петров, В.А. Модернизация центробежного насоса типа ЦНС 38-220 с установкой подшипников на основе карбида кремния [Текст] / В.А. Петров, С.Н. Фалелюхин, Л.В. Петрова, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 117-122.

12 Ковалев, Н.О. Трибометрия как способ прогнозирования ресурса резьбовых соединений бурильных труб [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 54-57.

13 Сулейманов, Р.И. Электрохимическая защита подземных коммуникаций нефтепромыслового оборудования [Текст] / Р.И. Сулейманов, В.Л. Мазлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 144-148.

14 Сулейманов, Р.И. Способы регулирования режимов работы кустовой насосной станции [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.Г. Погорелов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 104-108.

15 Условия, необходимые для формирования компетенции: умение моделировать технические объекты и технологические процессы [Текст] / М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, Р.Г. Хабибуллина, Т.Н. Миннивалеев // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 88-92.

16 Коннов, Ю.Д. Необходимость механизации процессов спускоподъемных операций при проведении текущего и капитального ремонта скважин [Текст] / Ю.Д. Коннов, Д.И. Сидоркин, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 88-91.

17 Сулейманов Р.И. Основные причины отказов УЭЦН и способы борьбы с ними [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.М. Гареев // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 96-100.

18 Галимуллин, М.Л. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно-компрессорных труб НКТ в условиях ООО «Таргин Механосервис» [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической

конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 38-43.

19 Садыков, Т.Г. О формировании доходов бюджета муниципального образования [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 3.- С.71-84.

20 Садыков, Т.Г. Экономика и управление производством [Текст]: учебное пособие / Т.Г. Садыков. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.- 149 с.

УДК 622.276.53:621.653

## **ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ СТАНКОВ-КАЧАЛОК В ООО «МЕХСЕРВИС-НПО»**

Габдрахманов Р.Р., Хабибуллин М.Я.

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)*

Аннотация. В статье рассмотрено техническое мероприятие в рамках системы технического обслуживания и ремонта, направленное на повышение показателей эксплуатации широко применяемого привода штангового глубинного насоса – станка-качалки.

Ключевые слова: установка ШГН, станок-качалка, техническое обслуживание, регламент ремонтных работ, безопасность персонала.

UDC 622.276.53:621.653

## **MAINTENANCE SUPPORT OF BEAM-PUMPING UNIT IN LLC «MEKHSERVICE-NPO»**

Khabibullin M.Ya., Gabdrakhmanov R.R.

*(Ufa State Petroleum Technological Unuversity, Branch of the Unuversity  
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract: In the article, a technical measure is considered in the framework of the maintenance and repair system aimed at increasing the performance of the widely used drive of the rod well pump - beam-pumping unit .

Keywords: sucker-rod pumping unit, beam-pumping unit, maintenance support, operational procedure, personnel safety.

Периодичность технического обслуживания станков-качалок в ООО «Мехсервис-НПО» составляет согласно регламента 6 месяцев. Техническое обслуживание станков-качалок в промышленных условиях осуществляет бригада, состоящая из двух слесарей-ремонтников нефтепромыслового оборудования [1 - 3].

Порядок действий ремонтной бригады на объекте следующий. Первоначально производится подготовка рабочего места возле станков-качалок [4-5]. Проводится визуальный осмотр путем обхода без остановки привода, далее осуществляется остановка скважины и установка привода на тормоз [6]. В колодку и тормозной шкив устанавливаем дублирующее тормозное устройство, исключающее самопроизвольное движение кривошипов в результате случайного ослабления тормоза. Следующим этапом работ является определение уравновешенности привода при помощи прибора «Баланс СК-2». При отсутствии уравновешенности проводится уравновешивание путем передвижения грузов. Коэффициент показания прибора должен быть от 0,8 до 1,2. Проверяется уровень масла в редукторе, который должен быть не ниже отметки «MIN» и не выше отметки «MAX» на масляном шупе. Если масло ниже отметки «MIN», добавляется масло марки И-40 и ТСП -10 [7]. Проводится протяжка всех крепежных элементов редуктора, проверяется пропуск масла по разьему верхнего смотрового окна и по тихоходному валу при наличии сальниковой набивки. При обнаружении течи масла осуществляется замена сальниковой набивки и прокладки. Проверяется состояние тормозного шкива и тормозных колодок. Остаточная толщина тормозных накладок должен быть не менее 3

мм. При износе тормозных накладок производится замена их на новые. Проводится проверка работоспособности, регулировка тормозного устройства. Винтовые пары очищаются от старой смазки, далее наносится новая смазка [8-10]. После этого производится осмотр состояния тела шатуна. Проверяется состояние пальцев верхней головки шатуна, крепежных деталей, контролируются протяжки крепежных элементов в подвесном подшипнике траверсы. Протяжку гайки крепления пальца кривошипа осуществляется с помощью мультипликаторов, наносятся контрольные метки согласно стандарту [11-14]. Проверяется состояние кривошипа и его шпоночного соединения, контролируется протяжка крепежных элементов противовесов, дифференциальных болтов. Открытием с обеих сторон крышки нижнего пальца шатуна (НПШ), осуществляется проверка фиксации гайки пальца в подшипнике и визуальный осмотр самого подшипника, устраняется старая смазка и добавляется новая смазка марки «Литол 24». На опоре подшипника балансира открывается крышка опоры, осматривается визуально подшипник, производится поверхностное удаление смазки с крышкой и добавляется новая смазка, а также протяжка крепежных элементов и проверка поворотного шарнира головки балансира. Оценивается работоспособность стопорного фиксатора [15]. После этого протягиваются и смазываются крепежные элементы фиксатора головки балансира и поворотного механизма. Следующим действием проверяется шпоночное соединение шкива и вала электрического двигателя, надежность крепления шкива на конус, устраняются выявленные недостатки, осматривается ведущий и ведомый шкивы, при обнаружении дефектов дают рекомендацию на устранение. Соосности шкивов и натяжения клиновых ремней при необходимости регулируются, и проверяется наличие и исправность кожуха. При неисправности работоспособности штанговращателя производится замена на исправные [16]. Проводится расхаживание винтов и смазка рабочих органов штанговращателя, проверяется наличие и исправность фиксирующих скоб, а также визуальный осмотр канатной подвески на обрыв, при наблюдении обрыва заменяется на новую. Проверяется затяжка болтов и гаек креплений рамы станка-качалки, стойки (пирамиды), площадок обслуживания, лестниц, ограждения, дуг безопасности, состояние фундамента, сварных швов. Наносятся или обновляются инвентарный номер, знаки заземления на раму станка-качалки [17-18].

Проведение технического обслуживания станков-качалок в рамках требований ремонтного цикла повышают в целом технические и экономические показатели эксплуатации скважинных штанговых насосных установок [19-20].

#### Список использованных источников

1 Насибуллин, Б.Р. Анализ эффективности эксплуатации механизированных добывающих скважин на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении [Текст] / Б.Р. Насибуллин, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 202-206.

2 Сулейманов, Р.И. Оптимизация работы штанговой скважинной насосной установки с разобранной штанговой колонной от вязкой скважинной продукции [Текст] / Р.И. Сулейманов, Н.О. Ковалев // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 144-149.

3 Состояние трубопроводной системы ОАО «Роснефть-Юганскнефтегаз» в Мамонтовском регионе [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, В.А. Петров, А.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2012. - Т. 90. - № 4. - С. 71-76.

4 Влияние широкопроходного клапана на подачу глубинного насоса [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Р. Зиянгиров // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 4. – С. 22-27.

5 Миннивалеев, Т.Н. Результаты промысловых испытаний гидромеханического компенсатора давления промывочной жидкости [Текст] / Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 370-375.

6 Пат. 2455452 РФ, МПК E21B17/06. Виброгаситель растягивающих, сжимающих и крутильных колебаний / М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, К.Р. Фахриева. - № 2010149025/03. Заявл. 30.11.10; опубл. 10.07.2012; зарегистр. 10.07.12. – Бюл. № 19.

7 Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и ее капитального ремонта [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.

8 Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2015. – № 6 (45). – С. 14-16.

9 Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 26-29.

10 Модернизация центробежного насоса типа ЦНС 38-220 с установкой подшипников на основе карбида кремния [Текст] / В.А. Петров, С.Н. Фалелюхин, Л.В. Петрова, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 117-122.

11 Мазлов, В.Л. Ингибиторная защита трубопроводов [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 188-192.

12 Сулейманов, Р.И. Электрохимическая защита подземных коммуникаций нефтепромыслового оборудования [Текст] / Р.И. Сулейманов, В.Л. Мазлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 144-148.

13 Ковалев, Н.О. Трибометрия как способ прогнозирования ресурса резьбовых соединений буровых труб [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 54-57.

14 Условия, необходимые для формирования компетенции: умение моделировать технические объекты и технологические процессы [Текст] / М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, Р.Г. Хабибуллина, Т.Н. Миннивалеев // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 88-92.

15 Сулейманов, Р.И. Способы регулирования режимов работы кустовой насосной станции [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.Г. Погорелов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 104-108.

16 Сулейманов Р.И. Основные причины отказов УЭЦН и способы борьбы с ними [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.М. Гареев // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 96-100.

17 Коннов, Ю.Д. Необходимость механизации процессов спускоподъемных операций при проведении текущего и капитального ремонта скважин [Текст] / Ю.Д. Коннов, Д.И. Сидоркин, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 88-91.

18 Галимуллин, М.Л. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно-компрессорных труб НКТ в условиях ООО «Таргин Механосервис» [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 38-43.

19 Садыков, Т.Г. О формировании доходов бюджета муниципального образования [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 3. - С.71-84.

20 Садыков, Т.Г. Экономика и управление производством [Текст]: учебное пособие / Т.Г. Садыков. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.- 149 с.

УДК 622.276

## **УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ БУ 5000/320 ЭК-БМЧ**

Р.М. Габдуллин, Р.И. Сулейманов

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация: В данной статье рассматривается оптимизация работы буровой установки БУ 5000/320 ЭК-БМЧ путем установки усовершенствованной системы верхнего привода. Проанализировав конструкцию, условия работы и технических характеристик нами был выбран верхний привод модели СВП 320ЭЧР грузоподъемностью 320 тонн. Выбранная схема применения верхнего привода наиболее экономически эффективна.

Ключевые слова: свинчивание бурильных труб, промывка скважины и проворачивание бурильных труб, вращение бурильной колонны при бурении, спускоподъемные операции, система верхнего привода.

UDC 622.276

## **IMPROVEMENT OF THE UPPER DRIVE SYSTEM OF DRILLING UNIT BU 5000/320 EC-BMF**

R.I. Suleimanov, R.M. Gabdullin

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

**Abstract:** This article considers the optimization of the operation of the drilling rig BU 5000/320 EC-BMF by installing an advanced top drive system. After analyzing the design, operating conditions and technical characteristics, we selected the top drive of the model 320EF with load capacity 320 tons. The selected scheme for using the top drive is the most cost-effective.

**Keywords:** Screwing of drill pipes, flushing of wells and turning of drill pipes, rotation of drill string during drilling, tripping operations, upper drive system.

Данная работа предложена с целью оптимизации работы буровой установки, путем установки усовершенствованной системы верхнего привода. Совершенствование БУ 5000/320 ЭК-БМЧ позволяет значительно сократить время бурения.

При проведении вертикальных скважин, сложных по геологическим условиям и с большой степенью обрушения пород, и как следствие с возможным прихватом бурового инструмента. При этом время затрачиваемое на простой, связанный с необходимостью наращивания очередной свечи должно быть минимальным для уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации. Одним из таких механизмов, обеспечивающих требования технологии проводки сложных скважин, является система верхнего привода

В России системами верхнего привода, по желанию потребителей, могут оснащаться буровые установки, выпускаемые ОАО «Уралмаш», где впервые решены технические задачи совмещения работы верхнеприводной системы и средств механизации спуско-подъемных операций, что выводит создаваемые установки в разряд лучших образцов. Верхний привод СВП 320ЭЧР является наиболее компактным из предлагаемой серии электрических приводов. Предназначены для использования на небольших А-образных мачтах буровых установок.

Преимущества СВП:

а) Экономия времени на наращивание труб при бурении, т.к. можно использовать свечи длиной 28 м, что позволяет устранить каждые два из трех соединений бурильных труб (Сравнивая два полученных значения времени положенной годовой выработки Скважины глубиной 3900м, получим что буриться она в 3 раза меньше, чем при использовании стандартного оборудования).

б) Уменьшение вероятности прихватов. СВП позволяет в любой необходимый момент времени при спуске или подъеме инструмента в течение 2..3 минут соединить с бурильной колонной и восстановить циркуляцию бурового раствора и вращение бурильной колонны.

в) Расширение (проработка) ствола скважины не только при спуске, но и при подъеме инструмента.

г) Повышение точности проводки скважин при направленном бурении. При использовании отклонителя с гидравлическим забойным двигателем для изменения угла скважины свечу можно удерживать в заданном положении по всей длине.

д) Повышение безопасности буровой бригады. (Меньше соединений труб – меньше травм).

е) Снижение вероятности выброса флюида из скважины через бурильную колонну. Наличие механизированного сдвоенного шарового крана внутреннего превентора позволяет быстро перекрыть внутреннее отверстие в колонне, тем самым предотвратить разлив бурового раствора при отсоединении ствола силового вертлюга от свечи. Вся операция проводится бурильщиком без участия буровой бригады.

ж) Облегчение спуска обсадных труб в зонах осложнений за счет вращения. Возможность вести спуск обсадной колонны с вращением и промывкой обсадных труб при добавлении специального переводника для обсадных труб.

з) Повышение качества керна. Бурение на всю длину свечи без наращивания однотрубками улучшает качество кернов, снижает число рейсов.

и) Обеспечение точного крутящего момента при свинчивании и докреплении резьб. Использование электродвигателя постоянного тока дает возможность получить точный и плавно меняющийся вращательный момент докрепления для каждого соединения, что увеличивает срок службы бурильной свечи.

Предложенная схема применения СВП, по сравнению со стандартной схемой, наиболее выгодна в экономическом плане.

На данный момент системы верхнего привода являются одними из самых наиболее прогрессивных механизмов, которые в наибольшей степени обеспечивают безопасность работы буровой бригады, безаварийность работ при бурении сложных в геологическом отношении скважин, обеспечивают скорость проходки скважин и удобство в работе.

#### Список использованных источников

1. Пат. 2198288 Российская Федерация, МПК 7Е 21В 43/20 А. Способ закачки жидкости в нагнетательные скважины и устройство для его осуществления [Электронный ресурс] / Хабибуллин М.Я.; патентообладатели Султанов Б.З., Тухтеев Р.М., Хабибуллин М.Я., Туйгунов М.Р. - № 99121394/03; заявл. 12.10.2011; опубл. 10.02.2003, Бюл. №4. – Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).

2. Пат. 2241825 Российская Федерация, МПК Е21В43/18. Устройство для закачки жидкости [Электронный ресурс] / Хабибуллин М.Я.; патентообладатели Гиляев Гани Гайсинович, Тухтеев Ринат Мухаметович, Хабибуллин Марат Яхиевич, Ибраев Ринат Ахмадулович. - № 2003104370/03; заявл. 13.02.2003; опубл. 10.12.2004, Бюл. №34. – Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).

3. Хабибуллин, М.Я. Исследование процессов влияния давления и частоты импульсов на проникновение жидкости в песчаных образцах [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.Р. Шангареев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 120-125.

4. Хабибуллин, М.Я. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкостей в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Д.И. Сидоркин // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – Т. 3. – № 3. – С. 27-32.

5. Хабибуллин, М.Я. Разработка вибротехники для эффективной закачки жидкости в нефтяной пласт [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Хабибуллин Марат Яхиевич. – Уфа, 1999. – 23 с.

6. Хабибуллин, М.Я. Экспериментально-теоретические исследования вытеснения нефти водой, с циклически изменяющейся амплитудой [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 6. – С. 233-241. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

7. Хабибуллин, М.Я. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 3. – С. 16-21.

8. Хабибуллин, М.Я. Лабораторно-теоретические исследования работы двухбалансирной конструкции устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, Д.И. Сидоркин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 5. – С. 109-113.

9. Хабибуллин, М.Я. Лабораторная установка по исследованию процессов при импульсной закачке жидкостей в пласт [Текст] / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов, Р.Я. Абдюкова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 2. – С. 14-16.

10. Петров, В.А. Эффективность применения колтюбинговой технологии в условиях НГДУ "Туймазанефть" [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин //

Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции (Октябрьский, 25 марта 2014 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – С. 375-378.

11. Хабибуллин, М.Я. Оборудование подземной установки скважинного штангового насоса [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, В.А. Петров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 63 с.

12. Хабибуллин, М.Я. Параметры неустановившегося движения закачиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств [Электронный ресурс] / М.Я.Хабибуллин, И.Г. Арсланов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2014.-№ 1. - С. 148-165.– Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

13. Хабибуллин, М.Я. Компетенция и компетентность в подготовке инженеров технических вузов [Текст] / М.Я.Хабибуллин // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 220-225.

14. Хабибуллин, М.Я. Повышение эффективности методов заводнения в системе поддержания пластового давления [Текст] / М.Я.Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции (Октябрьский, 25 марта 2014 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - С. 392-397.

15. Петров, В.А. Установки для замера дебита скважины [Текст]: учебное пособие / В.А. Петров, М.Я. Хабибуллин, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 76 с.

16. Насос штанговый с устройством демпфирования в конструкции клапанного узла [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, М.Я. Хабибуллин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2016. - № 4. - С. 21-24.

17. Арсланов, И.Г. Расчёты в теоретической и прикладной механике [Текст]: учебное пособие / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 94 с.

18. Арсланов, И.Г. Информационные технологии в расчетах нефтепромыслового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин // Научное обозрение. -2015. - №6. -С.74-83.

19. Арсланов, И.Г. Применение электронных таблиц в расчетах нефтегазопромыслового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 10-13

УДК 622.276

### **ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ПОДЪЕМНЫХ АГРЕГАТОВ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ООО «ОЗНПО», АНК «БАШНЕФТЬ»**

М. Л. Галимуллин, Л. М. Зарипова, Р.А. Шагалиев  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: Значительное увеличение добычи нефти и газа осуществляется не только за счет ввода в эксплуатацию новых месторождений, но вследствие повышения эффективности эксплуатации уже освоенных. Важнейшей группой нефтепромыслового оборудования является агрегаты для текущего подземного ремонта скважин, капитального ремонта и их освоения, агрегаты для промывания скважин, вышки и мачты, инструмент и средства механизации трудоемких процессов, без которых невозможна бесперебойная

эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Для производства ремонтов применяют различные передвижные подъемные установки и агрегаты.

Ключевые слова: агрегаты, аварии, подземный ремонт скважин, дефектоскопия

UDC 622.276

**HANGED UNITS CAPITAL REPAIR TECHNOLOGICAL PROCESSES  
OPTIMIZATION FOR UNDERGROUND OIL WELLS REPAIR IN THE  
CONDITIONS OF OZNPO LLC, ANK BASHNEFT**

M.L. Galimullin, L.M. Zaripova, R.A. Shagaliev  
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)

**Abstract:** A significant increase in oil and gas production is not only due to the commissioning of new fields, but due to the increased efficiency of the exploitation of already developed ones. The most important group of oilfield equipment is the units for the current underground repair of wells, major repairs and their development, units for flushing wells, towers and masts, tools and means for mechanizing labor-intensive processes, without which the uninterrupted exploitation of oil and gas fields is impossible. For repairs manufacture, various mobile lifting equipment and units are used.

**Keywords:** aggregates, accidents, underground well repair, defectoscopy

В подразделении АНК «Башнефть» для подземного ремонта нефтяных скважин широко применяются агрегаты А2–32, А–40, А–50. Эти агрегаты базируются на производственных площадях Управления технологического транспорта (УТТ) и соответственно обслуживаются там же.

Так сложилось годами, что в основном там уделялось больше внимания на техническое состояние ходовой части и двигателя агрегата. А технологическая часть, т.е. верхнее оборудование (мачта, талевая система, лебедка, пневмосистема, гидравлическая система) ремонтировалось силами УТТ в непригодных для этого цехах. Этим и можно было объяснить нарушения и далее аварии (падали мачты подъемных агрегатов, имелись серьезные замечания со стороны контролирующих органов, таких как Госгортехнадзор).

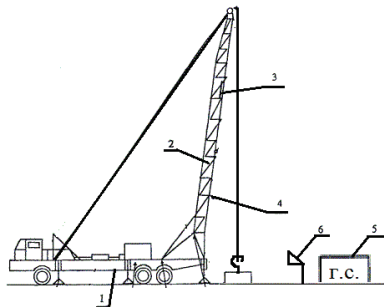
Для подземного ремонта скважин, не оборудованных стационарными вышками, применяют подъемные установки — агрегаты, представляющие собой смонтированные на транспортной базе лебедку, вышку с талевой системой и прочим оборудованием и инструментом. С их помощью при подземном ремонте на скважинах проводят операции, связанные со спуском или подъемом внутри-скважинного эксплуатационного оборудования, а также оборудования различного рода, используемого при проведении технологических операций. Когда скважина оборудована стационарной вышкой, применяют подъемные лебедки, смонтированные на транспортной базе. Вышка во время транспортировки укладывается в горизонтальное положение, а при работе на скважине переводится в наклонное с незначительным отклонением от вертикали. В рабочем положении вышка установки расчаливается [1-10].

Применяемые при подземном ремонте агрегаты подразделяют на агрегаты, предназначенные для текущего и капитального ремонтов. Последние обладают более высокой грузоподъемностью и помимо оборудования, предназначенного для текущего ремонта, могут быть оборудованы также промывочным насосом, ротором, вертлюгом и другими устройствами для вращения колонны.

Исходя из сложившейся ситуации было принято решение в АНК «Башнефть» поручить ОЗНПО организовать специализированный по капитальному ремонту подвешенных агрегатов всех типоразмеров применяемых в компании. Эта задача была решена в ОЗНПО. Для этого был создан специализированный цех не только по

капитальному ремонту подвешенных агрегатов для капитального ремонта нефтяных скважин, но и продлевать срок их службы. Вся эта задача решала и оптимизацию затрат в части капитального ремонта подвешенных агрегатов.

Оптимизация затрат складывалась из того, что все узлы и детали после некой разборки агрегата проходит дефектоскопию не только визуально и инструментально, но и приборами неразрушающего контроля, которое выполняют специалисты лаборатории завода. После сборки узлов агрегата, каждый из них проходит испытание на специализированных стендах, и только после этого собирался агрегат и испытывался на специальном стенде рисунок 1.



1 – агрегат на испытательном стенде; 2 – мачта; 3, 4 – маяки контрольные; 5 – гидростанция для испытания мачты агрегата; 6 – теодолит

Рисунок 1 – Испытательный стенд агрегата для подземного ремонта после капитального ремонта

После капитального ремонта, агрегат для подземного ремонта скважины, разворачивается на стенде и весь процесс испытания (нагрузка на крюк, время выдержки, результаты по замерам состояния мачты и т.д.) выдает система АСУ. Весь комплекс работ по капитальному ремонту агрегатов и его испытания позволяет продлить срок эксплуатации на 3 года.

Это позволило АНК «Башнефть» оптимизирова затраты на капитальный ремонт сократить затраты на ремонт и сократить закупку новых подвесных агрегатов и в результате снизить стоимость добычи нефти.

#### Список использованных источников

1. Галеев, А.С. Установки для бурения глубоких скважин [Текст]: учебное пособие / А.С. Галеев, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 156 с.
2. Подготовка студентов на базовой кафедре «Нефтепромысловые машины и оборудование» в ООО «ОЗНПО» [Текст] / М.Л. Галимуллин, Р.И. Сулейманов, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 68-72.
3. Мухаметшин, В.Ш. О состоянии и перспективах развития научной деятельности в филиале Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 4-50.

4. Сатыева, Ю.П. Совершенствование очистки нефтесборных и насосно-компрессорных труб от АСПО [Текст] / Ю.П. Сатыева, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов Международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 133-139.

5. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно-компрессорных труб НКТ в условиях ООО «Таргин Механо-сервис» [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 38-43.

6. Миннивалеев, А.Н. Совершенствование очистки насосно-компрессорных труб от асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) [Электронный ресурс] / А.Н. Миннивалеев, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 2. – С. 218-226. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

7. Хабибуллин, М.Я. Параметры неустановившегося движения заканчиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 1. – С. 148-165. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

8. Обоснование основных параметров виброгасителя установки электроцентробежного насоса [Текст] / М.С. Габдрахимов, К.Р. Фахриева, Л.М. Зарипова, Т.Н. Шамсутдинов // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 7. – С. 43-49.

9. Вибрационные устройства для очистки внутренней поверхности нефтепромысловых труб [Текст] / Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, А.Н. Миннивалеев, Э.Р. Васильева // Научные труды SWorld. – 2013. – Т. 14. – № 4. – С. 30-37.

10. Зайнагалина, Л.З. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Зайнагалина Л.З., Казаченок В.В., Алчинова А.Ю., Галеева Г.Г. // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. –Т.2.– С. 40-44.

11. Зайнагалина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев / Современные технологии в нефтегазовом деле–2016: сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2 –х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 44-50.

12. Устройство для бурения скважин / Габдрахимов М.С., Зайнагалина Л.З., Зарипов А.К., Сулейманов Р.И. патент на изобретение RU 2425950 26.04.2010.

УДК 622.276

## **УЛУЧШЕНИЕ СХЕМЫ ОГНЕПРЕГРАДИТЕЛЯ АВТОЦИСТЕРНЫ АЦЭ - 6,6**

А.С. Гаркин, Р.И. Сулейманов

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: В данной статье рассматривается агрегат АЦЭ - 6,6, предназначенный для кратковременного хранения, транспортировки и дозированной выдачи жидких продуктов. В усовершенствовании автоцистерны предлагается: заменить гидрозатвор, работающий на жидкости, на конструкцию огнепреградителя сухого типа. В результате такой конструкции увеличивается межремонтный период системы эжекции агрегата.

Ключевые слова: Автоцистерна, огнепреградитель, пластина, продукт сгорания.

UDC 622.276

## **IMPROVEMENT SCHEME FIRE PROTECTOR TANK TRUCK ACE - 6,6**

R.I. Suleymanov, A.S. Garkin

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

**Abstract:** This article deals with the ACE - 6,6 unit intended for short-term storage, transportation and dispensing of liquid products. In the improvement of the tanker, it is proposed: to replace the fluid shutter, which works on a liquid, with the design of a dry-type fire suppressor. As a result of this design, the overhaul period of the unit's ejection system is increased.

**Keywords:** Tank truck, flame retardant, plate, combustion product.

Агрегат АЦЭ - 6,6 предназначен для сбора и транспортирования конденсата, нефти, нефтепродуктов и жидкостей (кроме СУГ) с упругостью паров до 350 мм.рт.ст. с поверхности земли, из приямков и заглубленных ёмкостей в условиях умеренного неагрессивных технологических макроклиматического района по ГОСТ 16350-80 [1-8].

Рассматривая существующие конструкции огнепреградителей, выберем наиболее простую и надёжную.

Главной целью сухих огнепреградителей базируется на ликвидации огня в нешироких каналах, что, в соответствии с концепцией распространения огня происходят тепловые утраты из области протекания реакций к стенкам канала [6-12]. Чем теснее канал, по которому распространяется огонь, тем больше его поверхность, приходящаяся на единицу массы горючей смеси, а из этого следует, и большие утраты тепла из области протекания реакции. В канале, размер которого доходит до определенной критической величины, тепловые утраты настолько сокращают скорость огня, что последующее его распространение будет неосуществимым [16-20].

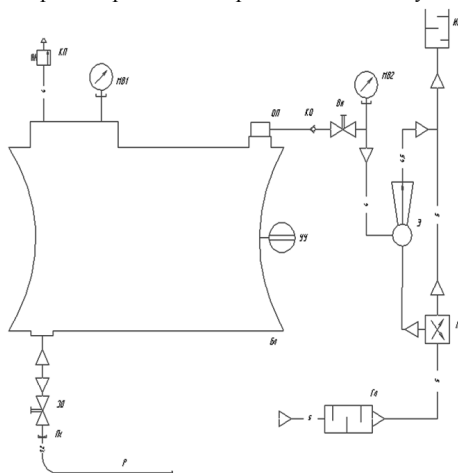
Продуктивная деятельность огнепреградителя находится в зависимости в основном от диаметра гасящих каналов и не сильно зависит от их длины. Длину каналов необходимо принимать во внимание в тех случаях, если через огнепреградитель должно проходить существенное число продуктов сгорания с высокой температурой, так как есть угроза, что они могут подпалить горючую смесь по иную сторону огнепреградителя [12-17]. Помимо этого, огнепреградитель с целью локализации детонационного горения обязаны обладать огромной механической прочностью, так как при детонации давление увеличивается в несколько десятков раз, а ударная волна имеет огромную разрушительную силу [11-15]. Пневмогидравлическая схема агрегата АЦЭ-6,6 представлена на рисунке 1.

Сухие огнепреградители классифицируют по виду огнепреграждающего элемента. Различают [9-16]:

- с посадкой из гранулированных материалов;
- касетные с прямыми каналами;
- сетчатые;
- из металокерамики и металловолокна.

Исследовав конструкции абсолютно всех видов огнепреградителей останавливаем свой выбор на огнепреградителе касетного типа, так как в этом огнепреградителе малы утраты напора газо-воздушной смеси, наибольшая протяженность каналов и простота конструкций. Касетный огнепреградитель состоит из корпуса, внутри которого находится огнепреграждающая кассета из гофрированных и плоских металлических лент, плотно свитых в рулон таким образом, что в нём образуются вертикальные узкие каналы [8-14].

Одной из разновидностей огнепреградителей данного типа является пластинчатый огнепреградитель, в котором кассета представляет собой пакет из плоскопараллельных металлических пластин со строго определённым расстоянием между ними [1-4].



1 – нефть, конденсат; 2 – вода; 4 – смесь газозвдушная; 5 – газы выхлопные; Бл – цистерна; Вн – клапан (вентиль); Гл – глушитель шума; Зд – задвижка клиновая; ИГ – искрогаситель; КО – клапан обратный; КП – клапан предохранительный; МВ1 – мановакуумметр радиальный; МВ2 – мановакуумметр осевой; ОП – огнепреградитель; П – переключатель; Пх – переходник; Р – рукав; УУ – указатель уровня; Э – эжектор.

Рисунок 1 – Схема пневмогидравлическая агрегата АЦЭ-6,6

Благодаря такой конструкции повышается пожаробезопасность, увеличивается межремонтный период системы эжекции агрегата с 4380 часов до 17520 часов.

#### Список использованных источников

1. Бухарин Н.А. Автомобили / Н.А. Бухарин. - М.: Машиностроение, 1965.-360с.
2. Пат. 2198288 Российская Федерация, МПК 7Е 21В 43/20 А. Способ закачки жидкости в нагнетательные скважины и устройство для его осуществления [Электронный ресурс] / Хабибуллин М.Я.; патентообладатели Султанов Б.З., Тухтеев Р.М., Хабибуллин М.Я., Туйгунов М.Р. - № 99121394/03; заявл. 12.10.2011; опубл. 10.02.2003, Бюл. №4. – Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).
3. Пат. 2241825 Российская Федерация, МПК Е21В43/18. Устройство для закачки жидкости [Электронный ресурс] / Хабибуллин М.Я.; патентообладатели Гилаев Гани Гайсинович, Тухтеев Ринат Мухаметович, Хабибуллин Марат Яхиевич, Ибраев Ринат Ахмадуллович. - № 2003104370/03; заявл. 13.02.2003; опубл. 10.12.2004, Бюл. №34. – Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).
4. Хабибуллин, М.Я. Исследование процессов влияния давления и частоты импульсов на проникновение жидкости в песчаных образцах [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.Р. Шангареев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.- 2016.- № 4.- С. 120-125.
5. Хабибуллин, М.Я. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкостей в скважину [Текст] / М.Я.

Хабибуллин, Д.И. Сидоркин // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР.- 2016.- Т. 3.- № 3.- С. 27-32.

6. Хабибуллин, М.Я. Разработка вибротехники для эффективной закачки жидкости в нефтяной пласт [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Хабибуллин Марат Яхиевич. – Уфа, 1999. – 23 с.

7. Хабибуллин, М.Я. Экспериментально-теоретические исследования вытеснения нефти водой, с циклически изменяющейся амплитудой [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».- 2012.-№ 6. - С. 233-241. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

8. Хабибуллин, М.Я. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016.- № 3.- С. 16-21

9. Хабибуллин, М.Я. Лабораторно-теоретические исследования работы двухбалансирной конструкции устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, Д.И. Сидоркин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.- 2016.- № 5.- С. 109-113.

10. Хабибуллин, М.Я. Лабораторная установка по исследованию процессов при импульсной закачке жидкостей в пласт [Текст] / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов, Р.Я. Абдюкова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016.- № 2.- С. 14-16.

11. Петров, В.А.. Эффективность применения колтюбинговой технологии в условиях НГДУ "Туймазанефть" [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции (Октябрьский, 25 марта 2014 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – С.375-378.

12. Хабибуллин, М.Я. Оборудование подземное установки скважинного штангового насоса [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, В.А. Петров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 63 с.

13. Хабибуллин, М.Я. Параметры неустановившегося движения закачиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».- 2014.-№ 1. - С. 148-165.– Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

14. Хабибуллин, М.Я. Компетенция и компетентность в подготовке инженеров технических вузов [Текст] / М.Я. Хабибуллин //Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 220-225.

15. Хабибуллин, М.Я. Повышение эффективности методов заводнения в системе поддержания пластового давления [Текст] / М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции (Октябрьский, 25 марта 2014 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - С. 392-397

16. Петров, В.А.. Установки для замера дебита скважины [Текст]: учебное пособие / В.А. Петров, М.Я. Хабибуллин, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 76 с.

17. Насос штанговый с устройством демпфирования в конструкции клапанного узла [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, М.Я. Хабибуллин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016.- № 4.- С. 21-24.

18. Арсланов, И.Г.. Расчёты в теоретической и прикладной механике [Текст]: учебное пособие / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 94 с.

19. Арсланов, И.Г. Информационные технологии в расчетах нефтепромыслового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин // Научное обозрение.- 2015.- №6.- С. 74-83.

20. Арсланов, И.Г. Применение электронных таблиц в расчетах нефтегазопромыслового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 10-13.

УДК 622.24.054

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА ЗА СЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ ТИПА И ЧАСТОТЫ КОЛЕБАНИЙ ВИБРАЦИОННОГО СИТА**

А.В. Голенко  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. Вибрационные сита - самое распространенное средство очистки бурового раствора. От эффективности их работы зависит производительность и долговечность бурового оборудования.

Ключевые слова: вибросито, очистка бурового раствора, эффективность очистки, пропускная способность вибросита, тип колебаний, частота колебаний, однонаправленные эллиптические траектории колебаний виброрама.

UDC 622.24.054

### **IMPROVING THE EFFICIENCY OF CLEANING DRILLING MUD BY CHANGING THE TYPE AND FREQUENCY OF OSCILLATION OF THE VIBRATING SIEVES**

A.V.Golenko  
(FSBEI HE USPTU, assistant)

Abstract. Shale shaker is the most widespread means of purification of drilling mud fluid. Productivity and durability of a drilling equipment depends on efficiency of their work.

Keywords: shale shaker, drilling mud cleaning, efficiency of cleaning, flow capacity of shale shaker, mode of vibration, vibratory frequency, unidirectional elliptic trajectories of fluctuations of a vibroframe.

Частицы выбуренной породы в буровом растворе значительно влияют на производительность и долговечность работы долот, турбобуров, другого оборудования, именно поэтому следует поддерживать высокий уровень очистки бурового раствора. Эффективность его очистки вибрационными ситами зависит от размера ячеек сетки, пропускной способности, количества используемых вибросит. Предельный размер удаляемых виброситом частиц шлама составляет 100-150 мкм, так как при использовании более мелкой сетки пропускная способность вибросита уменьшается настолько, что становится недопустимой при современной технологии бурения скважин. Помимо размера удаляемых частиц шлама на пропускную способность вибросита влияют тип бурового раствора, его пластическая вязкость [2,3].

Возможно, повысить эффективность очистки за счет изменения типа и частоты колебаний вибрационного сита.

Тип колебаний, применяемый на вибрационном сите, влияет на скорость транспортировки шлама, скорость износа ситовой поверхности, качество просеивания.

При линейном типе колебаний пропускная способность вибрационного сита по раствору (просачивание) и по шламу (скорость выноса) – достаточно высоки. При этом

сбалансировано-эллиптические колебания позволяют лучше осушить шлам, меньше влияют на его разбивание, на сетке, тем самым приводят к увеличению срока эксплуатации сетки [4,5].

Хорошие показатели эффективности имеют вибрационные сита с однонаправленными эллиптическими траекториями колебаний. Получить однонаправленные эллиптические траектории колебаний виброрамы возможно пространственным расположением вибраторов, добавлением третьего вибратора к имеющимся двум на обычном линейном вибросите, подбором положения по отношению к центру тяжести виброрамы двух параллельно расположенных разных по вынуждающей силе вибраторов [6].

Компания M-I SWACO предлагает вибросито двойного действия Mongoose PT. В нем объединяются технологии линейного и сбалансированного эллиптического движений. При смене условий бурения вибросито Mongoose PT может быть отрегулировано «находу: простым щелчком переключателя на блоке управления линейное движение вибросита изменяется на сбалансированное эллиптическое. При этом нет необходимости приостанавливать устройство или прекращать его работу. При функционировании вибросита в умеренном режиме сбалансированного эллиптического движения воздействие сил перегрузки на шлам снижается, время пребывания частиц на ситовых панелях увеличивается, твердая фаза становится суше, показатели восстановления бурового раствора улучшаются, срок службы ситовых панелей увеличивается, сокращаются эксплуатационные расходы, в целом повышается эффективность очистки.

Костюк А.И. в своих работах предлагает повысить эффективность очистки бурового раствора вибрационными ситами путем замены низкооборотных вибраторов, работающих на частоте 25 Гц, на высокооборотные вибраторы, работающие на частоте 50 Гц, с сохранением величины виброускорения рамы вибрирующей вибросита [1].

#### Список использованных источников

1. Голенко А.В., Ямалиев В.У. Основные направления совершенствования вибрационных сит // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн./УГНТУ. 2016. №6. С.23-40.
2. О необходимости учета вибрации при конструировании элементов бурильной колонны /М.Ф. Заляев В.У. Ямалиев, Е.М. Абуталипова, А.Н. Авренюк// Химическое и нефтегазовое машиностроение, 2016. №9. С.45-48.
3. Ишемгузин Е.И., Ямалиев В.У., Султанов Б.З. Использование спектра колебаний давления промывочной жидкости для оценки технического состояния долота при турбинном бурении// Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1989. № 5. С. 31-34.
4. Ямалиев В.У., Имаева Э.Ш., Салахов Т.Р. О возможности распознавания технических состояний глубинного бурового оборудования// Нефтегазовое дело. 2005. Т. 3. С. 127-132.
5. Ишемгузин И.Е., Ямалиев В.У., Ишемгузин Е.И. Диагностирование объектов нефтегазодобычи при случайных колебаниях технологических параметров бурения// Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9. № 3. С. 17-20.
6. Салахов Т.Р., Ямалиев В.У. Обеспечение диагностирования состояния породоразрушающего инструмента в процессе бурения нефтегазовых скважин (на примере скважин Туймазинского управления буровых работ)// Нефтегазовое дело. 2010. Т. 8. № 2. С. 45-50.

**ДИАГНОСТИРОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ И ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО  
РЕСУРСА ОПОР ШАРОШЕЧНОГО ДОЛОТА**

М.С. Головкин  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. Описывается способ оценки остаточного ресурса опор шарошечного долота, основанный на данных полученных во время стендовых испытаний.

Ключевые слова: шарошечное долото, опора долота, оценка остаточного ресурса.

**DIAGNOSTIC OF CONDITION AND EVALUATION  
OF ROLLER CONE BIT RESIDUAL RESOURCE**

M.S. Golovkin  
(FSBEI HE USPTU, graduate student)

Abstract. The article describe evaluation method of roller cone bit residual resource, based on information got from stand experiments.

Key words: roller cone bit, roller cone bits bearing, evaluation of residual resource.

Шарошечные долота, на сегодняшний день, являются одним из наиболее распространенных типов породоразрушающего инструмента, от долговечности которого напрямую зависят финансовые расходы на строительство скважины. В связи с этим при использовании долота стоит задача максимально полной выработки его ресурса.

Ресурс нового долота может быть приблизительно определен статистическими методами, на основе отработок подобных конструкций долот в сопоставимых условиях бурения. Наиболее сложной и актуальной задачей является диагностирование состояния бывшего в эксплуатации инструмента. Чтобы оценить остаточный ресурс вооружения обычно достаточно сопоставить внешний вид изношенного вооружения с имеющимися у производителя статистическими данными. Гораздо больше трудностей у инженера вызывает оценка остаточного ресурса опоры, состояние которой невозможно определить визуальными методами.

Для решения этой проблемы предлагается диагностировать состояние опоры по косвенному показателю – реактивному крутящему моменту, возникающему при вращении шарошки, с помощью ключа, оснащенного моментометром. Реактивный крутящий момент является наиболее достоверным и информативным индикатором состояний опоры, т.к. его величина практически напрямую зависит от состояния уплотнительного кольца, а стойкость уплотнений при нормальном режиме эксплуатации определяет стойкость и всей опоры. Для реализации этого способа были проведены подконтрольные лабораторные испытания опор для долот диаметром 215,9 мм с одинарным и двойным уплотнительным узлом. Результаты испытаний представлены на рисунке 1. По этим результатам составлена таблица 1, по которой инженер может определить приблизительный остаточный ресурс.

Исходя из результатов стендовых испытаний, можно предположить, что при величине крутящего момента в опоре менее 10-12 Н\*м дальнейшая отработка долота несет повышенные риски, поэтому такие долота можно считать не пригодными для дальнейшего использования.

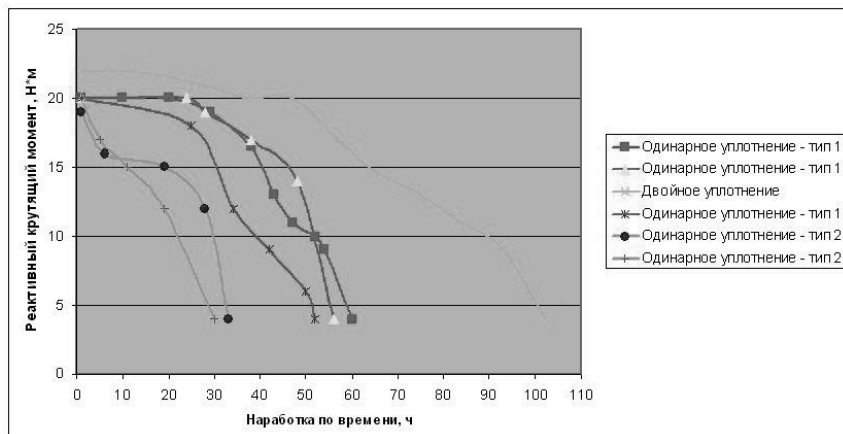


Рисунок 1- зависимость величины крутящего момента от наработки, ч

Таблица 1

| Крутящий момент, Н*м | Остаточный ресурс, %       |                            |                    |
|----------------------|----------------------------|----------------------------|--------------------|
|                      | Одинарное уплотнение тип 1 | Одинарное уплотнение тип 2 | Двойное уплотнение |
| 22                   | -                          | -                          | 90-100             |
| 20                   | 90-100                     | 90-100                     | 50-70              |
| 18                   | 50-70                      | 70-90                      | 40-60              |
| 16                   | 20-50                      | 60-80                      | менее 40           |
| 14                   | менее 50                   | 30-50                      | менее 30           |
| 12                   | менее 40                   | не пригодно                | не пригодно        |
| менее 10             | не пригодно                | не пригодно                | не пригодно        |

Результатом внедрения данного метода диагностирования является возможность оценивать остаточного ресурса шарошечного долота в условиях буровой, или ремонтной базы, а, следовательно, наиболее полно использовать ресурс долота и снизить стоимость строительства скважины.

#### Список использованных источников

1. О необходимости учета вибрации при конструировании элементов бурильной колонны / Заляев М.Ф., Ямалиев В.У., Абуталипова Е.М., Авренюк А.Н. // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2016. №9. С.45-48.
2. Бадретдинов Т.В., Ямалиев В.У. Анализ колебаний бурильной колонны и применения демпфирующих устройств // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2016. №6. С.5-22.
3. Ишемгузин Е.И., Ямалиев В.У., Султанов Б.З. Использование спектра колебаний промывочной жидкости для оценки технического состояния долота при турбинном бурении // Изв. Вузов. Нефть и газ. 1989. №5. С.31-34.

4. Ишемгужин И.Е., Ямалиев В.У., Ишемгужин Е.И. Диагностирование объектов нефтегазодобычи при случайных колебаниях технологических параметров бурения // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9. № 3. С. 17-20.

5. Способ определения работоспособности породоразрушающего инструмента / Ямалиев В.У., Хасанов М.М., Якупов Р.Н., Ишемгужин Е.И., Кузеев И.Р., Солодовников Д.С. // Пат. 2188939 Рос. Федерация МПК7 E21B44/06, E21B44/06. № 2001113974/03; заявл. 25.05.2001; Опубл. 10.09.2002, Бюл. №10.

6. Способ регулирования оптимальной осевой нагрузки на долото при бурении скважин/ Ишемгужин И.Е., Ямалиев В.У., Пашинский В.В., Ишемгужин Е.И., Козлов М.Н., Назаров С.В., Галеев Э.М., Лягов А.В.// Пат. 2124125 Рос. Федерация МПК6 E21B045/00, E21B044. № 97103910/03; заявл. 12.03.1997; Опубл. 27.12.1998, Бюл. №5.

7. Ямалиев В.У., Имаева Э.Ш., Салахов Т.Р. О возможности распознавания технических состояний глубинного бурового оборудования // Нефтегазовое дело. 2005. Т. 3. С.127-132.

УДК 622.276

### **ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЗУБЧАТОЙ ПЕРЕДАЧИ БУРОВОГО РОТОРА Р-560**

А.Ю. Давыдов, Н.В. Давыдов

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. Ротор Р-560 предназначается для бурения глубоких скважин. В статье описывается замена механического привода механизма подачи на гидравлический. Гидропривод ротора имеет плавную регулировку частот вращения и позволяет точно подобрать оптимальные режимы бурения для данного типа пород. Ротор на этой модели установок улучшен, его ресурс увеличен на 110%, за счёт увеличения ширины зубчатого венца и применение новейших методов поверхностной закалки зубчатой пары.

Ключевые слова: ротор, вал, станина, зубчатая передача, гидравлика.

UDC 622.276

### **INCREASE IN RELIABILITY OF THE TOOTH GEARING BORING ROTOR R-560**

A.Y. Davydov, N.V. Davydov

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of  
Oktyabrsky)*

Abstract. Rotor P-560 is intended for drilling 'deep wells'. This article describes the replacement of the mechanical drive of the feed mechanism with a hydraulic one. The hydraulic drive of the rotor has a smooth adjustment of the rotation frequencies and allows you to precisely select the optimal drilling conditions for this type of rock. The rotor on this model of the plant is improved, its life is increased by 110%, due to the increase in the width of the ring gear and the use of the latest methods of surface hardening of the gear pair.

Keywords: rotor, shaft, frame, gear, hydraulics.

Ротор Р-560 предназначен для бурения глубоких скважин.

Стальная станина 1 ротора отлита за одно целое с кожухом ведущего вала (рисунок 1). Внутренняя полость станины служит масляной ванной зубчатой передачи.

Стол 2 ротора представляет собой цельную стальную отливку с центральным отверстием диаметром 560 мм для пропуска бурильного инструмента и колонны обсадных труб и имеет в верхней части квадратный вырез под роторные вкладыши 3.

Между столом ротора и станиной устроено лабиринтное уплотнение, образуемое двумя кольцевыми выемками на столе и соответствующими выступами на станине. Стол ротора имеет в нижней части резьбу, на которую навинчивается гайка 4 нижнего

радиально-упорного подшипника 5, предназначенного для восприятия вертикальных усилий и толчков, а также частичного восприятия горизонтальных усилий, действующих на стол ротора.

Нижняя опора крепится специальной гайкой, которая снабжена передвижной шпонкой 7. Двадцать прорезей в нижней части стола ротора, в которые заходит передвижная шпонка гайки, позволяют регулировать люфт в подшипниках ротора.

Подшипник 5 состоит из двух колец и шариков в стальном сепараторе.

Основная опора 6 представляет собой шаровой радиально-5<sup>г</sup> порный подшипник, на котором вращается стол ротора, воспринимающий нагрузку от веса колонны обсадных или бурильных труб.

Коническая зубчатая передача состоит из конического колеса 8, надетого на стол ротора горячей посадкой, и шестерни 9, насаженной на ведущий вал на шпонке 10.

Передача помещается в масляной ванне, защищенной от проникновения грязи.

Зацепление конической зубчатой пары при сборке регулируется подбором прокладок.

Ведущий вал ротора 11 монтируется на двух двухрядных радиально-сферических роликовых подшипниках 12, помещенных в общем корпусе и обеспечивающих правильную установку и работу конического зацепления.

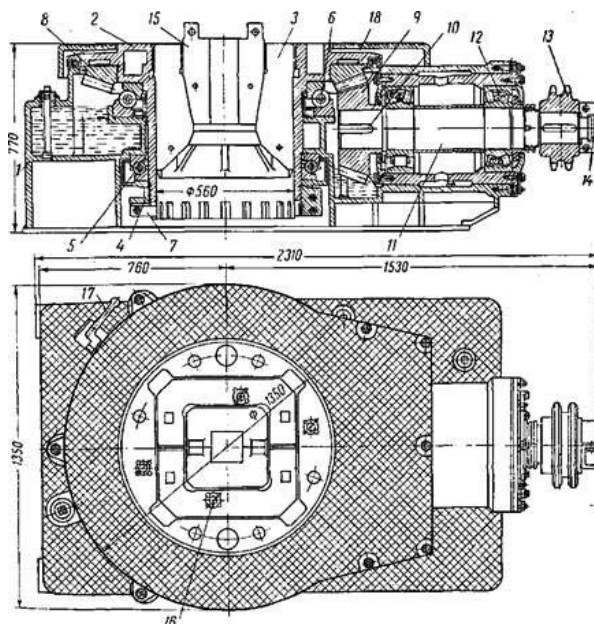


Рисунок 1 - Ротор Р-560

На консольном конце ведущего вала насаживаются сменные цепные колеса 13, приводимые в движение от трансмиссионного вала лебедки. Выступающая головка шпонки цепного колеса закрывается хомутом 14 из двух половин, стягиваемых двумя болтами.

В центральное отверстие стола ротора вставляется вкладыш 3, а в отверстие вкладыша — зажим 15 для рабочей трубы, состоящий из двух половин. Для удержания

вкладыша 3 ротора и зажима 15 при подъеме инструмента или в процессе бурения служат защелки 1,6, вмонтированные в столе ротора.

Остановка стола при отвинчивании долота осуществляется защелкой 17 непосредственно через стол, в котором имеется шесть фрезерованных окон.

Благодаря конструкции кожуха 18 открывающаяся вращающаяся часть стола остается минимальной и на одном уровне со столом создается неподвижная площадка, достаточная для установки элеватора при спуско-подъемных операциях. Кожух обеспечивает также сток грязевого раствора без разбрызгивания, раствор сливается на стол ротора при подъемных операциях.

Передача больших крутящих моментов ротором приводит к износу конической передачи. Резкий стук и толчки во время работы являются следствием повышенного износа или поломки зубьев. Контроль следует начинать с малой шестерни. При износе зуба по толщине на 10–12% модуля, что определяется зубомером, а также при поломке зубьев шестерню заменяют новой, подбирая ее по венцу ротора. Для посадки на вал шестерню нагревают до 100–120 СС. Венец при ремонте не разбирают, так как он сопряжен со столом горячей посадкой. Ремонт сводится к протачиванию поверхностей зубьев по наружному конусу и к подрезке торцов. Выработка по толщине зуба компенсируется толщиной зуба малой шестерни. При поломке зубьев венец заменяют новым. При этом старый венец срезают автогенной горелкой. В собранной конической передаче боковой зазор должен находиться в пределах, оговоренных техническими требованиями.

Проанализировав вышеуказанные недостатки и аварийные узлы буровых роторов, была предложена модель которая представлена на рисунке 2.

Гидропривод ротора имеет плавную регулировку частот вращения и позволяет точно подобрать оптимальные режимы бурения для данного типа пород.



Рисунок 2 – Модель ротора с гидравлическим приводом и улучшенной зубчатой пары.

Ротор на этой модели установки улучшен, его ресурс увеличен на 110%, за счёт увеличения ширины зубчатого венца и применение новейших методов поверхностной закалки зубчатой пары. Замена механического привода механизма подачи на гидравлический позволило расширить диапазон скорости подачи и плавно регулировать подачу инструмента на забой, кроме того в механизме подачи появилась возможность реверса, т.е. можно включив обратное ускоренное направление подачи, поднимать буровую колонну весом до 10 тонн, это даёт возможность применять более простые и

надёжные однобарабанные лебёдки, поскольку необходимость в функции второго барабана утрачивается.

#### Список использованных источников

1. Раабен, А.А. Монтаж и ремонт нефтепромыслового оборудования / А.А. Раабен. - М., «Недра», 2010.
2. Ильский, А.Л., Шмидт А.П. «Буровые машины и механизмы», М., «Недра», 2008.
3. Чупров В.П. Применение забойных телеметрических систем при бурении скважин на азрированной нефти [Текст] / В.П.Чупров, А.Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. /ред.кол.В.Ш. Мухаметшин [и др.]– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013.– С. 49-54.
4. Дарьин В.А. Установка колтюбинговая МК20Т с краном-манипулятором [Текст] / Дарьин В.А., Давыдов А.Ю.// Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2 –х т./ отв. ред.К.Т.Тынчеров.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015.–Т.2.– С. 95-100.
5. Сидоркин, Д.И. Муфта предохранительная обгонная Сидоркин Д.И., Зинатуллина Э.Я., Сафиуллин Р.Р., Лягов А.В. патент на изобретение RU 2334139 29.12.2006.
6. Птицын Г.В. Установление стандартизированного типового режима работы привода с переменной нагрузкой [Текст] / Птицын Г.В., Сидоркин Д.И. // Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования Национальный исследовательский Томский политехнический университет; Редакторы: Кудрин Б.И., Лукутин Б.В., Сайгаш А.С.. 2012. С. 148-149.
7. Шарифуллин, Р.Р. Устройство для разгрузки роторов центробежных секционных насосов от осевых усилий [Текст] / Р.Р. Шарифуллин, Л.З. Зайнагилина, Р.Г. Хабибуллина// Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т./ ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 174-178.
8. Давыдов А.Ю. Насос буровой УНБ-600 с усовершенствованным корпусом [Текст] / Давыдов А.Ю., Шарифуллин И.И. // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т./ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.– С. 35-38.
6. Зайнагилина, Л.З. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Зайнагилина Л.З., Казаченок В.В., Алчинова А.Ю., Галева Г.Г. // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. –Т.2.– С. 40-44.
7. Зайнагилина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагилина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев / Современные технологии в нефтегазовом деле–2016: сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2 –х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 44-50.
8. Алчинова, А.Ю. Современные методы борьбы с экологическими загрязнениями в нефтегазовой отрасли / А.Ю. Алчинова, Л.З. Зайнагилина // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 127-130.

## НАСОС НГ1,6/1,6 С УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫМ РОТОРНЫМ УЗЛОМ

А.Ю. Давыдов, К.А. Александров

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье предлагается использовать лопатку насоса НГ1,6/1,6 нового образца измененной формы поперечного сечения, благодаря чему, увеличивается площадь поверхности лопатки. Так как лопатка скользит по поверхности статора и имеет большую площадь опоры по сравнению с обычной лопаткой, то износ лопатки уменьшается. Это позволяет уменьшить износ пары трения лопатка – статор.

Ключевые слова: лопатка насоса, силицированный графит, площадь поверхности, износ, пара трения лопатка-статор.

UDC 622.27

## PUMP НГ1,6 / 1,6 WITH IMPROVED ROTARY NODE

A.Y. Davydov, K.A. Alexandrov

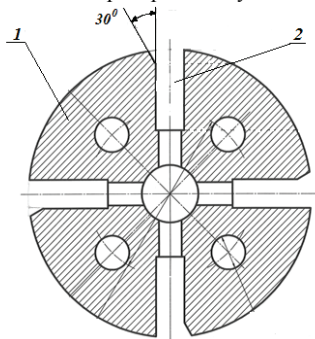
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of  
Oktyabrsky)

Abstract. In this article, it is proposed to use a new blade. The technical solution is achieved by changing the shape of the cross-section, which increases the surface area of the blade. Since the blade slides along the stator surface and has a larger support area than the conventional blade, the blade wear is reduced. This makes it possible to reduce the wear of the friction pair of the blade-stator.

Keywords: paddle pump, siliconized graphite, surface area, wear, friction pair of blade-stator.

Использование в насосе лопаток с увеличенной площадью опоры позволяет уменьшить износ пары трения лопатка – статор. Усовершенствованный насос НГ1,6/1,6 имеет больший по сравнению с обычным насосом межремонтный период. Кроме того, использование этого насоса позволяет уменьшить расходы на техническое обслуживание.

Ротор претерпевает незначительные изменения (рисунок 1). Паза ротора обрабатываются на фрезерном и шлифовальном станках для того, чтобы лопатка, имеющая новую форму располагалась в роторном пазу.

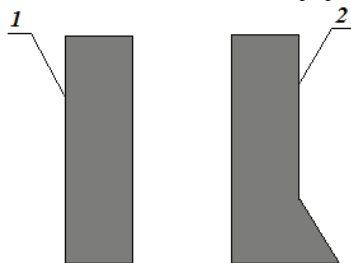


1 – ротор; 2 – паз

Рисунок 1 – Ротор нового образца

Лопатка нового образца отличается по форме от обычной лопатки. Она имеет L-образную форму поперечного сечения, благодаря чему увеличивается площадь поверхности лопатки. Так как лопатка скользит по поверхности статора и имеет большую площадь опоры по сравнению с обычной лопаткой, то износ лопатки уменьшается (рисунок 2).

Лопатка насоса изготавливается из силицилового графита.



1 – лопатка; 2 – лопатка усовершенствованная  
Рисунок 2 – Лопатка насоса

Расчет длины пластин.

Прижатие пластин только за счет центробежной силы возможно при условии:

$$R - r_0 \leq \frac{\alpha^2 \left( r_0 - \frac{l}{2} \right)}{k_{\text{ж}}} \quad (1)$$

где  $k_{\text{ж}}$  – коэффициент, учитывающий силу трения пластин в пазу, определяемый экспериментально ( $k_{\text{ж}} \geq 2$ );

$R$  – больший радиус профиля, мм;

$r_0$  – меньший радиус профиля статора, мм;

$l$  – длина пластины, мм.

Определяем длину пластины:

$$l \leq 2 \left( r_0 - \frac{4k_{\text{ж}}(R - r_0)}{\alpha^2} \right) \quad (2)$$

$$l \leq 2 \left( 25 - \frac{4 \cdot 2(27 - 25)}{0,873^2} \right)$$

$$l \leq 23 \text{ мм}$$

Принимая зазор между поверхностью статора, описанной малым радиусом  $r_0$  и поверхностью ротора, описанной радиусом  $r_p$ , равным 1 мм, получаем, что радиус ротора равен:

$$r_p = r_0 - 1 = 24 \text{ мм} \quad (3)$$

Тогда, наибольшая длина, выступающей из ротора части пластины  $l_1$  равна:

$$l_1 = R - r_{\delta} \quad (4)$$

$$l_1 = 27 - 24 = 3 \text{ мм}$$

Т.к. для нормальной работы насоса необходимо обеспечить  $\frac{l_1}{l_2} \leq 0,89$

где  $l_2$  – наименьшая длина части пластины, находящейся в пазу ротора

$$\frac{l_1}{l_2} \leq 0,89 \quad (5)$$

Окончательно принимаем  $l = 13 \text{ мм}$ ,  $l_2 = l - l_1 = 10 \text{ мм}$ ,

Тогда  $\frac{l_1}{l_2} = \frac{3}{10} = 0,3 < 0,9$ .

Расчет угла наклона пластин.

Максимальный допустимый угол наклона пластин по отношению к радиусу R:

$$\zeta = \frac{1}{2} \arctg \left( \frac{4}{\alpha} \cdot \frac{R - r_0}{R + r_0} \right) \quad (6)$$

где  $R$  – больший радиус профиля, мм;

$r_0$  – меньший радиус профиля статора, мм;

$$\zeta = \frac{1}{2} \arctg \left( \frac{4}{0,837} \cdot \frac{27 - 25}{27 + 25} \right) = 3,41^\circ$$

При этом угол  $\theta$  наклона пластин относительно радиуса ротора связан с  $\zeta$ , как:

$$\sin \zeta = \frac{r_p}{R} \sin \theta \quad (7)$$

Принимаем  $\theta = 4^\circ$ ,  $\zeta = 3,41^\circ$

$$\zeta = \arcsin \left( \frac{r_\delta}{R} \sin \theta \right) \quad (8)$$

$$\zeta = \arcsin \left( \frac{25}{27} \sin 4^\circ \right) = 3,71^\circ.$$

Надёжность работы пластин в смысле предотвращения заклинивания тогда определяется как:

$$K = \frac{\operatorname{tg} 22^\circ}{\operatorname{tg} \zeta} = \frac{\operatorname{tg} 22^\circ}{\operatorname{tg} 3,68^\circ} = 6,28 > 1 \quad (9)$$

Расчет угла скоса верхней кромки пластины.

Угол скоса верхней кромки пластины:

$$\lambda = \arctg \left( \frac{4}{\alpha} \cdot \frac{R - r_0}{R + r_0} \right) - \frac{180^\circ}{\pi} \cdot \frac{b}{R + r_0} + \Delta \nu \quad (10)$$

где  $\Delta \nu$  – запас по углу,  $\Delta \nu$  должно быть не менее  $10^\circ$ ;

$b$  – толщина пластины, мм, согласно рекомендациям, принимаем  $b = 1,5 \text{ мм}$

$R$  – больший радиус профиля, мм;

$r_0$  – меньший радиус профиля статора, мм;

$$\lambda = \arctg \left( \frac{4}{0,837} \cdot \frac{27 - 25}{27 + 25} \right) - \frac{180^\circ}{3,14} \cdot \frac{1,5}{27 + 25} + 10 = 27,7^\circ \quad (11)$$

Принимаем  $\lambda = 30^\circ$ .

Таким образом, использование в насосе лопаток с увеличенной площадью опоры, позволяет уменьшить износ пары трения лопатка-статор. Усовершенствованный насос НГ1,6/1,6 имеет больший межремонтный период. Увеличивается срок эксплуатации оборудования.

#### Список использованных источников

1. Дунаев П.Ф. Конструирование узлов и деталей машин: Учебн. пособие для техн. спец. вузов/П.Ф.Дунаев, О.П.Пеликов.- М.: Высш. шк., 2000.- 447 с.
2. Сабитова, А.И. Повышение эффективности эксплуатации фонда скважин, осложненного выносом механических примесей, на ардатовском месторождении [Текст] / А.И. Сабитова, А.Ю. Давыдов // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.–Т.1.– С. 243-246.
3. Яппаров, Р.Р. Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами в условиях туймазинского месторождения нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть» [Текст] / Р.Р. Яппаров А.Ю. Давыдов // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т./ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. –Т.1.–С. 326-330.
4. Исследование работы электроцентробежного насоса в «правой» зоне [Текст] / И.Г.Фаттахов, Р.Р. Кадыров, А.М. Зиятдинов, А.Ю. Давыдов, В.О.Червяков // Современные проблемы науки и образования.– 2015.– № 1-2.– С. 75.
5. Гиниятуллин, И.К. Усовершенствование гидрозащиты электро-центробежного насоса ЭЦНМ-50-1300 [Текст] / И.К. Гиниятуллин, А.Ю. Давыдов // Материалы 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 3-х т./отв. ред. К.Т. Тынчеров - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013.-Т.2.- С. 43-46.
6. Зайнагалина, Л.З. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Зайнагалина Л.З., Казаченок В.В., Алчинова А.Ю., Галеева Г.Г. // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. –Т.2.– С. 40-44.
7. Зайнагалина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев / Современные технологии в нефтегазовом деле–2016: сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2 –х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 44-50.
8. Техника и технологии для диагностики промысловых и магистральных нефтегазопроводов [Текст] / Д.И.Сидоркин, Тоан Ле. Х., Е.С.Смольников, Р.Р. Габдусабиров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2.– С. 81-85.
9. Алчинова, А.Ю. Современные методы борьбы с экологическими загрязнениями в нефтегазовой отрасли / А.Ю. Алчинова, Л.З. Зайнагалина // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 127-130.

УДК 622.276

#### **ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОДАЧИ СМАЗКИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО КЛЮЧА ГКШ-1200М**

А.Ю. Давыдов, Э.М. Гималов

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье рассматривается гидравлический ключ ГКШ-1200М, предназначенный для свинчивания и развинчивания бурильных труб и НКТ. Предлагается автоматизировать процесс смазки данного ключа. В результате оптимизации процесса смазки улучшается качество смазки, сокращается время на обслуживание.

Ключевые слова: гидравлический ключ, смазка, автоматизация смазки

UDC 622.276

## OPTIMIZATION OF THE SYSTEM OF GREASING LUBRICATION OF HYDRAULIC KEY GKSH-1200M

A.Y. Davydov, E.M. Himalov

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of  
Okt'yabrsky)*

Abstract. In this article, the hydraulic key GKSH-1200M is designed for screwing and unscrewing drill pipes and tubing. It is proposed to automate the process of lubricating this key. As a result of optimization of the lubrication process, the quality of lubrication is improved, and the time for servicing is reduced.

Keywords: hydraulic key, lubrication, lubrication automation.

Гидравлический ключ ГКШ-1200 предназначен для быстрого, безопасного, точного свинчивания и развинчивания бурильных, насосно-компрессорных труб.

Чтобы содержать ключ ГКШ в исправном состоянии, необходимо смазывать элементы, подверженные трению при определенной наработке (ключ ГКШ имеет 25 точек смазки, которые необходимо смазывать каждые 36 моточасов). [1]

Если не проводить смазку ключа ГКШ своевременно, это повлечет преждевременный выход оборудования из строя. Смазочные операции создают потери времени при проведении ремонтных работ на скважине.

Бригады по ремонту скважин по различным причинам не всегда выполняет своевременную смазку гидравлического ключа (данная операция занимает порядка 15 минут, 116 часов в год на одну бригаду. На плановых ремонтах часто выявляется характерный износ несмазанных трущихся деталей, что влечет за собой увеличение стоимости ремонта.

Цель предлагаемой оптимизации - улучшить качество смазки ключа без потери времени.

Достичь этого предлагается при помощи автоматизации процесса смазки ключа ГКШ (рисунок 1).



### Рисунок 1 – Автоматизированная система подачи смазки

Во время работы ключа создается давление, под которым смазка через распределитель, а затем через трубки поступает поочередно на каждую точку смазки. Имеется регулировочный винт, который позволяет управлять подачей смазки в ключ и контролировать ее расход. 1 емкость со смазкой вмещает в себя объем 290 мл, этого объема смазки хватает на 250 моточасов. Процесс замены использованного картриджа занимает порядка 2–3 минут.

#### Список использованных источников

1. Салимгареев Т.Р. Автоматическая подача смазки на ключ ГКШ «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии», приуроченной к 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2016. с. 216-218.
2. Чупров, В.П. Применение забойных телеметрических систем при бурении скважин на аэрированной нефти [Текст] / В.П. Чупров, А.Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции в 3-х т./ ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013.–Т.2.– С. 49-54.
3. методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] /Л.З. Зайнаглина, А.Ю. Алчинова, Г.Г.Галеева В.В. Казаченок // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т./ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.–Т.2.– С. 40-44.
4. Шарифуллин, Р.Р. Устройство для разгрузки роторов центробежных секционных насосов от осевых усилий [Текст] / Р.Р. Шарифуллин, Л.З. Зайнаглина, Р.Г. Хабибуллина /Современные технологии в нефтегазовом деле - 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т./ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 174-178.
5. Птицын, Г.В. установление стандартизированного типового режима работы привода с переменной нагрузкой [Текст] /Г.В. Птицын , Д.И. Сидоркин // Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования.- Национальный исследовательский Томский политехнический университет; Редакторы: Кудрин Б.И., Лукутин Б.В., Сайгаш А.С.–2012.– С. 148-149.
6. Яппаров,Р.Р. повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами в условиях туймазинского месторождения нефтегазодобывающего управления «туймазанефть» [Текст] / Р.Р. Яппаров, А.Ю.Давыдов // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.–Т.2.– С. 326-330.
7. Зайнаглина, Л.З. методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Зайнаглина Л.З., Казаченок В.В., Алчинова А.Ю., Галеева Г.Г. // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. –Т.2.– С. 40-44.
8. Зайнаглина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнаглина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев / Современные технологии в нефтегазовом деле–2016: сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2 –х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 44-50.

## ДВИГАТЕЛЬ ВЗД 1-195 С ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТЬЮ ШПИНДЕЛЬНОЙ СЕКЦИИ

А.Ю. Давыдов, П.Д. Крюков

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Винтовые забойные двигатели предназначены для бурения вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин, а также для выполнения ремонтно-восстановительных и аварийных работ, разбуривания цементных мостов и песчаных пробок при капитальном ремонте скважин. В данной статье описывается установка втулок на ниппеле шпинделя, что способствует лучшей работе всего забойного двигателя, поскольку позволяет снизить уровень динамических нагрузок в радиальном направлении. Устройство со сменным опорно-центрирующим элементом обеспечивает снижение стоимости эксплуатации шпинделей.

Ключевые слова: Винтовой забойный двигатель, вал, шпиндель, втулка, опорно-центрирующий элемент.

UDC 622.276

## THE ENGINE VZD 1-195 WITH THE INCREASED RELIABILITY OF SHPINDELNY SECTION

A.Y. Davydov, P.D. Kryukov

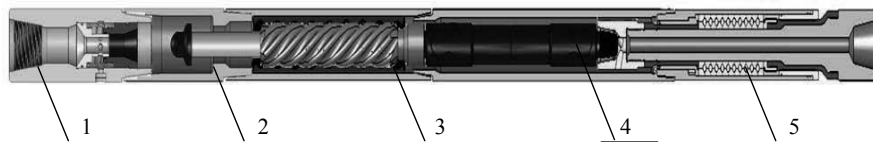
(Ufa State Petroleum Technological Unuversity, Branch of the Unuversity in the City of  
Okt'yabrsky)

Abstract. Screw downhole motors are designed to drill vertical, directional and horizontal oil and gas wells, as well as to perform repair and recovery and emergency works, to drill cement bridges and sand plugs during well overhaul. This article describes the installation of bushings on the spindle nipple, which contributes to the best performance of the whole downhole motor, since it allows to reduce the level of dynamic loads in the radial direction. The device with a replaceable support centering element reduces the cost of operating the spindles.

Keywords: Screw downhole motor, shaft, spindle, bushing, support-centering element.

Винтовые забойные двигатели предназначены для бурения вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин, а также для выполнения ремонтно-восстановительных и аварийных работ, разбуривания цементных мостов и песчаных пробок при капитальном ремонте скважин.

Винтовой забойный двигатель в соответствии с рисунком 1 по принципу действия представляет собой гидростатическую (объемного типа) одновинтовую машину, рабочие части которой образуют планетарно-роторный механизм с внутренним косозубым зацеплением.



1 – переливной клапан; 2 – противоаварийный узел; 3 – рабочая пара;  
4 – карданный вал; 5 – шпиндель

Рисунок 1 - Винтовой забойный двигатель Д1-195

Известны различные опорно-центрирующие элементы, которые предназначены для управления зенитным и азимутным углами скважины, а также для стабилизации ствола скважины.

Известные опорно-центрирующие элементы, как правило, выполняются в виде жесткой конструкции либо на корпусе забойного двигателя, либо в виде самостоятельного элемента, встраиваемого в колонну бурильных труб или конструкцию низа бурильной колонны.

К недостаткам известных устройств следует отнести то, что для их смены необходимо тратить очень много времени и иметь на буровой комплект необходимого оборудования. Например, при наборе или снижении зенитного угла используется шпindel с эксцентричной накладкой, а для стабилизации угла - шпindel гладкий или с центрирующим элементом. Причем на буровой должны одновременно находиться несколько шпинделей для выполнения различных технологических операций.

Кроме того, при использовании шпинделей-отклонителей, у которых место переноса осей удалено от долота, отмечается уменьшение эффективности и увеличено влияние колебаний осевой нагрузки на отклоняющую силу, действующую на долото, что не позволяет получать фактический радиус искривления ствола близким к расчетному.

Известен также опорно-центрирующий элемент, выполненный на ниппеле шпинделя, - центратор на резиновом каркасе ЦРК.

Опорно-центрирующий элемент на ниппеле шпинделя включает в себя резинометаллическую опору, расположенную на внутренней поверхности ниппеля, опорно-центрирующий элемент, снабженный жесткими лопастями и одной сменной обрезиненной лопастью, и установленное жестко между корпусом забойного двигателя и ниппелем кольцо, с помощью болтов крепящееся к опорно-центрирующему элементу.

К недостаткам известного устройства следует отнести ненадежность конструкции: болтовых соединений, которые в лучшем случае могут выдержать усилие на разрыв и срез в несколько тонн, в то время когда при выполнении спускоподъемных операций величина осевых нагрузок может достигать сотни тонн. Кроме того, наличие фасонного кольца, к которому крепится опорно-центрирующий элемент, перекрывает значительную часть кольцевого пространства скважины. Даже в случае, когда опорно-центрирующий элемент снят с ниппеля шпинделя.

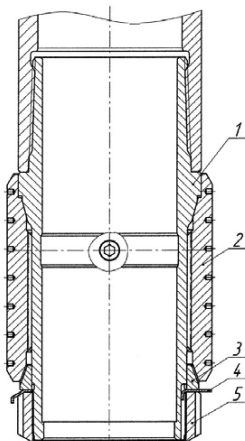


Рисунок 2 - Устройство со сменным опорно-центрирующим элементом

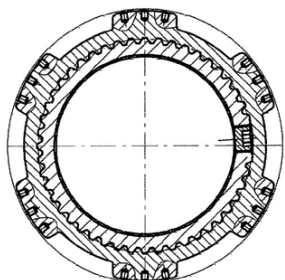


Рисунок 3 - Опорно-центрирующий элемент:  
шестилопастной центратор.

Устройство со сменным опорно-центрирующим элементом (рисунок 2) состоит из ниппеля шпинделя 1, снабженного упорным конусом и шлицами, сменной втулки 2, нажимного конуса 3, стопорной шайбы 4 и гайки 5.

Обоснование относится к области бурения нефтяных и газовых скважин гидравлическими забойными двигателями. Элемент выполнен в виде металлической втулки с лопастями, связанной с ниппелем шпинделя, имеющим на наружной поверхности упорный конус для жесткого соединения с металлической втулкой по ее внутренней поверхности. Упорный конус ниппеля шпинделя выполнен со стороны конической резьбы, связывающей корпус шпинделя с ниппелем. Ниппель шпинделя имеет шлицы для соединения с металлической втулкой, а с противоположного торца металлическая втулка поджата нажимным конусом, стопорной шайбой и гайкой. Металлическая втулка выполнена с возможностью установки относительно оси ниппеля шпинделя концентрично или эксцентрично и ее наружная поверхность может иметь различную геометрическую форму и выполняться концентрично, эксцентрично или под углом, эксцентрично и под углом относительно оси ниппеля шпинделя.

Целесообразно обратить внимание, что кроме выполнения своего основного назначения установка втулок на ниппеле шпинделя способствует лучшей работе всего забойного двигателя, поскольку позволяет снизить уровень динамических нагрузок в радиальном направлении.

Аналогично предложенному устройству на ниппеле шпинделя можно использовать данное техническое решение в конструкции низа бурильной колонны, например на верхнем переводнике шпинделя, забойного двигателя и т.д.

Устройство со сменным опорно-центрирующим элементом (рисунок 3) обеспечивает снижение стоимости эксплуатации шпинделей.

#### Список использованных источников

1. Ильский, А.Л. Расчет и конструирование бурового оборудования [Текст]: учебное пособие / Ю. В. Миронов, А. Г. Чернобыльский. – М.: Недра, 2005 – 452 с.
2. Нурутдинов, Р.Г. Гидравлические машины [Текст]: учебное пособие / Р.Г. Нурутдинов. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008.-143 с.
3. Чупров В.П. Применение забойных телеметрических систем при бурении скважин на азрированной нефти [Текст] / Чупров В.П., Давыдов А.Ю. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции в 3-х т./ ред. кол.В.Ш. Мухаметшин[и др.].–Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013.–Т.2.– С. 49-54.
4. Устройство для бурения скважин / Габдрахимов М.С., Зайнагалина Л.З., Зарипов А.К., Сулейманов Р.И. патент на изобретение RU 2425950 26.04.2010.

5. Миннивалеев, Т.Н. влияние колебаний расхода промывочной жидкости на работу винтового забойного двигателя [Текст] / Т.Н. Миннивалеев, Д.И. Сидоркин, А.Н. Миннивалеев // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т./ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.–Т.2.–С. 208-210.

6. Давыдов, А.Ю. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем [Текст] / А.Ю. Давыдов, А.А. Никифоров, М.С. Габдрахимов // Территория Нефтегаз – 2015. – №10. – С.76-79.

7. Зайнагалина, Л.З. методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Зайнагалина Л.З., Казаченок В.В., Алчинова А.Ю., Галеева Г.Г. // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. –Т.2.–С. 40-44.

8. Зайнагалина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев / Современные технологии в нефтегазовом деле–2016: сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2 –х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 44-50.

9. Алчинова, А.Ю. Современные методы борьбы с экологическими загрязнениями в нефтегазовой отрасли / А.Ю. Алчинова, Л.З. Зайнагалина // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 127-130.

УДК 622.276

## **КАМЕРЫ СРЕДСТВ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ С ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТЬЮ ХОМУТОВОГО ЗАТВОРА**

А.Ю. Давыдов, А.М. Сайфуллин  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация. Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики предназначены для монтирования на магистральных нефтепроводах и газопроводах они необходимы для периодического пуска ВО. Улучшение конструкции затвора хомутового для повышения надежности оборудования.

Ключевые слова: камеры пуска и приема, хомутовый затвор, предохранительное устройство.

UDC 622.276

## **CAMERA CLEANING AGENTS AND DIAGNOSTICS FOR OIL AND GAS WITH HIGH RELIABILITY SHUTTER CLAMP**

A.Y. Davidov, A.M. Saifullin  
(Ufa State Petroleum Technological Unuversity, Branch of the Unuversity in the City of Oktyabrsky)

Abstract. Camera launch and receive cleaning agents and diagnostics for mounting on trunk oil and gas pipelines, they are necessary for periodic start IN. Improving the design of the valve clamp to improve the reliability of the equipment.

Keywords: camera start-up and reception, clamp stopper, a safety device.

Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики предназначены для монтирования на магистральных нефтепроводах и газопроводах они необходимы для периодического пуска ВО: дефектоскопического оборудования, полиуретановых поршней и других диагностирующих средств.

Одним из самых основных элементов камер пуска и приёма является хомутовый затвор.

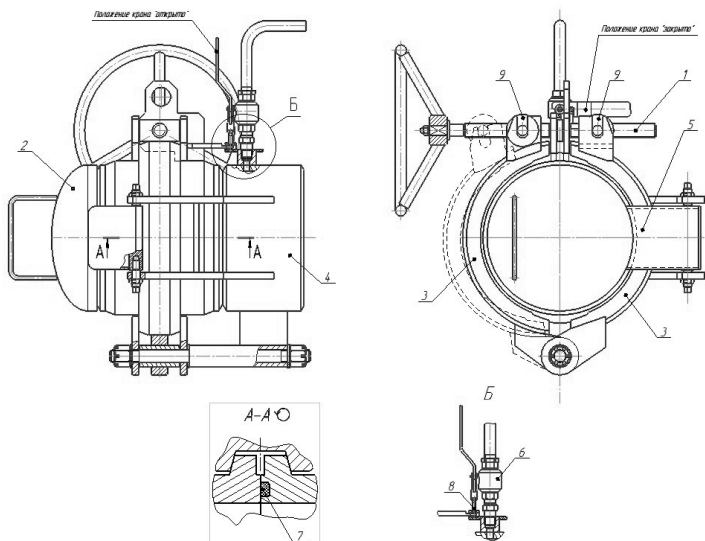
Одним из самых основных элементов камер пуска и приёма средств очистки и диагностики является хомутовый затвор.

Хомутовый затвор предназначен для периодического доступа во внутреннюю полость камер пуска и приема для очистки и диагностики трубопроводов. Характеристика затвора указана в таблице 1.

Таблица 1 – Техническая характеристика и параметры хомутового затвора

| Параметры                                       |                                                                                 | Значение                                                                                                                     |
|-------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Условный проход, мм                             |                                                                                 | 150 - 1200                                                                                                                   |
| Максимальное рабочее давление, МПа              |                                                                                 | 0,1 - 16,0                                                                                                                   |
| Расчетное давление, МПа                         |                                                                                 | 0,1 – 16,0                                                                                                                   |
| Минимально допустимая отрицательная стенки, ° С |                                                                                 | минус 60                                                                                                                     |
| Рабочая среда                                   |                                                                                 | нефть, нефтепродукты, вода, жидкие смеси, природный газ, попутный нефтяной газ СУГ с H <sub>2</sub> S до 7%, парафина до 3%. |
| Характеристика среды                            | Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.5-2002; ГОСТ 30852.11-2002 | IIА, ТЗ                                                                                                                      |
|                                                 | Класс опасности по ГОСТ 12.1007-76                                              | 2, 3, 4                                                                                                                      |
|                                                 | Пожароопасность по ГОСТ 12.1.004-91                                             | Пожароопасная                                                                                                                |
| Климатическое исполнение                        |                                                                                 | У1, УХЛ, ХЛ1                                                                                                                 |
| Герметичность по ГОСТ 9544-93                   |                                                                                 | класс А                                                                                                                      |
| Установленный срок службы, лет                  |                                                                                 | 30                                                                                                                           |

Хомутовый затвор (рисунок 1) состоит из стяжного винта со штурвалом 1, крышки затвора 2, двух полухомутов 3, корпуса 4, подвижной петли 5, предохранительного устройства (спускового крана) 6. Герметизация обеспечивается резиновым уплотнительным кольцом 7. Фиксатор 8 предохранительного устройства не позволяет открыть затвор без сброса давления в нем. Полухомуты перемещаются при помощи стяжного винта по скользящим гайкам 9. При вращении штурвала по часовой стрелке полухомуты сходятся, фиксируя крышку затвора 2 и корпус затвора 4, при вращении штурвала против часовой стрелки – расходятся.



- 1 – штурвал; 2 – крышка затвора; 3 – полухомуты; 4 – корпус; 5- подвижная петля;  
6 – предохранительное устройство; 7 – уплотнительное кольцо; 8 – фиксатор; 9 –  
скользящая гайка

Рисунок 1– Хомутовый затвор

Первые камеры пуска и приема изготавливались с блокирующим устройством. Такой механизм был сложен в изготовлении и практически был не ремонтопригоден, так как устройство приваривалось к корпусу затвора. Принцип работы его заключался в том, что перед открытием затвора, необходимо было приподнять блокирующее устройство и только потом начинать вращать штурвал. Вращение штурвала приводит к движению полухомуты, которые высвобождают крышку затвора, для того чтобы попасть в полость камеры.

Блокирующее устройство при постоянной эксплуатации часто выходило из строя, из-за замятия пазов куда садится замок. Поэтому было принято решение об изменении способа блокирования затвора. Предлагается блокирующее устройство заменить на кран шаровой, что позволит повысить ремонтопригодность оборудования, а также даст возможность стравливать давление с устройств пуска и приёма.

Принцип работы заключается в следующем, ручку крана шарового приводим в рабочее положение, поворот ручки приводит к открытию крана шарового, что высвобождает оставшееся давление в камеры и поднимает шток крана, который блокировал пластину затвора. Далее вращением штурвала, разводим полухомуты для доступа во внутреннюю полость камер пуска и приёма.

Предложенный шаровой кран позволяет повысить ремонтопригодность оборудования, а также дает возможность стравливать давление с устройств пуска и приёма.

#### Список использованных источников

1. Бухаленко, Е.И. Нефтепромысловое оборудование [Текст]: Справочник /Е.И.Бухаленко. – М.: Недра, 1990. – 559 с.

2. Исакович, Р.Я. Контроль и автоматизация добычи нефти и газа [Текст] / Р.Я.Исакович, В.Е.Попадкьо.– М.: Недра, 1985 – 351 с.

3. Опытнo-промышлeнные исследования тиксотропной деструкции парафинистой нефти в промысловом трубопроводе [Текст] /М.Д. Валеев, А.К. Зарипов, А.Ю.Давыдов, Л.М.Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.– 2016.– № 6. –С. 32-35.

4. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопроводов [Текст] / М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, А.Н. Миннивалеев . Патент на полезную модель RU 113181 22.12.2010.

5. Ахиярова, Л.У. Устройство для измерения параметров добываемой жидкости с усовершенствованным приводом датчиков [Текст] /Л.У. Ахиярова, А.Ю. Давыдов // Материалы 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 3-х т./ отв. ред. К.Т. Тынчеров.–Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. –Т.2.– С. 8-11.

6. Вибрационные устройства для очистки внутренней поверхности нефтепромысловых труб [Текст] / Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, А.Н. Миннивалеева, Э.Р. Васильева // Научные труды Sworld.– 2013.– Т.14.– №4.– С.30-37.

7. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопроводов / Габдрахимов М.С, Зарипова Л. М, Давыдов А.Ю., Миннивалеев А.Н. Пат. на полезную модель №113181 РФ, МПК В08В 9/055; заявл.22.12.2010.;опубл.10.02.2012. Бюл. №4. С. 1-2.

8. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнаглина, В.В. Казаченок, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т./ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. –Т.2.– С. 40-44.

9. Смольников Е.С. исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов, работающих в сложных геологических условиях [Текст] / Смольников Е.С., Сидоркин Д.И. // В сборнике: 67-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ Сборник материалов конференции.– 2016.– С. 244-245.

10 Шайхутдинов, Т.Ф. Анализ действия различных типов ингибиторов коррозии в различных средах при нефтедобыче [Текст] / Т.Ф. Шайхутдинов, В.Р. Зайлалова // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов 2 - х т./ отв. ред. К.Т. Тынчеров.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т.2.– С. 316-322.

11 Оценка эффективности реконструкций нефтепроводов [Текст] Камалеева А.Ф., Петрова Л.В., Зайнаглина Л.З. Успехи современной науки. 2016. № 8. Т. 4. - С. 65-67.

12 Алчинова, А.Ю. Современные методы борьбы с экологическими загрязнениями в нефтегазовой отрасли / А.Ю. Алчинова, Л.З. Зайнаглина // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 127-130.

13 Зайнаглина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров/ Л.З. Зайнаглина, Л.В. Петрова, Н.О.Ковалев / Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах. Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Уфа, 2015. С. 44-50.

**ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СТРУКТУРЫ ПОТОКОВ  
В СВЕРХЗВУКОВОМ СЕПАРАТОРЕ**

А.О. Елистратов  
(ФГБОУ ВО СамГТУ)

Аннотация. Настоящая работа в основном сосредоточена на изучении внутренних течений в сверхзвуковом сепараторе. В статье указаны основные преимущества 3S-сепараторов по сравнению с обычными способами сепарации. Численное моделирование проводится для определения факторов, оказывающих наибольшее влияние на структуру потоков в сверхзвуковом сепараторе. Представлены результаты двухмерного моделирования в программе ANSYS. Используя предложенную численную модель, исследуются распределения по давлениям, температурам и скоростям.

Ключевые слова: сверхзвуковая сепарация; вычислительная газовая динамика; завихряющее устройство; сопло Лавала; моделирование ANSYS.

**NUMERICAL SIMULATION OF THE FLOW'S STRUCTURE IN SUPERSONIC  
SEPARATOR**

A.O. Elistratov  
(FSBEI HE SSTU)

Annotation. Analysis of internal flows in supersonic separator is focused in present work. Major advantages of the supersonic separators compared to traditionally methods separation are described in article. Numerical modelling is using for determination factors that have biggest impact at flow's structure in supersonic separator. Results of two-dimensional modeling in the program ANSYS are present. Used the proposed numerical model, distributions on pressures, temperatures and velocities are investigated.

Keywords: supersonic separation; calculative gas dynamics; swirling flow generator; Laval Nozzle; simulation of ANSYS.

Природный газ является одним из наиболее важных источников энергии в мире, которые необходимы для устойчивого развития человечества. Однако, его добыча и подготовка к транспортировке связана с рядом проблем, среди которых важную роль играют очистка природного газа от тяжелых компонентов и водяного конденсата, образование гидратов и коррозия трубопроводов [1]. Решение этих проблем требует значительных финансовых затрат на создание многофункциональных установок подготовки газа. Авторы [2,3] изучали высокоскоростное сжимаемое течение, анализировали эффекты падения давления и падения температуры в сверхзвуковом сепараторе.

Технология сверхзвуковой сепарации основана на охлаждении природного газа в сверхзвуковом закрученном потоке вследствие прохождения его через сопло Лавала. В сопле газ разгоняется до скоростей, превышающих звуковую, при этом часть потенциальной энергии преобразуется в кинетическую, что приводит к сильному охлаждению газа и падению давления на выходе из сопла. При прохождении газом завихряющего устройства, происходит формирование двухфазного пограничного слоя с последующей конденсацией частиц воды на стенках сепаратора. Осушенный же газ проходит дальше [4].

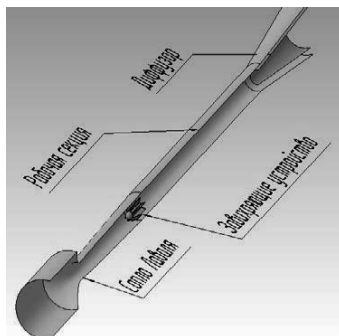


Рисунок 1 - Устройство сверхзвукового сепаратора

Сверхзвуковая сепарация по сравнению с обычными способами низкотемпературной сепарации имеет ряд преимуществ: отсутствие динамических элементов в конструкции аппарата; простота монтажа и эксплуатации; низкие капитальные и эксплуатационные затраты; сравнительно малые габариты и металлоемкость установки.

Поле течения внутри сверхзвукового сепаратора имеет очень сложную структуру и включает дозвуковые, трансзвуковые и сверхзвуковые потоки [5]. В нашем исследовании мы создали в программе ANSYS двухмерную модель внутренней структуры сверхзвукового сепаратора с завихряющим устройством. Поток в сверхзвуковом сепараторе считали стационарным, средой моделирования являлся воздух. При численном моделировании граничные условия по давлению назначались на входе и на выходе соответственно 4.5МПа и 2.5МПа. Процесс считался адиабатическим, температура 300К.

Расчет производился с постепенным уменьшением искусственной вязкости с 10 Па·с до 0 с целью улучшения сходимости решения. В среднем было проведено 6000-7000 итераций. Результаты расчёта представлены на рисунке 2. Они соответствуют нашим предположениям, т.е. после прохождения потоком сопла мы наблюдаем повышение скоростей до сверхзвуковых и понижение давления и температуры, а в месте прохождения через диффузор, т.е. месте увеличения диаметра, наблюдается постепенное возвращение этих параметров к нормальным значениям.

Для создания имитации закручивания потока мы воспроизвели форму лопастей завихрителя и по его контуру задали радиальные скорости (рис.3). Они имитировали отбрасывание потока к стенке, при этом значения скорости с одной стороны задавались большими, чем с другой, для создания неоднородности потока.

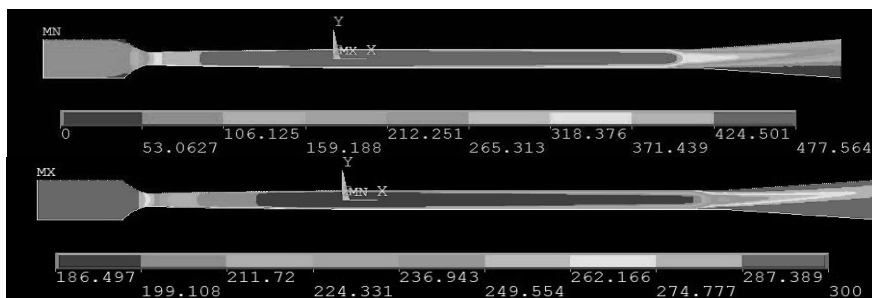


Рис. 2. Поля скоростей и температур без завихрителя

В нашем исследовании нам удалось воссоздать картину полей скоростей и температур близкую к экспериментальной, что позволяет нам говорить о работоспособности данной модели.

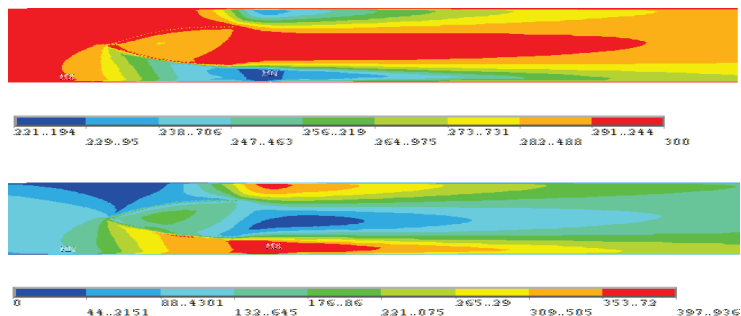


Рис. 3. Поля температур и скоростей в области завихрителя

Получение более точных результатов требует построения трехмерной модели и проведения решения уже на ней.

#### Список использованных источников

1. Опыт применения 3S-технологии для обработки природного газа на газовых объектах России и Китая [Электронный ресурс] // ООО «ЭНГО Инжиниринг». URL: [http://engo3s.com/uploads/files/2015/SPE\\_Moscow\\_2015ru.ppt](http://engo3s.com/uploads/files/2015/SPE_Moscow_2015ru.ppt) (дата обращения: 23.04.2017).
2. Yan Yang, Chuang Wen, Shuli Wang, Yuqing Feng, Eleventh International Conference on CFD in the Minerals and Process Industries CSIRO, Melbourne, Australia 7-9 December 2015
3. Yan Yang, Chuang Wen, CFD modeling of particle behavior in supersonic flows with strong swirls for gas separation, Separation and Purification Technology 174 (2017) 22–28.
4. X.W. Liu, Z.L. Liu, Y.X. Li, Numerical study of the high speed compressible flow with non-equilibrium condensation in a supersonic separator, J.Clean Energy Technol. 3 (2015) 360–366.
5. А.О. Елистратов, Численное моделирование высокоскоростного потока в сверхзвуковом сепараторе / Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы научно-практической конференции с международным участием / Отв. редактор В.К.Тян. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2016. – 103 с.

УДК 622.24.054.32

### **О НЕГАТИВНОМ ВЛИЯНИИ ФРЕТТИНГ-КОРРОЗИИ В РЕЗИНОМЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ОПОРЕ ШПИНДЕЛЯ ТУРБОБУРА**

Ф.Ш. Забиров, Р.Р. Мансуров  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. Рассмотрены особенности фреттинг-коррозии как специфического вида поверхностного разрушения. Проанализированы причины возникновения фреттинг-коррозии и указаны его вредные последствия в шпинделе турбобура. Обсуждён механизм фреттинга и его основные закономерности.

Ключевые слова: турбобур, шпиндель, резинометаллическая опора, фреттинг-коррозия, износ.

**ABOUT NEGATIVE INFLUENCE OF FRETTING-CORROSION IN RUBBER-METAL SUPPORT OF SPINDLE OF TURBO-DRILL**

F.Sh. Zabiroy, R.R. Mansurov  
(FSBE HE USPTU)

Abstract. Features of fretting corrosion as specific type of superficial destruction are considered. The reasons of emergence of fretting corrosion are analysed and his harmful consequences in turbo-drill knots are specified. The mechanism of a fretting and its main regularities is discussed.

Keywords: turbo-drill, spindle, rubber-metal support, fretting corrosion, wear.

В результате проведенного обзора были рассмотрены разновидности турбобуров, имеющих шпиндельную секцию с резинометаллической опорой.

На основе анализа работы турбобура ТСШ-195 было выявлено, что основной причиной отказов шпинделей турбобуров является износ их многоступенчатой осевой опоры [1].

Известная осевая опора состоит из нескольких ступеней. Каждая ступень включает подпятник, закрепляемый в корпусе, и диск, сидящий на валу турбобура. Кольцо служит для защиты вала турбобура от изнашивания и для обеспечения заданного расстояния между дисками пяты. Подпятник по дисковой части облицован резиной. Осевые нагрузки через одну из сторон диска передаются на соответствующую торцовую резиновую поверхность пяты [3].

Детали резинометаллической опоры (подпятники, диски, кольца пяты, дистанционные кольца) эксплуатируются в условиях действия высоких уровней статического и динамического напряженного состояния. На надежность работы этих деталей негативное воздействие оказывает наличие в промывочной жидкости абразивных частиц, а также ударный характер нагрузок. Дополнительное вредное влияние на резину оказывают повышенные значения забойной температуры, снижающей эксплуатационные свойства резины [1,6].

В ходе длительной эксплуатации резинометаллической опоры в местах контакта подпятника с наружными кольцами, а также диска с внутренними кольцами происходит износ. Вследствие уменьшения зоны контакта в точке контакта при эксплуатации возникают большие напряжения, что приводит к быстрому образованию осевого люфта. Анализ поверхностей этих деталей говорит о том, что причиной износа является фреттинг-коррозия [5]. До сих пор при оценке усталостной прочности деталей гидравлических забойных двигателей конструкторы практически не учитывают влияние этого фактора. Поэтому разработка и реализация мероприятий по снижению негативного воздействия фреттинг-коррозии влияет на значение наработки до отказа турбобура, в том числе на долговечность резинометаллической осевой опоры его шпиндельной секции.

Изменение геометрических размеров и формы взаимно контактирующих поверхностей деталей турбобура, вследствие их интенсивного фреттинг-износа, усугубляет напряженно-деформированное состояние базовых деталей турбобура, нарушает расчетные параметры зазоров и натягов, увеличивает изнашивание трущихся поверхностей, а также ухудшает технико-экономические показатели эксплуатации турбобура [4].

В связи с неизбежностью проявления фреттинг-коррозии на взаимно контактирующих поверхностях деталей шпинделя турбобура, первоочередными задачами являются определение их негативного влияния на напряженно-деформированное состояние и разработка мероприятий по снижению его негативного воздействия, в том числе конструктивными способами и использованием современных способов поверхностного упрочнения деталей, подбором соответствующих материалов.

Уменьшение влияния фреттинг-коррозии приведет к повышению надежности и срока эксплуатации осевой опоры.

Список использованных источников

- 1 Гусман М.Т. Расчёт, конструирование и эксплуатация турбобуров. – М.: Недра, 2012. – 368 с.
- 2 Голего Н.Л., Алябьев А.Л., Шевеля В.В. Фреттинг-коррозия металлов. – Киев: Вища школа, 2012. – 342 с.
- 3 Добкин В.А., Никитин Г.М., Утробин А.А. Обслуживание гидравлических забойных двигателей. – М.: Недра, 2010. – 184 с.
- 4 Малышев Д.Г. Регулирование турбобуров. – М.: Недра, 2012. – 142 с.
- 5 Уотерхауз Р.Б. Фреттинг-коррозия /пер. с англ. И.А. Степанова. – СПб.: Машиностроение, 2011. – 453 с.
- 6 Шумова З.И., Собкина И.В. Справочник по турбобурам. – М.: Недра, 2010. – 192 с.

УДК 622.276

**НАСОС ЦНС 63-1100 С УЛУЧШЕННОЙ РАБОЧЕЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ**

Э.Ф. Загиров, М.Я. Хабибуллин

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация: предлагается повышение эффективности насоса путем снижения гидравлических потерь в проточных частях рабочих колес. Техническое решение достигается нанесением гидрофобного покрытия на поверхность рабочего колеса. Это приведет к повышению напорной характеристики насоса, повышению КПД и снижению потребляемой мощности.

Ключевые слова: центробежный насос, гидрофобное покрытие, повышение эффективности, гидравлические потери, рабочее колесо.

UDC 622.276

**PUMP CNS 63-1100 WITH IMPROVED WORKING CHARACTERISTIC**

Zagirov E.F., Khabibullin M.Ya.

(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)

Abstract: it is proposed to increase the efficiency of the pump by reducing the hydraulic losses in the flow parts of the impellers. The technical solution is achieved by applying a hydrophobic coating on the surface of the impeller. This will lead to an increase in the pump pressure characteristic, increase efficiency and reduce power consumption.

Keywords: centrifugal pump, hydrophobic coating, increase of efficiency, hydraulic losses, impeller.

Насосное оборудование является одним из наиболее значительных потребителей электроэнергии в промышленности, поэтому целесообразно создание и применение технологий, позволяющих обеспечить повышение КПД и надежности насосного оборудования [1-4].

Одной из таких технологий является метод модернизации поверхности проточных частей центробежных насосов на основе модификации функциональных поверхностей проточных частей рабочих колес насосов. Изменение свойств поверхности проточной части насоса обеспечивает улучшение эксплуатационных характеристик насосного агрегата с помощью гидрофобных покрытий [5-7].

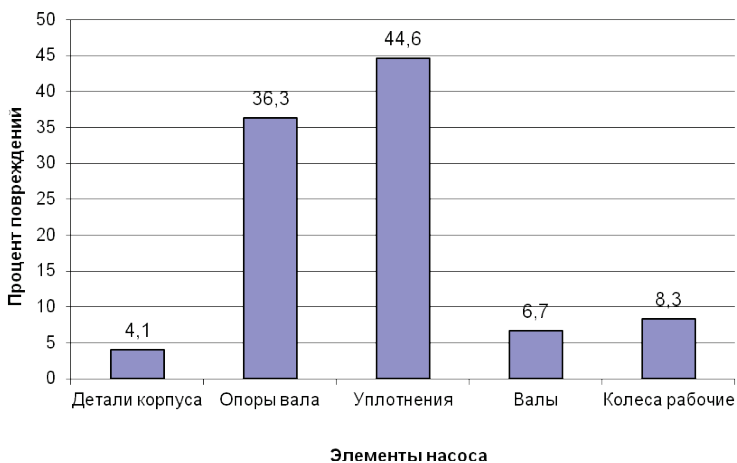
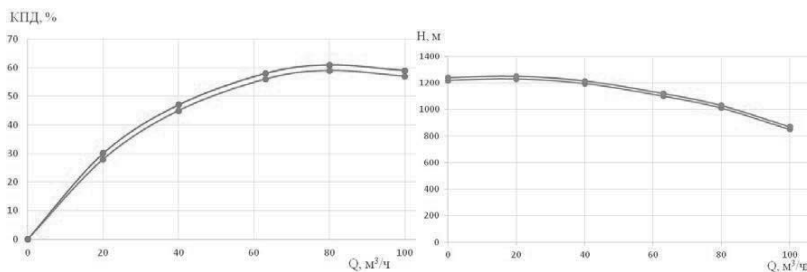


Рисунок 1 - Повреждения насоса по элементам

Реализация такого метода возможна на основе использования тефлонов. Для тефлонирования поверхностей рабочих колес используется фторопласт, являющийся уникальным материалом, который обладает рядом свойств, определяющих его применение во многих отраслях промышленности. Фторопласт обладает химической стойкостью практически ко всем агрессивным веществам, а так же очень низкими поверхностным натяжением и адгезией и не смачивается ни водой, ни жирами [8-12].

Гидрофобизация обеспечивает снижение гидравлических потерь, в значительной степени влияющих на КПД центробежного насоса. Существенная доля гидравлических потерь, связанных с гидравлическим трением, формируется в пределах рабочего колеса, поверхности которого взаимодействуют с потоком в условиях наибольших скоростей обтекания. Гидрофобное покрытие способно дополнительно обеспечивать защиту поверхности от коррозионных процессов, повышая надежность при эксплуатации [13-15].

Применение данного решения повлияет на повышение напорной характеристики насоса, что объясняется снижением потерь гидравлического трения, приводящих к увеличению напора, снижение потребляемой мощности, в основном в рабочей зоне, что объясняется уменьшением потребляемой мощности на компенсацию гидравлических потерь (потери на трение и вихреобразования), повышение КПД насоса [16-20].



а  
б  
Рисунок 2 – Характеристики КПД (а) и напора (б)

#### Список использованных источников

- 1 Состояние трубопроводной системы ОАО «Роснефть-Юганскнефтегаз» в Мамонтовском регионе [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, В.А. Петров, А.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2012. - Т. 90. - № 4. - С. 71-76.
- 2 Сулейманов, Р.И. Способы регулирования режимов работы кустовой насосной станции [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.Г. Погорелов // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 104-108.
- 3 Модернизация центробежного насоса типа ЦНС 38-220 с установкой подшипников на основе карбида кремния [Текст] / В.А. Петров, С.Н. Фалелюхин, Л.В. Петрова, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 117-122.
- 4 Волохова, В.С. Усовершенствование расположения подшипниковых узлов насоса ЦНС 240-1405 [Текст] / В.С. Волохова, Р.И. Сулейманов // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 151-154.
- 5 Каюмов, И.М. Блок гребенки БГ-ОЗНА-ПЛАСТ-65 с усовершенствованным размещением водоводов [Текст] / И.М. Каюмов, Р.И. Сулейманов // Материалы 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. (Октябрьский, 22 апреля 2013 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 82-88.
- 6 Ковалев, Н.О. Исследование изменения структуры металла околошовной зоны при процессе электродуговой сварки [Текст] / Н.О.Ковалев, Р.И.Сулейманов // Перспективы развития науки и образования: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции в 13 ч. (Тамбов, 28 февраля 2015 г.) / коллектив авторов. – Тамбов: Консалтинговая компания Юком, 2015. – Ч. 2. – С. 102-103.
- 7 Галимуллин, М.Л. Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и ее капитального ремонта [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв.ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.
- 8 Миннивалеев, Т.Н. Результаты промысловых испытаний гидромеханического компенсатора давления промывочной жидкости [Текст] / Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 370-375.
- 9 Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 26-29.
- 10 Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2015. – № 6 (45). – С. 14-16.

11 Условия, необходимые для формирования компетенции: умение моделировать технические объекты и технологические процессы [Текст] / М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, Р.Г. Хабибуллина, Т.Н. Миннивалеев // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 88-92.

12 Моделирование работы реверсивного вибратора [Текст] / А.К. Зарипов, М.С. Габдрахимов, Р.Г. Хабибуллина, Р.И. Сулейманов // Нефтегазовое дело. - 2014. - Т. 12. - № 4. - С. 35-39.

13 Влияние широкопроходного клапана на подачу глубинного насоса [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Р. Зиянгиров // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 4. – С. 22-27.

14 Ковалев, Н.О. Трибометрия как способ прогнозирования ресурса резьбовых соединений бурильных труб [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 54-57.

15 Сулейманов, Р.И. Основные причины отказов УЭЦН и способы борьбы с ними [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.М. Гареев // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 96-100.

16 Коннов, Ю.Д. Необходимость механизации процессов спускоподъемных операций при проведении текущего и капитального ремонта скважин [Текст] / Ю.Д. Коннов, Д.И. Сидоркин, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 88-91.

17 Галимуллин, М.Л. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно-компрессорных труб НКТ в условиях ООО «Таргин Механосервис» [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 38-43.

18 Садыков, Т.Г. О формировании расходов бюджета муниципального образования [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 4. - С.53-66.

19 Садыков, Т.Г. О формировании доходов бюджета муниципального образования [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 3. - С.71-84.

20 Мазлов, В.Л. Ингибиторная защита трубопроводов [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 188-192.

**ПОВЫШЕНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ КОМПРЕССОР ВГ-22/2-8УХЛ4**

А.С.Загитов, Р.И.Сулейманов  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация. Объектом исследования в статье является компрессор ВГ-22/2-8УХЛ4 и его модернизация. Цель работы: при помощи предлагаемого усовершенствования избежать необходимости замены компрессора ВГ-22/2-8УХЛ4 на установки меньшей производительности путем установки перепускного клапана на всасывающей линии компрессора. Данное применение наиболее выгодно в экономическом плане.

Ключевые слова: компрессор, перепускной клапан, статья, усовершенствование, компрессорная установка.

**SCREW PUMP**

A.S.Zagitov, R.I.Suleymanov  
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)

Abstract. The object of the study in the article is a compressor VG-22/2-8UHL4 and its modernization. Objective: with the proposed improvements to avoid the need of replacing the compressor VG-22/2-8UHL4 to set a smaller performance by installing a bypass valve in the suction line of the compressor. This application is most beneficial in economic terms.

Keywords: compressor bypass valve, article, improve, compressor unit.

В данной статье предлагается модернизировать компрессорную установку, сообщающую всасывающую и нагнетательную линии трубопроводом, где устанавливается перепускной клапан с мембранно-пружинным исполнительным механизмом МИМ-1-2231201. Клапан срабатывает при понижении давления на всасывание ниже 0,0784 МПа и перепускает газ с нагнетания на всасывание компрессора. После выравнивания давления клапан закрывается. При этом отпадает остановка компрессора или регулировка давления на всасывание. Устройство и принцип действия мембранно-пружинного перепускного клапана. К основным элементам двухседельного регулирующего клапана относится резиновая мембрана и пружина. Регулирующий орган клапана состоит из корпуса, в котором установлены седла, а также затвор пробкового типа. Клапан присоединяется к трубопроводу при помощи фланцев. В верхней части крышки расположен сальник с лубрикаторм. При понижении давления в верхней камере мембранной головки, которая сообщается с линией всасывания, затвор 10 перемещается вверх, открывается проходное сечение и газ перепускается с нагнетания во всасывание при давлении на всасывании ниже 0,0784 МПа[1-8].

Клапан перепускной. Клапан перепускной предназначен для перепуска масла, минуя холодильники, в холодное время года. Клапан состоит из корпуса, клапана, пружины, тарелки и винта. Регулировка клапана производится винтом, который через пружину прижимает клапан к седлу.

Широкое применение в нефтяной промышленности процессов, протекающих под высоким давлением, а также тенденция к дальнейшему его повышению, предъявляет высокие требования к безопасной работе с оборудованием, находящимся под этим давлением, тем более, что используемые среды, как правило, взрывоопасны и пожароопасные, а также иногда и токсичны. Для защиты сосудов аппаратов, емкостей, трубопровод и другого оборудования (технологического) от разрушения при чрезмерном повышении давления чаще всего применяют предохранительные клапаны[9-13]

Предохранительный клапан обеспечивает безопасную эксплуатацию оборудования в условиях повышенных давлений газа или жидкости. При повышении в системе давления выше допустимого предохранительный клапан автоматически открывается и сбрасывает необходимый избыток рабочей среды, снижая давление, и тем самым предотвращая возможность аварии. После окончания сброса давление снижается до величины, меньшей начала срабатывания клапана, предохранительный клапан автоматически закрывается и остается закрытым до тех пор, пока в системе вновь не увеличится давление выше допустимого.

Компрессорная установка с предлагаемым усовершенствованием, которое позволяет достичь нужных результатов модернизацией компрессорных установок ВГ-22/2-8УХЛ4. А именно сообщая всасывающую и нагнетательную линии трубопроводом, где устанавливается перепускной клапан с мембранно-пружинным исполнением механизмом МИМ-1-2231201, который срабатывает при понижении давления на всасывание ниже 0,0784 МПа и перепускает газ с нагнетания на всасывание компрессора. При этом отпадает остановка компрессора или регулировка давления на всасывание[14-17].

В результате усовершенствования существенно снижается трудоемкость процесса, так как отпадает необходимость в остановке компрессора при уменьшении давления на всасывании и регулировка давления на всасывании (дросселированием)[17-19].

Большой экономический эффект при конструировании машин дают унификация и стандартизация деталей узлов и агрегатов. Унификация состоит в многократном применении в конструкции одних и тех же элементов, что способствует сокращению номенклатуры деталей и уменьшению стоимости изготовления, упрощению эксплуатации и ремонта машин.

Корпус компрессора состоит из трех основных частей: блока цилиндров, камер всасывания и нагнетания. Корпуса имеют две расточки под ведущий и ведомый роторы, выполняемые параллельными. Чтобы параллельность не была нарушена при разборке компрессора, взаимное положение корпусом фиксируется штифтами. Герметичность разъемов достигается прокладками. Со стороны камеры нагнетания устанавливают глухую крышку. Подвод и отвод газа осуществляется с помощью патрубков всасывания и нагнетания. Роторы вращаются в корпусе на подшипниках качения.

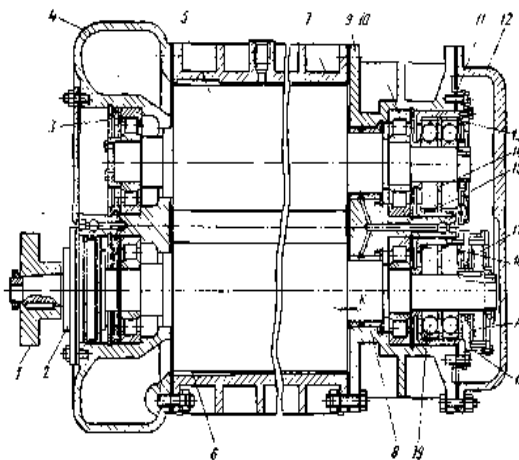
Компрессор (рисунок 1) установки ВГ-22/2-8УХЛ4 унифицирован. Различная подача его получается за счет неодинаковых длин винтовой части роторов и средней части корпуса (блока цилиндров).

Степень унификации оценивают коэффициентом унификации, который для перепускного клапана с пружинно-мембранным исполнительным механизмом будет определяться по формуле (1.66)

$$K_{ун} = \frac{Z_{ун}}{Z} \cdot 100\% = \frac{5}{17} \cdot 100\% = 29,4\% , \quad (1)$$

где  $Z_{ун}$  — число унифицированных деталей;  
 $Z$  — общее число деталей изделия.

Конструктивное усовершенствование состоит в установке перепускного клапана на трубопроводе, сообщающем всасывающую и нагнетательную линии компрессора, что позволяет избежать замены компрессора, а также улучшило работу компрессора и увеличился ресурс компрессора, что в свою очередь уменьшило межремонтный период в полтора раза. С точки зрения безопасности и экологичности проекта данный метод соответствует требованиям санитарных норм промышленной безопасности.



1 - полумуфта; 2 — корпус уплотнения; 3, 10 — роликоподшипники;  
 4 — камера всасывания; 5, 6 — соответственно ведомый и ведущий роторы; 7 — блок цилиндров; 8 — запорная втулка; 9 — камера нагнетания; 10, 16 — регулировочные кольца;  
 12 — крышка; 13, 19 — шарикоподшипники; 14, 15 — кольца; 17 — разгрузочный поршень; 18 — корпус

Рисунок 1 - Винтовой компрессор ВГ-22/2-8УХЛ4

Экономическая целесообразность применения данного усовершенствования обусловлена экономией затрат на обслуживание и ремонты компрессора.

#### Список использованных источников

1. Пат. 2198288 Российская Федерация, МПК 7Е 21В 43/20 А. Способ закачки жидкости внагнетательные скважины и устройство для его осуществления [Электронный ресурс] / Хабибуллин М.Я.; патентообладатели Султанов Б.З., Тухтеев Р.М., Хабибуллин М.Я., Туйгунов М.Р. - № 99121394/03; заявл. 12.10.2011; опубл. 10.02.2003, Бюл. №4. - Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).

2. Пат. 2241825 Российская Федерация, МПК E21B43/18. Устройство для закачки жидкости [Электронный ресурс] / Хабибуллин М.Я.; патентообладатели Гилаев ГаниГайсинович, Тухтеев Ринат Мухаметович, Хабибуллин Марат Яхиевич, Ибраев Ринат Ахмадуллович. - № 2003104370/03; заявл. 13.02.2003; опубл. 10.12.2004, Бюл. №34. - Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).

3. Хабибуллин, М.Я. Исследование процессов влияния давления и частоты импульсов на проникновение жидкости в песчаных образцах [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.Р. Шангареев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2016. - № 4. - С. 120-125.

4. Хабибуллин, М.Я. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкостей в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Д.И. Сидоркин // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. - 2016. - Т. 3. - № 3. - С. 27-32.

5. Хабибуллин, М.Я. Разработка вибротехники для эффективной закачки жидкости в нефтяной пласт [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Хабибуллин Марат Яхиевич. - Уфа, 1999. - 23 с.

6. Хабибуллин, М.Я. Экспериментально-теоретические исследования вытеснения нефти водой, с циклически изменяющейся амплитудой [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».- 2012.- №6. - С. 233-241. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

7. Хабибуллин, М.Я. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину[Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016.- № 3.- С. 16-21

8. Хабибуллин, М.Я. Лабораторно-теоретические исследования работы двухбалансирной конструкции устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, Д.И. Сидоркин //Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.- 2016.- № 5.- С. 109-113.

9.Хабибуллин, М.Я. Лабораторная установка по исследованию процессов при импульсной закачке жидкостей в пласт [Текст] / М.Я.Хабибуллин, И.Г. Арсланов, Р.Я. Абдюкова //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016.- № 2.- С. 14-16.

10. Петров, В.А. Эффективность применения колтюбинговой технологии в условиях НГДУ "Туймазанефть" [Текст] /В.А. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции (Октябрьский, 25 марта 2014 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - с.375-378.

11. Хабибуллин, М.Я. Оборудование подземное установки скважинного штангового насоса [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, В.А. Петров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 63 с.

12. Хабибуллин, М.Я. Параметры неустановившегося движения закачиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».- 2014.-№ 1. - С. 148-165.– Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

13. Хабибуллин, М.Я. Компетенция и компетентность в подготовке инженеров технических вузов [Текст] / М.Я. Хабибуллин //Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 220-225.

14. Хабибуллин, М.Я. Повышение эффективности методов заводнения в системе поддержания пластового давления [Текст] / М. Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции (Октябрьский, 25 марта 2014 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – Т.1.– С. 392-397.

15. Петров, В.А.. Установки для замера дебита скважины [Текст]: учебное пособие / В.А. Петров, М.Я. Хабибуллин, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 76 с.

16. Насос штанговый с устройством демпфирования в конструкции клапанного узла [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, М.Я. Хабибуллин //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2016. - № 4. - С. 21-24.

17. Арсланов, И.Г. Расчёты в теоретической и прикладной механике [Текст]: учебное пособие / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 94 с.

18. Арсланов, И.Г. Информационные технологии в расчетах нефтепромыслового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин //Научное обозрение. -2015. -№6. -С.74-83.

19. Арсланов, И.Г. Применение электронных таблиц в расчетах нефтегазопромыслового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной

научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 10-13

УДК 622

## **МЕТОД РЕЗЕРВИРОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Л. З. Зайнагалина, Т.Г. Садыков, И. И. Гарипова

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. В данной статье рассмотрен метод резервирования как один из путей повышения надежности бурового и нефтегазопромыслового оборудования. Перечислены эксплуатационные условия работы нефтепромыслового оборудования, которые приводят к отказам раньше установленного срока. Приведена классификация методов резервирования и примеры их использования.

Ключевые слова: надёжность, безотказность, резерв, нефтепромысловое оборудование, отказы.

UDC 622

## **EXAMPLES OF RESERVATION IN THE OIL AND GAS INDUSTRY**

L. Z. Zainagalina, T.G. Sadykov, I. I. Garipova

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. In this article the reservation method as one of ways of increase in reliability of the drilling and oil and gas equipment is considered. Operational operating conditions of the oil-field equipment which lead to refusals before an established period are listed. Classification of methods of reservation and examples of their use is given.

Keywords: reliability, non-failure operation, reserve, oil-field equipment, refusals.

Понятие надежности оборудования связано с изучением методов обеспечения стабильной работы технических средств в течение требуемого времени и с требуемым качеством.

Резервированием называют применение дополнительных средств и возможностей с целью сохранения работоспособности и износоустойчивости объекта при отказе одного или нескольких его элементов.

Методы резервирования разделяют: по виду резервирования, способу соединения элементов, кратности резервирования, способу включения резерва, режиму работы и восстанавливаемости.

Структурное резервирование заключается во введении дополнительных элементов и устройств либо использование нескольких одинаковых систем вместо одной.

Временное резервирование связано с использованием избыточного времени. Резервы времени могут создаваться за счет повышения производительности объекта, инерционности его элементов.

При использовании избыточной информации предусматривается информационное резервирование. Одним из примеров такого резервирования является: многократная передача одного и того же сообщения по каналу связи.

Функциональное резервирование - это резервирование, при котором заданная функция может выполняться различными способами и техническими средствами. Например, для осуществления функции передачи информации в АСУ могут использоваться радиоканалы, телеграф, телефон и другие средства связи.

Нагрузочное резервирование - это резервирование, при котором применяются резервные нагрузки, тем самым обеспечивая оптимальными запасами способности элементов выдерживать действующие на них нагрузки.

По способу резервирования объекта (элемента объекта) различают: общее и раздельное резервирования. При общем резервировании объект резервируется в целом, вместо одного объекта предусматривается одновременная эксплуатация двух или более объектов, однотипных или аналогичных по выполняемым функциям. При раздельном резервировании обычно резервируются отдельные элементы объекта или группы элементов, встроенные в объект.

Кратность резервирования - отношение числа резервных элементов к числу основных элементов устройства. Кратность резервирования принято обозначать  $m$ . Например, если  $m=3$ , то это означает что: основное устройство -одно, число резервных устройств -три, а общее число устройств равно (три плюс один) четырём. Если  $m=4/2$ , то это означает резервирование с дробной кратностью, при котором число резервных устройств равно четырём, число основных -двум, а общее количество устройств -шести.

По способу включения резерва различают постоянное и динамическое резервирования. Постоянное резервирование осуществляется без перестройки структуры системы при возникновении отказа ее элемента. Динамическое резервирование осуществляется с перестройкой структуры системы при возникновении отказа ее элемента.

По режиму работы, резервирование может быть нагруженным (один или несколько резервных элементов находятся в режиме основного элемента), облегченным (один или несколько резервных элементов находятся в менее нагруженном режиме, чем основной элемент), ненагруженный (один или несколько резервных элементов находятся в ненагруженном режиме до начала выполнения ими функций основного элемента).

Восстанавливаемые-работоспособность которых может быть восстановлена, в том числе и путем замены. Невосстанавливаемые-для которых работоспособность, в случае возникновения отказа, не подлежит восстановлению.

В ряде случаев один и тот же объект, в зависимости от особенностей, этапов эксплуатации или назначения, может считаться восстанавливаемым или невосстанавливаемым.

В настоящее время для оценки надежности системы используется такой критерий: система считается абсолютно надежной, если отказ одного любого элемента не приводит к отказу всей системы.

В нефтяной отрасли часто используются резервные насосы. например при бурении в насосной всегда 2 или 3 буровых насоса, 1 из которых резервный. Также резервные центробежные насосы используются в блочных кустовых насосных станциях и в нефтеперекачивающих станциях.

#### Список использованных источников

1. Основы теории надежности нефтепромыслового оборудования[Текст] / под общ.ред. С.Г.Бабаева. – Баку: [б.и.], 2015. – С. 337-376.
2. Синопальников, В.А. Надёжность и диагностика технологических систем[Текст] /В.А. Синопальников, С.Н. Григорьев. – М.: Высшая школа, 2005. – 343с.: ил.
3. Бабаев, С.Г. Надёжность нефтепромыслового оборудования [Текст] / С.Г. Бабаев. – М.: Недра, 1987. – 264 с.
4. Фахриева, К.Р. Анализ отказов установок электроцентробежных насосов НГДУ «ТУЙМАЗАНЕФТЬ» [Электронный ресурс] / К.Р. Фахриева, М.С. Габдрахимов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 1. – С. 240-247. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
5. Эволюция методов борьбы с отложениями парафина на Туймазинском месторождении [Текст] / И.Г. Фаттахов, А.Х. Габзалилова, В.Р. Зайлалова, А.Н. Миннивалеев, К.Ю. Горынцева, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2. Ч. 25. – С. 5573-5576.

6. Петров, В.А. Установки электроцентробежных насосов. Отказы и пути их устранения в погружных ЭЦН [Текст] / В.А. Петров, А.А. Тимеркаев, Л.В. Петрова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 111-117.

7. Габдрахимов, М.С. Наддолотные многоступенчатые виброусилители [Текст] / М.С.Габдрахимов, Л.Б.Хузина. – СПб.: [б.и.], 2005.

8. Ковалев, Н.О. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом вибродиагностики [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.Ф. Булгаков, Л.З. Зайнагилина // Научное обозрение. – 2015. – № 11. – С. 91-95.

9. Казаченок, В.В. Информатизация образования: учить и учиться в среде XXI века [Текст] / В.В. Казаченок // Народная асвета. – 2015. – № 4. – С. 29–32.

10. Хабибуллин, М.Я. Расчет нефтепромыслового оборудования [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2014. – 98 с.

11. Зайнагилина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров/ Л.З. Зайнагилина, Л.В. Петрова, Н.О.Ковалев / Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах. Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. Уфа, 2015. С. 44-50.

12. Сабитова, А.И. Повышение эффективности эксплуатации фонда скважин, осложненного выносом механических примесей, на Ардатовском месторождении [Текст] / А.И. Сабитова, А.Ю. Давыдов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 243-246.

13. Яппаров, Р.Р. Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами в условиях Туймазинского месторождения нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть» [Текст] / Р.Р. Яппаров, А.Ю. Давыдов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 326-330.

14. Давыдов, А.Ю. Усовершенствование сепаратора CPF-V-2010 [Текст] / А.Ю. Давыдов, Г.Р. Низаева // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 33-35.

15. Давыдов, А.Ю. Насос буровой УНБ-600 с усовершенствованным корпусом[Текст] / А.Ю. Давыдов, И.И. Шарифуллин // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 35-38.

16. Паспортизация компетенций направления подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов, Д.И. Сидоркин, В.А. Петров // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 63-67.

17. Хабибуллин, М.Я. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 3. – С. 16-21.

18 Насос штанговый с устройством демпфирования в конструкции клапанного узла [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, М.Я. Хабибуллин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 4. – С. 21-24.

19 Опытнo-промышленные исследования тиксотропной деструкции парафинистой нефти в промысловом трубопроводе [Текст] / М.Д. Валеев, А.К. Зарипов, А.Ю. Давыдов, Л.М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 6. – С. 32-35.

20. Зайнагалина, Л.З. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнагалина, В.В. Казаченок, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева // 43-я международная научно-техническая конференция молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 40-44.

21. Оценка эффективности реконструкций нефтепроводов [Текст] Камалеева А.Ф., Петрова Л.В., Зайнагалина Л.З. Успехи современной науки. 2016. № 8. Т. 4. - С. 65-67.

УДК 622.276

## **ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГИДРОЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА**

Л.З.Зайнагалина, Р.Р. Степанова, И.А.Шарафидинов  
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация. В данной статье изложены пути повышения надежности защиты электродвигателя электроцентробежного насоса. Показана эффективность работы торцевых уплотнений фирмы «John Crane», а так же их недостатки выявленные во время ремонта протектора электроцентробежного насоса. Показаны способы улучшения конструкции торцевых уплотнений фирмы «John Crane».

Ключевые слова: повышения надежности защиты электродвигателя электроцентробежного насоса, способы улучшения конструкции торцевых уплотнений фирмы «John Crane».

UDC 622.276

## **INCREASE OF RELIABILITY OF HYDRAULIC PROTECTION OF ELECTROCENTROPIC PUMP MOTOR**

L.Z.Zainagalina, R. R. Stepanova, I.A.Sharafidinov  
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Otyabrsky)

Abstract. In this article, the ways of increasing the reliability of protection of the electric motor of an electric pump are described. The efficiency of the John Crane face seals is shown, as well as their shortcomings revealed during the repair of the tread of the electric centrifugal pump. The ways of improving the design of the face seals of John Crane are shown.

Keywords: Increase the reliability of the electric motor motor protection, ways to improve the design of the face seals of John Crane.

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса, в английском варианте - ESP (electric submersible pump). По количеству скважин, в которых работают такие насосы, они уступают установкам ШГН, но зато по объемам добычи нефти, которая добывается с их

помощью, УЭЦН вне конкуренции. С помощью УЭЦН добывается порядка 80% всей нефти в России.

В общем и целом УЭЦН - обычный насосный агрегат, только тонкий и длинный. И умеет работать в среде отличающейся своей агрессивностью к присутствующим в ней механизмам. Состоит он из погружного насосного агрегата (электродвигатель с гидрозащитой + насос), кабельной линии, колонны НКТ, оборудования устья скважины и наземного оборудования (трансформатора и станции управления).

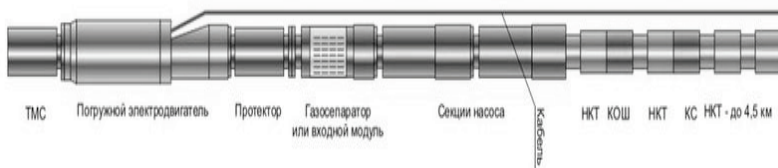


Рисунок 1- Схема электроцентробежного насоса

В этой статье рассматривается возможность повышения надежности гидрозащиты электродвигателя электроцентробежного насоса. При ремонте протектора, в ремонтных цехах, было выявлено, что наиболее изнашиваемыми деталями протектора являются торцевые уплотнения вала. Торцевые уплотнения вала не допускают попадания пластовой жидкости в полость электродвигателя по валу протектора, имея как бы двойную защиту образованную верхним и нижним торцевым уплотнением. Так же в ремонтных цехах при сборке протектора начали использовать торцевые уплотнения фирмы «John Crane», которые в процессе эксплуатации показали повышенную надежность по сравнению с другими производителями торцевых уплотнений вала:

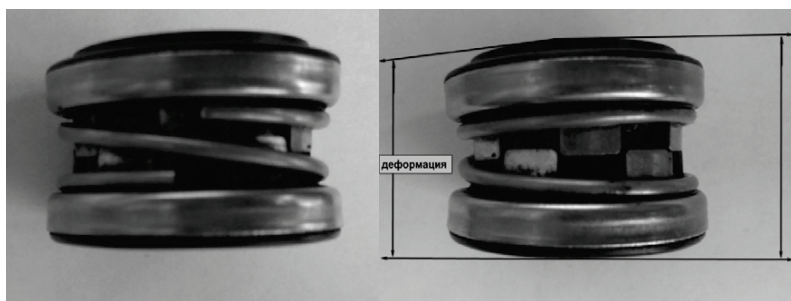
- утечка в 10-15 раз ниже, чем у отечественных (менее 0,1 см<sup>3</sup>/ч)
- расширенный температурный диапазон применения (до 150°С)
- надежность (обеспечивается конструкцией, технологией и материалами)
- долговечность (срок службы в 3-4 раза больше, чем у отечественных)
- удобство монтажа, взаимозаменяемость с отечественными
- уплотнения сертифицированы Госгортехнадзором РФ

Однако при всех достоинствах конструкции торцевых уплотнений «John Crane», так же были выявлены их недостатки:

- рабочая температура - 20 +150° С, при том что сборка и закачка масла в электродвигатель может производиться при температуре до -38° С, по технологической инструкции монтажа, демонтажа УЭЦН.

- уплотнение деформируется, в месте где пружина уплотнения визуально имеет один виток (рисунок 2)

Материал изготовления резиновой части уплотнения Фторкаучук. Диапазон рабочих температур Фторкаучука: от -20 до + 150°С, кратковременно до +230°С. А также Фторкаучук устойчив к: минеральным маслам и смазкам, ароматическим и алифатическим углеводородам, трудновоспламеняющимся гидравлическим жидкостям на основе фосфатных эфиров и хлорированных углеводородов (HSC), синтетическим маслам для авиационных двигателей.



а) слабое место пружины

б) деформация уплотнения

Рисунок 2- Торцевое уплотнение фирмы «John Crane»

Для расширения рабочих температур предлагается вместо материала Фторкаучук использовать материал Фторсиликоновую резину СП-ФС, которая имеет стойкость к высоким температурам, стойкость к кислотам, стойкость к окислению, высокое электрическое сопротивление, стойкость к трансформаторным и другим маслам, агрессивностойкость. По характеристикам она не уступает материалу Фторкаучук но имеет рабочую температуру от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+170^{\circ}\text{C}$ , кратковременно  $+230^{\circ}\text{C}$ . В указанном интервале температур эксплуатационные характеристики фторсиликоновых резиновых изделий остаются практически неизменными в течение всего срока службы, т.е. до 30 лет.

Слабое место пружины предлагается укрепить тем, что не изменяя материала, который неплохо показал себя при эксплуатации протектора, изменить конструкцию пружины, путем ее удлинения по концам (рисунок 3).

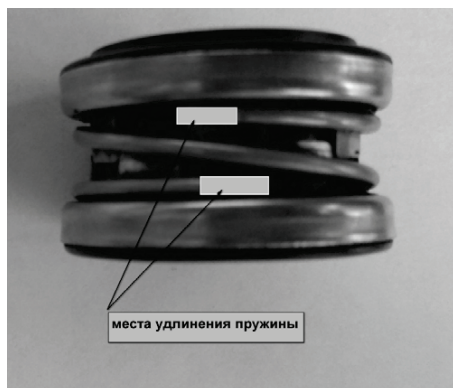


Рисунок 3- Схема удлинения пружины

Так мы добьемся того, что пружина в процессе эксплуатации не будет изгибаться. То есть во время работы насоса пластовая жидкость не будет мигрировать по пропускам торцевого уплотнения в полость электродвигателя.

Применив данные изменения в конструкции торцевых уплотнений фирмы «John Crane», которые эффективно используются в протекторах (гидрозащитах) установки электроцентробежного насоса мы повысим надежность, как работы электродвигателя, так и работы установки в целом. Пластовая жидкость не будет проникать в полость электродвигателя, уменьшится число ремонтов УЭЦН из-за его отказа.

#### Список использованных источников

1. Инструкция по монтажу и эксплуатации торцового уплотнения с эластомерным сильфоном типа 2100 фирмы "John Crane (Джон Крейн)
2. Техническая инструкция № 119 по проведению монтажа, демонтажа УЭЦН, ОАО Сургутнефтегаз
3. Зайнаглина, Л.З. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнаглина, В.В. Казаченок, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева // 43-я международная научно-техническая конференция молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 40-44.
4. Оценка эффективности реконструкций нефтепроводов [Текст] Камалеева А.Ф., Петрова Л.В., Зайнаглина Л.З. Успехи современной науки. 2016. № 8. Т. 4. - С. 65-67.
5. Садыков, Т.Г. Экономика и управление производством [Текст]: учебное пособие / Т.Г. Садыков. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2016. – 148 с.
6. Сабитова, А.И. Повышение эффективности эксплуатации фонда скважин, осложненного выносом механических примесей, на Ардатовском месторождении [Текст] / А.И. Сабитова, А.Ю. Давыдов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 243-246.
7. Яппаров, Р.Р. Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами в условиях Туймазинского месторождения нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть» [Текст] / Р.Р. Яппаров, А.Ю. Давыдов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 326-330.
8. Давыдов, А.Ю. Усовершенствование сепаратора CPF-V-2010 [Текст] / А.Ю. Давыдов, Г.Р. Низаева // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 33-35.
9. Давыдов, А.Ю. Насос буровой УНБ-600 с усовершенствованным корпусом [Текст] / А.Ю. Давыдов, И.И. Шарифуллин // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 35-38.
10. Паспортизация компетенций направления подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов, Д.И. Сидоркин, В.А. Петров // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 63-67.
11. Хабибуллин, М.Я. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 3. – С. 16-21.
12. Насос штанговый с устройством демпфирования в конструкции клапанного узла [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, М.Я. Хабибуллин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 4. – С. 21-24.

13. Опытнo-промышленные исследования тиксотропной деструкции парафинистой нефти в промысловом трубопроводе [Текст] / М.Д. Валеев, А.К. Зарипов, А.Ю. Давыдов, Л.М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 6. – С. 32-35.

14. Зайнагалина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.

15. Алчинова, А.А. Современные методы борьбы с экологическими загрязнениями в нефтегазовой отрасли / А.А. Алчинова, Л.З. Зайнагалина // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 127-130.

16. Состояние трубопроводной системы ОАО «Роснефть – Юганскнефтегаз» в Мамонтовском регионе [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, В.А. Петров, А.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 71-76.

17. Зайнагалина, Л.З. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнагалина, В.В. Казаченок, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева // 43-я международная научно-техническая конференция молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 40-44.

18. Ковалев, Н.О. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом вибродиагностики [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.Ф. Булгаков, Л.З. Зайнагалина // Научное обозрение. – 2015. – № 11. – С. 91-95.

19. Шарифуллин, Р.Р. Устройство для разгрузки роторов центробежных секционных насосов от осевых усилий [Текст] / Р.Р. Шарифуллин, Л.З. Зайнагалина, Р.Г. Хабибуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 174-178.

20. Хабибуллин, М.Я. Расчет нефтепромыслового оборудования [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2014. – 98 с.

21. Технические условия ТУ3665-010-60692872-2010 ООО ПК Ремэлектропромнефть 2010г.

22. <http://vseonefti.ru/>

УДК 622

## **АВТОНОМНАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА РАБОТЫ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ БЛОЧНО КУСТОВОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ.**

Л.З. Зайнагалина, Р.Г. Хабибуллина, А.Ю. Алчинова

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы модернизации системы автоматизации и управления центробежными насосными агрегатами блочно-кустовых насосных станций (БКНС). Автоматизированная система контроля и регистрации технологических параметров «АСКиР» является наиболее перспективным вариантом решения проблемы мониторинга работы БКНС.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, центробежные насосы, насосные станции, автоматизация, контроль, мониторинг, управление.

## **AUTONOMOUS SYSTEM OF MONITORING AND MONITORING THE WORK OF THE PUMP UNITS OF THE BLOCK PIECE PUMPING STATION.**

L.Z. Zaynagalina, R. G. Khabibulina, A.Yu. Alchinova  
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)

**Abstract.** In the article the questions of modernization of the system of automation and control centrifugal pump units of modular group pumping station (MGPS). Automated system of control and registration of technological parameters "Askir" is the most promising solution to the problem of monitoring of MGPS.

**Keywords:** Maintenance of reservoir pressure, centrifugal pumps, pumping stations, automation, monitoring, monitoring, control.

БКНС являются автоматизированными объектами системы ППД, работа которых осуществляется практически без обслуживающего персонала при периодическом мониторинге отдельных узлов и элементов оборудования.

При «ручном» режиме работы управление БКНС ведет к дополнительным затратам, а также снижению оперативности реагирования в случае аварийных ситуаций.

Для своевременного обнаружения предаварийных ситуаций эффективное управление работой БКНС необходимо осуществлять на основе применения современных средств связи и автоматики, что также позволит уменьшить затраты на обслуживание оборудования и более рационально управлять имеющимися финансовыми и трудовыми ресурсами.

Усовершенствование имеющейся схемы автоматизации – наиболее эффективный вариант с экономической точки зрения. Для его осуществления предлагается использовать комплекс АСКИР, разработанный коллективом преподавателей нефтяного университета в городе Октябрьский [1].

Комплекс «АСКИР» (Автоматизированная система контроля и регистрации технологических параметров) служит для обеспечения сбора, регистрирования, хранения и передачи в режиме реального времени информации технического и технологического содержания на пункт диспетчера, а также сигнализации при внезапных отклонениях работы того или иного оборудования (рис. 1).

Одним из наиболее важных элементов системы является центральный микропроцессор, содержащийся в основном блоке системы [2].

Диспетчеру для обработки сигналов от приборов КНС необходим ПК и USB-модем с активной SIM-картой. Регистрируемые данные с центрального микропроцессора подаются на базу данных, где осуществляется сопоставление с установленными значениями по каждому регистрируемому параметру.

Система «АСКИР» позволяет значительно повысить эффективность управления и контроля основными режимами.

Обоснование применения системы АСКИР:

1. Быстрое и верное диагностирование состояния объектов, расположенных на обширной территории.
2. Круглосуточное компьютерное наблюдение за технологическими процессами.
3. В аварийных ситуациях возможность контекстной подсказки оператору.
4. При подходе значений параметров к границе опасной зоны происходит компьютерное предупреждение.
6. Возможность анализа технологических параметров для принятия решения о плановом ремонте или замене отдельно узла.
7. Записывание поминутных графиков изменения измеряемых величин. [3].

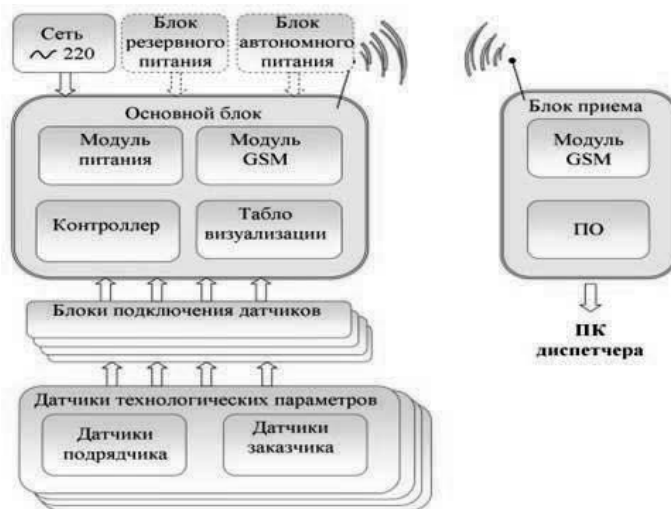


Рисунок 1 - Автоматизированная система контроля и регистрации технологических параметров «АСКиР»[3]

Выводы: Применение комплекса АСКир в системе автоматизации БКНС позволит значительно повысить её надёжность, уменьшить затраты на обслуживание оборудования, увеличить оперативность реагирования в случае аварийных ситуаций.

#### Список использованных источников

1. Галеев, А.С. Сулейманов Р.Н., Арсланов Р.И. и др. Повышение эффективности эксплуатации СШНУ [Текст] / Р.Н. Сулейманов, Р.И. Арсланов // Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. С.126.
2. Ковалев, Н. В. Оценивание рисков аварий и инцидентов на нефтепромысловых объектах на основе теории вероятности [Текст] / Н. В. Ковалев, Г. Р. Игтисимова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / ф-л УГНТУ в г. Октябрьском. - Уфа, 2014. - Т. 2. - С. 28-34
3. Галеев, А.С. Автономная система контроля и мониторинга работы насосных агрегатов канализационной насосной станции [Текст] / А.С. Галеев, Р.Н. Сулейманов, И.Г. Арсланов // Технические науки - от теории к практике: сб. ст. по матер. XXIV междунар. науч.-практ. конф. – Новосибирск: Изд-во СибАК, 2013
3. Зайнагалина, Л.З. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнагалина, В.В. Казаченок, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева // 43-я международная научно-техническая конференция молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 40-44.
4. Оценка эффективности реконструкций нефтепроводов [Текст] Камалеева А.Ф., Петрова Л.В., Зайнагалина Л.З. Успехи современной науки. 2016. № 8. Т. 4. - С. 65-67.

6 Садыков, Т.Г. Экономика и управление производством [Текст]: учебное пособие / Т.Г. Садыков. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2016. – 148 с.

7. Сабитова, А.И. Повышение эффективности эксплуатации фонда скважин, осложненного выносом механических примесей, на Ардатовском месторождении [Текст] / А.И. Сабитова, А.Ю. Давыдов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 243-246.

14 Яппаров, Р.Р. Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами в условиях Туймазинского месторождения нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть» [Текст] / Р.Р. Яппаров, А.Ю. Давыдов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 326-330.

15 Давыдов, А.Ю. Усовершенствование сепаратора CPF-V-2010 [Текст] / А.Ю. Давыдов, Г.Р. Низаева // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 33-35.

16 Давыдов, А.Ю. Насос буровой УНБ-600 с усовершенствованным корпусом [Текст] / А.Ю. Давыдов, И.И. Шарифуллин // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 35-38.

17 Паспортизация компетенций направления подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов, Д.И. Сидоркин, В.А. Петров // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 63-67.

18 Хабибуллин, М.Я. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 3. – С. 16-21.

19 Насос штанговый с устройством демпфирования в конструкции клапанного узла [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, М.Я. Хабибуллин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 4. – С. 21-24.

20 Опытнo-промышленные исследования тиксотропной деструкции парафинистой нефти в промысловом трубопроводе [Текст] / М.Д. Валеев, А.К. Зарипов, А.Ю. Давыдов, Л.М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 6. – С. 32-35.

14. Зайнагалина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркан, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.

15. Алчинова, А.А. Современные методы борьбы с экологическими загрязнениями в нефтегазовой отрасли / А.А. Алчинова, Л.З. Зайнагалина // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т.

(Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 127-130.

16. Состояние трубопроводной системы ОАО «Роснефть – Юганскнефтегаз» в Мамонтовском регионе [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, В.А. Петров, А.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 71-76.

17. Зайнагалина, Л.З. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнагалина, В.В. Казаченок, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева // 43-я международная научно-техническая конференция молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 40-44.

18 Ковалев, Н.О. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом вибродиагностики [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.Ф. Булгаков, Л.З. Зайнагалина // Научное обозрение. – 2015. – № 11. – С. 91-95.

20. Шарифуллин, Р.Р. Устройство для разгрузки роторов центробежных секционных насосов от осевых усилий [Текст] / Р.Р.Шарифуллин, Л.З.Зайнагалина, Р.Г. Хабибуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 174-178.

23 Хабибуллин, М.Я. Расчет нефтепромыслового оборудования [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2014. – 98 с.

24 Сулейманов, Р.И. Способы регулирования режимов работы кустовой насосной станции [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.Г. Погорелов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 104-108.

УДК622.233.6:658.012.011.56.005:681.51

### **АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ**

Л.З. Зайнагалина, И.Ф. Шафигуллин, Р.А. Терегулов

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)*

Аннотация. В статье ставится задача рассмотрения автоматизированного процесса бурения скважин. Создание микропроцессорной техники позволило проводить исследования в области автоматизации процесса бурения и усовершенствованием на ее основе автоматизированного управления.

Ключевые слова:автоматизация, режимы бурения, электронно-вычислительная машина, контроль параметров, подача инструмента.

UDC 622.233.6:658.012.011.56.005:681.51

### **AUTOMATION OF THE DRILLING PROCESS**

L.Z. Zaynagalina, I.F. Shafigullin, R.A. Teregulov

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. The article put the problem of consideration of an automated process of drilling wells. The creation of microprocessor technology has enabled studies in the field of automation of the drilling process and improving on its basis of automated management.

Keywords: Automation, drilling modes, electronic computer, parameter control, tool feed.

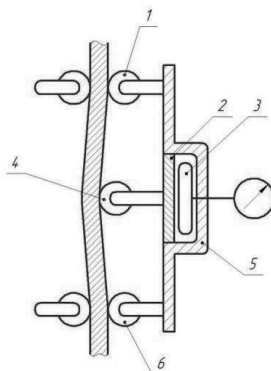
Интенсификация производства, повышение качества и снижение себестоимости продукции возможна за счет автоматизации технологических процессов на основе современной техники. Появление недорогих и надежных ЭВМ, позволит выполнять функции автоматизированного управления технологическими процессами бурения.

С одной стороны, имеется объективная необходимость в автоматизации процесса бурения, с другой существуют необходимые предпосылки для создания систем автоматизированного управления, такие как высокая физическая нагрузка на персонал, в связи с необходимостью ускорения производства, возросшая психологическая нагрузка и ответственные решения, принимаемые бурильщиком в процессе бурения. Рассмотрим подробнее некоторые аспекты технико-экономического обоснования разработки систем автоматизации.

Приоритетными функциями автоматизации являются:

- оптимизация режимов бурения, обеспечивающих достижение максимального значения критерия оптимальности;
- распознавание аварийных и предаварийных ситуаций, оценка времени их наступления;

Индикация и текущий контроль параметров процесса бурения производится с помощью следующих измерительных приборов: индикатора массы (рис.1), манометров, моментомера, тахометра, а также приборов измеряющие механическую скорость бурения и проходки.



1, 6 – роликовые опоры корпуса; 2 – поршень; 3 – резиновая камера;  
4 – роликовая опора поршня; 5 – корпус

Рисунок 1 – Схема трансформатора давления избыточной массы

Индикатор массы – это прибор по которому определяют нагрузку действующий на крюк талевого системы, а также осевую нагрузку на долото. Наиболее распространены гидравлические индикаторы массы. Основная часть индикатора массы – трансформатор состоящий из корпуса 5 и поршня 2. Канат талевого системы, проходящий через роликовые опоры 1, 6 корпуса и роликовую опору 4 поршня, изгибается под определенным углом. Индикатор массы давления устанавливается на неподвижный конец каната и обвязывается гидравлическим или электрическим, в случае электронного индикатора массы, каналом связи. За счет упругого изгиба оси каната возникают усилия, действующий на поршень, опирающийся на резиновую камеру 3, заполненную жидкостью, либо наиндукционный преобразователь, при использовании электронного индикатора массы.

Под подачей инструмента понимают его вертикальное перемещение осуществляемое опусканием ведущей трубы через роторный стол на некоторую величину с помощью ослабления тормоза лебедки. Под погружением долота понимают глубину внедрения долота в породу под влиянием подачи инструмента. Не следует путать величину подачи производимую бурильщиком с глубиной погружения долота в породу, потому что колонна бурильных труб в процессе бурения испытывает сложнагружение и деформируется, изменяя свои геометрические характеристики, прежде всего длину.

Подача инструмента с поверхности должна быть плавной, непрерывной и обеспечивать такое удельное давление, которое превышает сопротивляемость горных пород и создает оптимальную скорость разбуривания.

В качестве примера рассмотрим автоматизированный регулятор подачи типа РПДЭ-3(рис. 2). Этот регулятор используется при поддержаниях режимов бурения скважин с гидравлическими двигателями и ротором.

РПДЭ-3 обеспечивает поддержание осевой нагрузки на долото, постоянной скорости подъема и подачи бурильной колонны.

Осевая нагрузка на долото измеряется индикатором веса 6 и подается на пульт управления 5, где сравнивается с заданной осевой нагрузкой. Разность сигналов поступает на усилители, входящие в станцию управления 1. Усилители воздействуют на мотор-генератор 2, вращаемый асинхронным электродвигателем. Мотор-генератор питает двигатель постоянного тока 3, входящий в привод редуктора 4. Поддержание заданной скорости подачи может применяться при проработке скважины, аварийного подъема инструмента, при выходе из строя главного привода.

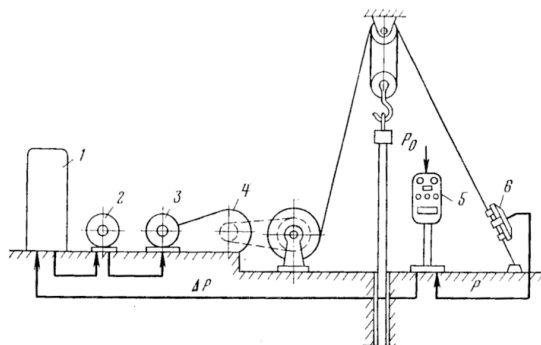


Рисунок 2 –Автоматизированный регулятор подачи типа РПДЭ-3

Практика показывает, что практически всегда необходима корректировка параметров режима к конкретным условиям. Аппаратура и датчики, размещенные в различных местах буровой установки, обеспечивают ЭВМ исходными данными, необходимыми для оценок. Обработывая полученную информацию, ЭВМ выдает: прогноз проходки на долото до его износа, прогноз времени работы долота до износа, оптимальную величину нагрузки на долото, оптимальную частоту вращения долота, а также другие рекомендации по проводке скважины.

Автоматизация технологического процесса составляет важную часть научно-технического прогресса при строительстве скважины. Автоматизация бурения на основе современной техники должна обеспечить облегчения как умственного, так и физического труда человека. Не смотря на то, что внедрения автоматизированного оборудования при бурении эксплуатационных скважин обеспечила выполнения этих заданий, в разведочном

бурении остаются значительные резервы для использования систем управления, имеющую возможность подстраиваться под неизвестные геологические условия.

Список использованных источников

1. Котляров, А.М. Автоматизация буровых агрегатов. [Текст]: учебник / А.М. Котляров - М.: Недра, 1971 – 168с.
2. Волков, А.С. Вращательное бурение разведочных скважин [Текст]: учебное пособие для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве. – 3-е изд., перераб. и доп. / А.С. Волков, Б.П. Долгов – М.: Недра 1988 – 320 с.: ил. 113 с.
3. Волков, А.С. Буровой геологоразведочный инструмент. [Текст]: учебник / А.С. Волков - М.: Недра, 1979 – 286с.
4. Вадецкий, Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебник / Ю.В. Вадецкий – М.: Академия, 2011 – 352 с.
5. Гилязов, Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. [Текст]: учебник / Р.М. Гилязов – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2002. – 255с.
6. Габдрахимов, М.С. Совершенствование очистки забоя при бурении горизонтальных скважин [Текст] / М.С. Габдрахимов, Л.З. Зайнагилина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 309-312.
7. Габдрахимов, М.С. Техника и технология повышения эффективности очистки скважины [Текст]: монография / М.С. Габдрахимов, Л.З. Зайнагилина, Р.И. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 100 с.
8. Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция. Нефть, Газ. – 2015. – № 6 (45). – С. 14-16.
9. Садыков, Т.Г. Бюджеты муниципальных образований: Формирование и управление [Текст]: дис. канд. экон. наук / Т.Г. Садыков. – М., 2006.
10. Давыдов, А.Ю. Насос буровой УНБ-600 с усовершенствованным корпусом [Текст] / А.Ю. Давыдов, И.И. Шарифуллин // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 35-38.
11. Тынчеров, К.Т. Автоматизация производственных процессов в бурении [Текст]: учебное пособие / К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 201 с.
12. Садыков, Т.Г. Оценка состояния и проблемы совершенствования межбюджетных отношений в республике Башкортостан [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 2. - С.35-48.
13. Садыков, Т.Г. Экономика и управление производством [Текст]: учебное пособие / Т.Г. Садыков. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. - 149 с.
14. Миннивалеев, Т.Н. Буровой насос как источник интенсивных колебательных процессов [Текст] / Т.Н. Миннивалеев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сб. трудов международной научно-технической конференции / редкол.: В.Ш. Мухаметшин и др.: в 2 т. - Уфа: Аркаим, 2015. – Т.2. - С.76-81.
15. Габдрахимов, М.С. Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов. – Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. - № 11. – С.26-29.
16. Габдрахимов, М.С. Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов. – Экспозиция Нефть Газ. – 2015. - № 6 (45). – С.14-16.

17. Галеев, А.С. Установки для бурения глубоких скважин [Текст]: учебное пособие / А.С. Галеев, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. - 154 с.

18. Бадыхина, А.Н. Насос УНБТ-950 с усовершенствованным кривошипным механизмом [Текст] / А.Н. Бадыхина, Р.И. Сулейманов // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. (Октябрьский, 22 апреля 2013 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 2. - С. 29-33.

19. Сулейманов, Р.И. Техническая диагностика нефтепромыслового оборудования [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.Л. Галимуллин, В.А. Петров, Л.М. Зарипова, Л.З. Зайнагалина // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» / отв. ред. Р.И. Сулейманов. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - С. 159-164.

20. Габдрахимов, М.С. Условия, необходимые для формирования компетенции: умение моделировать технические объекты и технологические процессы [Текст] / М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, Р.Г. Хабибуллина, Т.Н. Миннибаев // Актуальные вопросы инженерного образования - 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Альфа Принт, 2016. - С. 88-92.

УДК 622.276

### **ДВИГАТЕЛЬ ЗАБОЙНЫЙ ВИНТОВОЙ 7LZ172 С ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТЬЮ ТРАНСМИССИОННОГО ВАЛА**

Зарипова Л.М., Габдрахимов М.С., Петров В.А., Галимуллин М.Л.,  
Сулейманов Р.И., Давыдов А.Ю., Зайнагалина Л.З., Стройкин Г.А.  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский)

Аннотация: В данной статье рассмотрены выявленные проблемы при эксплуатации ВЗД, а также конструктивные и технологические варианты их разрешения. Выявлены основные перспективные направления усовершенствования конструкции, позволяющие увеличить срок эксплуатации ВЗД.

Ключевые слова: винтовой забойный двигатель, рабочий орган, статор, эластомер, покрытия.

UDC 622.276

### **7LZ172 SCREW-LOCKED ENGINE WITH CAPABLE RELIABILITY OF THE TRANSMISSION SHAFT**

Zaripova L.M., Gabdrakhimov, M.S. Petrov V.A. Galimullin M.L., Suleymanov R.I.,  
Davydov A.Yu., Zainagalina L.Z. Stroikin G. A.  
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)

Abstract: In this article, the identified problems in the operation of PDMs, as well as design and technological options for their resolution, are considered. The main promising directions for improving the design have been identified, which make it possible to extend the service life of the PDM.

Keywords: screw downhole motor, working element, stator, elastomer, coating.

Современные конструкции отечественных двигателей не в полной мере отвечают возрастающим требованиям технологии бурения и ремонта скважин.

Относительно небольшой межремонтный период, связанный с износом рабочих органов и опор шпинделя, а также недостаточная надежность гибких валов и шарниров предопределяют необходимость продолжения опытно-конструкторских работ по усовершенствованию двигателей [1,2,3].

Среди конструктивных путей приоритетными являются работы по созданию многошаговых рабочих органов. Целесообразность перехода на многошаговые конструкции подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями.

Наиболее оптимальной конструкцией являются монолитные рабочие органы (далее - РО), однако технический уровень отечественного производства позволяет изготавливать статоры длиной не более 2,5-3 м, что соответствует 2-3 шагам винтовой поверхности РО [4,5].

Переход на многошаговые конструкции позволит не только снизить контактные напряжения и повысить долговечность РО, но и обеспечить требуемый для заданного крутящего момента перепад давления при пониженных расходах бурового раствора.

Увеличение долговечности РО может быть достигнуто путем компенсации износа. Среди известных схем компенсации износа не потеряла своей актуальности схема с коническими РО. Эта схема позволяет компенсировать износ как диаметральный, так и по профилю зуба [6,7].

Использование ВЗД в наклонно направленной, и горизонтальном бурении выявило серьезные проблемы шпинделя, прежде всего его радиальных опор. Долговечность опор шпинделя, особенно шпинделей с укороченной длиной, снизилась в несколько раз. Обычные способы (цементация с закалкой и др.), применяемые в отечественной практике, не принесли существенного прогресса.

Усовершенствование технологии изготовления узлов и деталей является одним из главных путей совершенствования ВЗД.

В современных зарубежных двигателях широко применяются осевые и радиальные опоры с современной упрочняющей технологией. Радиальные опоры изготавливаются с твердосплавными вставками из карбида вольфрама мелких фракций в прочной матрице, что обеспечивает высокую износостойкость и отсутствие растрескивания при больших ударных нагрузках. В шпинделях, используемых в двигателях для горизонтального бурения, осевые опоры качения заменены опорами скольжения с алмазным покрытием, которые выдерживают значительно более высокие нагрузки и занимают меньше места. По мере расширения области и объема выпуска двигателей отечественные и зарубежные производители двигателей постоянно совершенствуют технологию производства.

Для роторов используются износостойкие и коррозионно-стойкие покрытия. Однако за последние годы в России и за рубежом широкое применение получило твердосплавное хромирование которое обеспечивает достаточную долговечность.

Для повышения выносливости деталей, подверженных циклическим нагрузкам, необходим переход на современную технологию их изготовления и новые материалы, что сопровождается увеличением стоимости ВЗД. В зарубежной практике для корпусов и валов начали применять новые высоколегированные стали. Исследования, в частности с использованием метода фотоупругости позволили снизить концентрации напряжений. Это достигается повсеместным введением галтелей и зарезбовых разгрузочных канавок. Еще одним средством борьбы с развитием усталостных напряжений является дополнительная обработка деталей методом дробеструйной обработки или холодной обкатки.

К положительному результату может привести применение антикоррозионных покрытий наиболее ответственных деталей (гибких валов и валов шпинделя).

Перспективными направлениями усовершенствования конструкции ВЗД являются:

**1. Увеличение длины РО.** Увеличение длины рабочих органов позволяет значительно снизить уровень контактных нагрузок в зацеплении, уменьшить

интенсивность их износа и предотвратить преждевременное разрушение резиновых зубьев из-за повышенных деформаций и разогрева резины. Повышение ресурса за счет увеличения длины рабочих органов объясняется также возможностью их наработки до больших величин зазоров в зацеплении статор-ротор 0,5 мм и более.

**2. Уменьшение массы ротора.** Традиционные конструкции ВЗД (отечественных и зарубежных) имеют металлический ротор и резинометаллический статор. Роторы малогабаритных двигателей изготавливаются, как правило, из круга металла и не имеют отверстия, роторы крупногабаритных ВЗД изготавливаются из трубной заготовки или проката с последующим сверлением отверстия. Последние имеют большую массу, что при высокой частоте вращения приводит к возникновению значительной центробежной силы и созданию интенсивных поперечных вибраций, отрицательно влияющих на долговечность статора и других узлов двигателя.

Для уменьшения влияния инерционных поперечных нагрузок на компоновку двигателя ротор необходимо выполнять максимально облегченным. Наиболее рациональным конструктивным решением является применение гидроштампованных роторов.

**3. Статоры с равномерной толщиной эластичной обкладки.** Оснащение двигателей статорами с равномерной толщиной эластичной обкладки (профилированными или армированными статорами), несмотря на определенные дополнительные затраты на изготовление, превращает ВЗД в классическую объемную гидравлическую машину, у которой развиваемый крутящий момент практически не зависит от расхода подаваемой жидкости, а частота вращения, в свою очередь, – от развиваемого момента. Помимо преимуществ, характерных для ВЗД с удлиненными статорами, профилированные статоры при сравнении РО одинаковой длины обеспечивают повышенный крутящий момент, увеличение КПД и еще два важных преимущества – увеличение ресурса и термостойкости (вследствие снижения деформации эластичной обкладки и улучшения теплоотвода).

Комплектация двигателей рабочими органами с различными кинематическими отношениями винтовых героторных механизмов. Для расширения эксплуатационных возможностей, определяемых технологией бурения, характеристиками разбуриваемых пород и используемых долот, в двигателях могут применяться рабочие органы с различным кинематическим отношением (число зубьев ротора и статора) и осевым шагом зубьев рабочих органов. Основное преимущество таких ВЗД – возможность в производственных условиях собирать двигатели с различной частотой вращения.

Освоение серийного производства рассмотренных выше конструкций рабочих органов ВЗД расширило области применения и технологические возможности двигателей, позволило им, в частности, превратиться в основной привод долот типа PDC.

**4. Выбор эластомера для обкладки статоров.** При разработке ВЗД является одним из наиболее важных вопросов. Следует отметить, что разработка новых эластомеров проводится недостаточно продуктивно. Перспективные области применения ВЗД (скважины с забойной температурой 150 и более градусов, бурение скважин на депрессии и с использованием углеводородных растворов) предопределяют необходимость разработки новых эластомеров.

**5. Оптимизация геометрических и конструктивных параметров рабочих органов.** Несмотря на выполненные отечественными специалистами комплекс теоретических и исследовательских работ по оптимизации и конструкции РО, имеются большие резервы дальнейшего совершенствования, в частности с целью улучшения трибологической обстановки в винтовом героторном механизме и оптимизации его пространственной геометрии.

#### Список использованных источников

1. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин [Текст] / М.Т. Гусман, Д.Ф. Балденко, А.М. Кочнев, С.С. Никомаров. – М.: Недра, 1981. – 231 с.
2. Балденко, Д.Ф. Одновинтовые гидравлические машины [Текст]: в 2-х т. Том 2. Винтовые забойные двигатели / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 468 с.
3. Мухаметшин, В.Ш. О состоянии и перспективах развития научной деятельности в филиале Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 4-50.
4. Коротаев, Ю.А. Технологическое обеспечение долговечности многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей [Текст] / Ю.А. Коротаев. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2003. – 260 с.
5. Селиванов, С.М. Новая страница в развитии конструкций ВЗД [Текст] / С.М. Селиванов, Д.И. Балятинских // Бурение и нефть. – 2011. – № 7-8. – С. 54-67.
6. Зайнагалина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов Международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.
7. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнагалина, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева, В.В. Казаченок // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 40-44.

УДК 622.276

#### **УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОЧИСТКИ ТРУБОПРОВОДА ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ**

Зарипова Л.М., Галимуллин М.Л., Ахметшин Р.Р.

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)*

Аннотация: относится к области нефтяной промышленности и может найти применение для эффективной очистки от механических примесей (отложений) в трубопроводах системы сбора нефти.

Ключевые слова: механические примеси, асфальтосмолопарафиновые отложения, очистка, трубопроводы

UDC 622.276

#### **DEVICE FOR PURIFICATION OF PIPELINE FROM MECHANICAL IMPURITIES**

Zaripova L.M., Galimullin M.L., Akhmetshin R.R.

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Otktyabrsky)*

Abstract: refers to the field of the petroleum industry and can find application for effective purification from mechanical impurities (deposits) in the pipelines of the oil collection system.

Key words: mechanical impurities, asphalt-resin-paraffin deposits, purification, pipelines

Механические примеси и асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) наблюдаются как при всех способах добычи нефти. Особенно актуальной для нефтегазовой отрасли проблема очистки от отложений становится на поздней стадии разработки, характеризующейся падением объемов добычи нефти и увеличением обводненности добываемой продукции при низких текущих коэффициентах нефтеотдачи пластов.

Для удаления АСПО применяют следующие методы: механические; тепловые; химические; комбинированные; нетрадиционные [1,2,3,4,5,6,7,8,9,10].

Для механического удаления применяют скребки различной конструкции. С помощью скребков отложения срезаются с поверхности труб. Различают скребки спиральной, пластинчатой формы, а также скребки на стальной проволоке, «летающие» скребки и разбурывающие устройства [11,12,13,14].

Известно гидробародинамическое устройство очистки внутренней поверхности трубопроводов, содержащее манжету с двумя рядами расположенных в шахматном порядке и по кругу пружинных элементов, образующих во внешнем круге клиновидные щели, внутренний эластичный элемент, шток и центратор. Манжета снабжена третьим наружным рядом пружинных элементов, выполненных в виде клина. Последние острым концом размещены внутри клиновидной щели. Клиновидные элементы закреплены на манжете с возможностью перемещения. Заводят устройство в трубопровод обычным способом через камеру пуска и подают на внутреннюю часть манжеты, покрытую эластичным элементом, давление рабочего агента (например, воды). При перепаде давления перед устройством и за ним, равном 0,2-0,6 МПа, устройство начнет движение. При этом на устройство должен подаваться расход рабочего агента, обеспечивающий этот перепад с учетом расхода рабочего агента, необходимого для образования гидробародинамических струй в клиновидной щели, ограниченной сверху трубопроводом. Отложения разрушаются кинетической энергией этих струй.

Внедрение в трубу подвижных металлических изделий, приводит к возможности их застревания в трубопроводе и осложнению очистных работ, увеличивая время и трудоемкость для устранения осложнений.

Устройство для очистки внутренней поверхности промышленных трубопроводов от асфальтосмолистых и грязепарафиновых отложений (АСПО) при их значительном накоплении в нефтепроводах. Корпус состоит из не менее двух труб, на передней и задней частях которых размещены манжеты. Между трубами размещена манжета. В передней части корпуса установлен клапан в виде фланца, закрепленный винтами, на которые надеты пружины, а концы винтов скреплены между собой полукольцами и каждый из винтов закреплен гайками. В качестве перепускного клапана используют фланец. С обоих концов устройство снабжено петлями для транспортировки и подъема его. Одна из петель размещена на клапане. Устройство вводится в полость очищаемого трубопровода через специальные камеры пуска и приема скребков. Перемещение устройства по трубопроводу осуществляется благодаря перепаду давления сзади и спереди, создаваемому манжетами. При движении устройства манжеты производят очистку внутренней поверхности стенки трубопровода.

Главными факторами, приводящими к осложнениям при использовании технических средств указанных выше, является потеря их в трубе и недостаточное полное удаление механических примесей.

Предлагаемое нами устройство является повышение эффективности очистки трубопровода от механических примесей.

Устройство, позволяющее создать мощный турбулентный поток жидкости, способный удалять механические примеси на большое расстояние. Для этого в устройстве, для очистки трубопровода от механических примесей, содержащем корпус, в

виде катушки трубы и средство для воздействия на поток жидкости, текущей в трубопроводе, в виде винтовой поверхности. Упомянутое средство изготовлено из прямоугольной пластины, противоположные торцы которой развернуты относительно ее продольной оси на угол  $178-182^{\circ}\text{C}$ , и соосно размещено внутри упомянутого корпуса, при этом, стороны пластины, образующие винтовую поверхность, жестко прикреплены к корпусу по всей длине при помощи сварки.

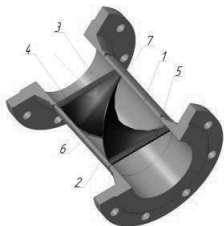


Рисунок 1 - Объемное изображение устройства для очистки трубопровода.

На рисунке 1 представлен изображение устройства, состоящее из корпуса 1, выполненного в виде отрезка трубы, средства 2 для воздействия на поток жидкости в трубопроводе и двух фланцев 3. Упомянутое средство 2, выполнено в виде винтовой поверхности, изготовленной из прямоугольной пластины. Противоположные торцы 4, 5 пластины развернуты относительно ее центральной продольной оси на угол  $178-182$  градуса. Пластина соосно размещена внутри корпуса 1, стороны пластины 6, 7, образующие винтовую поверхность, жестко прикреплены к корпусу 1 по всей длине при помощи сварки. Корпус устройства жестко соединен с обеих сторон с фланцами 3, обеспечивающими герметичное соединение с трубопроводом. В качестве материала для пластины используется сталь 20 [15].

Эмпирически установлено, что наибольший эффект по удалению механических примесей достигается, когда поворот потока жидкости на  $178-182$  градуса в предлагаемом устройстве осуществляется за 1 секунду, поэтому длина устройства зависит от скорости потока и оптимальная длина пластины  $L$  определяется по формуле:

$$L = v \cdot 1 \text{ с, где } v - \text{ скорость потока жидкости в трубопроводе. (1)}$$

Скорость потока жидкости в трубопроводе определяется по известной формуле  $v = \frac{Q}{S}$ , где  $Q$  - расход жидкости,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $S$  - площадь поперечного сечения трубопровода,  $\text{м}^2$ .

В качестве примера рассмотрим трубопровод с внешним диаметром 273 мм и толщиной стенки 8 мм. Площадь поперечного сечения трубопровода  $S$  будет равна  $0,05 \text{ м}^2$ . При расходе жидкости  $50 \text{ м}^3/\text{час}$  - переводим в  $\text{м}^3/\text{с}$  —  $0,0138 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $v$  равна  $0,27 \text{ м/с}$ .

В соответствии с формулой (1) длина пластины равна  $0,27 \text{ м}$ . Работа устройства заключается в следующем.

Устройство для очистки устанавливают на пикетах трубопровода, которые подвержены к осадконакоплению и закупориванию. Также можно установить его в начале трубопровода для очистки и предотвращения осадков в последующем. Поток жидкости проходит через средство для воздействия на поток жидкости, которое меняет состояние движения жидкости из ламинарного в турбулентно-вихревой. Создаваемый турбулентно-вихревой поток жидкости способен удалять механические примеси и АСПО.

Результаты экспериментальных исследований, проведенных в стеклянной трубе, подтверждают, что без заявленного устройства поток жидкости ламинарный, частицы механической примеси не обладают высокой подвижностью. В то же время установленное устройство для очистки трубопровода от механической примесей приводит к переходу ламинарного потока жидкости к турбулентному, в результате чего происходит перемещение частиц механической примеси на значительные расстояния [9].

#### Список использованных источников

1. Мухаметшин, В.Ш. О состоянии и перспективах развития научной деятельности в филиале Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском [Текст]/ В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш.Мухаметшин.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.–Т.1.– С. 4-50.
2. Сатыева, Ю.П., Совершенствование очистки нефтесборных и насосно – компрессорных труб от АСПО[Текст] / Ю.П. Сатыева, Л.М. Зарипова// Современные технологии в нефтегазовом деле-2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2 –х т./ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин.–Уфа: Аркаим, 2015. – Т.2.–С. 133-139.
3. Совершенствование очистки насосно – компрессорных труб от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [Электронный ресурс] / А.Н. Миннивалеева, Л.М. Зарипова, М.С.Габдрахимов, Р.Р.Исмагилов// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».– 2013.– №2.–С. 218-226.–Режим доступа:<http://www.ogbus.ru>.
4. Зарипова, Л.М. Повышение эффективности очистки скважинного оборудования УСНН от АСПО [Текст] Л.М. Зарипова, Р.Р. Исмагилов// Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров.– УФА: Аркаим, 2014. –С. 343-348.
5. Зарипова, Л.М Вибрационные устройства для очистки внутренней поверхности нефтепромысловых труб [Текст]/ Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, А.Н. Миннивалеев, Э.Р. Васильева// Научные труды Sworld.– 2013.– Т.14.– №4.–С. 30-37.
6. Зарипова, Л.М Использование волновых процессов для очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений [Текст] / Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов// Нефтегазовое дело.– 2012.– №10-2.– С.117-120.
7. Давыдов, А.Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки [Текст] / А.Ю. Давыдов // диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук.– Уфа.– 2002.
8. Зарипова, Л.М. Разработка низкочастотного гидродинамического пульсатора для повышения эффективности очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений нефтепромысловых трубопроводов [Текст] / Л.М. Зарипова. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук – УГНТУ. – Уфа.– 2009.
9. Зарипова, Л.М. Разработка и промышленные испытания пульсатора для удаления парафиноотложений из нефтепромысловых труб [Текст] / Л.М. Зарипова, Ю. Г. Матвеев //Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов.– 2008. –№ 3.– С. 13-16.
10. Сайфутдинова, Л.Ф. Усовершенствование обвязки комплекса оборудования по мойке насосно-компрессорных труб (НКТ) [Текст] / Л.Ф.Сайфутдинова, Л.М. Зарипова //Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х т. (Октябрьский, 24 апреля 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 69-73.

11. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопроводов [Текст] / М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, А.Н. Миннивалеев Пат. на полезную модель №113181 РФ, МПК В08В 9/055; заявл. 22.12.2010.; опубл. 10.02.2012. Бюл. №4. С. 1-2.

12. Галимуллин, М.Л. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно-компрессорных труб НКТ в условиях ООО "ТаргинМехано-сервис" [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 38-43.

13. Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и их капитального ремонта [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.

14. Подготовка студентов на базовой кафедре "нефтепромысловые машины и оборудование" В ООО "ОЗНПО" [Текст] / М.Л. Галимуллин, Р.И. Сулейманов, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования - 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 68-72.

15. Заявка № 2016152750/05 (084546) Российская Федерация, МПК В08В9/032. Устройство для очистки трубопровода от механических примесей [Текст] / Уралнефтегаздиагностика. заявл. 31.12.2016.

11. Эволюция методов борьбы с отложениями парафина на Туймазинском месторождении [Текст] / И.Г. Фаттахов, А.Х. Габзалилова, В.Р. Зайлалова, А.Н. Миннивалеев, К.Ю. Горынцева, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2. Ч. 25. – С. 5573-5576.

12. Зайнагалина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов Международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.

УДК 622.276

## **СОБЛЮДЕНИЕ МОМЕНТОВ ЗАТЯЖКИ В НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБАХ**

Л.М. Зарипова, М.Л. Галимуллин, Т.З. Ганиев  
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: проблема обеспечения герметичности резьбового соединения насосно-компрессорных труб в нефтяной промышленности является актуальной задачей. В данной работе рассматривается возможность обеспечения герметичности путем соблюдения момента затяжки с помощью подвешного механического ключа ГК-1200

Ключевые слова: насосно-компрессорные трубы, момент затяжки, механический ключ ГК-1200

UDC 622.276

## **THE OBSERVANCE OF THE TIGHTENING TORQUES IN THE TUBING**

Abstract: the problem of ensuring the tightness of threaded joints of tubing in the oil industry is an urgent task. In this paper we consider the possibility of providing integrity by adhering to the correct torque using a suspended mechanical key GK-1200

Keywords: pump-compressor pipe, torque, mechanical key GK-1200

Механические трубные ключи предназначены для механизации операций по свинчиванию и развинчиванию резьбовых соединений насосно-компрессорных труб при их спуске—подъеме в скважинах [1,2,3,4,5 ].

Особо важным является гарантирование сохранности труб в резьбовой части при свинчивании труб минимальных диаметров, поскольку привод механического ключа имеет моментную характеристику, рассчитанную на развинчивание трубы наибольшего размера, т. е. развивает момент, намного больший предельно допустимого для трубы минимального диаметра.

Значение момента свинчивания задается в диапазоне для данного типоразмера НКТ. При свинчивании с моментом меньше, чем нижнее значения диапазона момента свинчивания, происходит недостаточная герметизация спущенного лифта из НКТ, вследствие чего происходят утечки в резьбовом соединении (Рисунок 1), так как герметизация резьбовой части НКТ осуществляется за счет пластической деформации зубцов резьбы и наличия смазки.

При свинчивании с моментом большим, чем верхнее значение момента из диапазона, напряжение, возникающее в витках резьбы, принимает значение превышающее предел текучести для данного материала НКТ, из – за чего происходит остаточная деформация витка резьбы, так называемый перетяг резьбы. Спуск “перетянутой” трубы может привести к обрыву лифта – полетам[6,7,8,9,10,11,12]

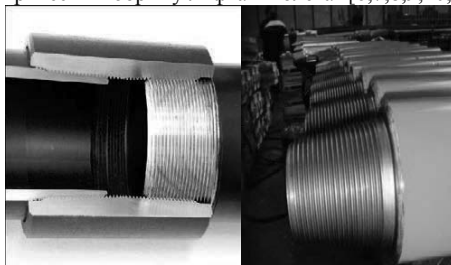


Рисунок 1 – Резьбовые соединения НКТ

В настоящее время наибольшее применение получили трубные ключи трех типов: подвижные с открытым или закрываемым зевом — надвигаемые на трубу для ее захвата и вращения, подвижные кольцевой неразъемной формы — перемещаемые до и после свинчивания или отвинчивания по оси трубы и ключи неподвижные кольцевой неразъемной формы, остающиеся во время спуско-подъемных операций неподвижными. Механические ключи всех трех типов впервые были предложены советскими специалистами, а в дальнейшем на основе этих конструктивных схем различными организациями и зарубежными фирмами было разработано большое число их конструктивных вариантов.

Гидравлический ключ ГК-1200 предназначен для быстрого, безопасного, точного свинчивания и развинчивания бурильных, насосно-компрессорных труб с наружными

диаметрами 50 мм (1,99"), 60 мм (23/8"), 73 мм (27/8"), 89 мм (31/2"), 95 мм (33/4"), 108 мм (41/4"), 114 мм (41/2").

Ранее было сказано, что ключ рассчитан не на один типоразмер НКТ и моменты затяжки резьбовых соединений варьируется от 2000-6150 Н\*м.

Для контроля момента затяжки предлагаю установить в подвесной механический ключ ГК-1200 электронный манометр.

Электронный манометр отличается универсальностью, повышенной точностью измерений, стойкостью к вибрациям, надёжностью, простотой обслуживания.

Преимущества электронного манометра перед аналоговым заключается в возможности установления пороговых значений, достижение и превышение которых может сигнализироваться свето-звуковой сигнализацией.

#### Список использованных источников

1. Пат. на полезную модель №113181 РФ, МПК В08В 9/055; заявл.22.12.2010.;опубл.10.02.2012. Бюл. №4. С. 1-2.Устройство для очистки внутренней поверхности трубопроводов /Габдрахимов М.С, Зарипова Л. М, Давыдов А.Ю., Миннивалеев А.Н.

2. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно-компрессорных труб НКТ в условиях ООО «Таргин Механо-сервис» [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 38-43.

3. Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и их капитального ремонта [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.

4. Подготовка студентов на базовой кафедре «Нефтепромысловые машины и оборудование» в ООО «ОЗНПО» [Текст] / М.Л. Галимуллин, Р.И. Сулейманов, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 68-72.

5. Давыдов, А.Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / А.Ю. Давыдов. – Уфа, 2002.

6. Зарипова, Л.М. Разработка низкочастотного гидродинамического пульсатора для повышения эффективности очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений нефтепромысловых трубопроводов [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Л.М. Зарипова. – Уфа, 2009.

7. Зарипова, Л.М. Разработка и промысловые испытания пульсатора для удаления парафиноотложений из нефтепромысловых труб [Текст] / Л.М. Зарипова, Ю.Г. Матвеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2008. – № 3. – С. 13-16.

8. Сайфутдинова, Л.Ф. Усовершенствование обвязки комплекса оборудования по мойке насосно-компрессорных труб (НКТ) / Л.Ф. Сайфутдинова, Л.М. Зарипова // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 69-73.

9. Мухаметшин, В.Ш. О состоянии и перспективах развития научной деятельности в филиале Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 4-50.

10. Миннивалеев, А.Н. Совершенствование очистки насосно-компрессорных труб от асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) [Электронный ресурс] / А.Н. Миннивалеев, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 2. – С. 218-226. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

11. Зайнагалина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов Международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.

12. Вибрационные устройства для очистки внутренней поверхности нефтепромысловых труб [Текст] / Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, А.Н. Миннивалеев, Э.Р. Васильева // Научные труды SWorld. – 2013. – Т. 14. – № 4. – С. 30-37.

УДК 622.276

#### **ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ СИСТЕМЫ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА**

Л.М. Зарипова, М.С. Гарифуллин, А.М. Табишев, Р.А. Терегулов

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)*

Аннотация. В статье произведен обзор системы верхнего привода. Выделяются основные преимущества применения системы верхнего привода по сравнению с традиционными способами бурения. Уделяется внимание рассмотрению конструкции системы верхнего привода и технологических операций, обеспечиваемых системой верхнего привода при проведении буровых работ.

Ключевые слова: спуско-подъемные операций, расхаживание бурильных колонн, гидрообъемные приводы, использования высокомоментных гидромоторов, система верхнего привода.

UDC 622.276

#### **ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF THE TOP DRIVE SYSTEM**

L.M. Zaripova, M. S. Garifullin, A.M. Tabishev, R. A. Teregulov

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. The article reviews the top drive system. The main advantages of using the top drive system in comparison with conventional drilling methods are highlighted. Attention is paid to the design of the upper drive system and the technological operations provided by the top drive system during drilling operations.

Keywords: launching and lifting operations, pacing of drill columns, hydrostatic drives, use of high torque hydraulic motors, top drive system.

Система верхнего привода предназначена для быстрой и безаварийной проводки вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин при бурении. Верхний привод совмещает функции вертлюга и ротора, и оснащается комплексом устройств для работы с бурильными трубами при выполнении спуско-подъемных операций. Наличие устройств для работы с трубами отличает верхний привод от силовых вертлюгов, которые применяются при капитальном ремонте [1,2,3,4,5,6,7].

СВП обеспечивает выполнение следующих технологических операций:

- вращение бурильной колонны при бурении, проработке и расширении ствола скважины;
- свинчивание, докрепление бурильных труб;
- проведение спуско-подъемных операций с бурильными трубами, в том числе наращивание бурильной колонны свечами и однотрубками;
- проведение операций по спуску обсадных колонн;
- проворачивание бурильной колонны при бурении забойными двигателями;
- расхаживание бурильных колонн и промывку скважины при ликвидации аварий и осложнений.

Преимущества применения СВП (снижением доли вспомогательных операций):

- отсутствуют временные затраты на извлечение и установку вертлуга и квадрата в шурф при переходе от бурения к спуско-подъемным операциям и наоборот;
- наращивание бурильной колонны при наклонно-направленном бурении происходит таким образом, что компоновка находится непосредственно в забое, что сокращает затраты времени на переориентацию бурового инструмента после каждого наращивания;
- имеется возможность обеспечения непрерывного вращения бурильной колонны и циркуляции раствора при проработке ствола скважины методом "сверху вниз" и "снизу вверх";
- непрерывное вращение бурильной колонны позволяет значительно понизить силы трения при ее подъеме и спуске в наклонные или горизонтальные скважины;
- снижается опасность того, что бурильная колонна или дорогостоящее скважинное оборудование и инструменты будут прихвачены в стволе.
- постоянный и эффективный контроль за скважиной, поскольку верхний привод (в сочетании с отсекающим шаровым краном) может быть подсоединен к бурильной колонне в любой точке вышки;
- немедленное вращение и циркуляцию при обнаружении проблем в скважине.
- соединение бурильных труб без применения трубных ключей или цепей для их свинчивания (снижение травматизма);
- выдвижение к оси и от оси скважины элеватора, что уменьшает тяжелую физическую работу персонала с трубами и повышает безопасность работы с ними;
- сократить количество "ручных" операций с бурильными трубами, поскольку большинство из них выполняется дистанционно с пульта бурильщика
- повышение безопасности при бурении скважин глубиной более 4500 м и горизонтальных участков длиной более 300 м. (эффективный контроль за скважиной в процессе бурения, снижение вероятности «прихвата» инструмента и др.);
- возможность вести наращивание свечой, а не одной трубкой снижает число используемых соединений, что уменьшает вероятность несчастных случаев;
- наличие механизированного сдвоенного шарового крана (внутреннего превентора) позволяет быстро перекрыть внутреннее отверстие в колонне, тем самым предотвратить разлив бурового раствора при отсоединении ствола силового вертлуга от свечи. Вся операция проводится бурильщиком без участия остальных членов буровой бригады;

- облегчение спуска обсадных труб в зонах осложнений за счет вращения;

Основными недостатками СВП с электрическим приводом являются:

Несоответствие максимума мощности СВП скоростным режимам работы отечественного бурового инструмента (пик мощности смещен относительно рабочих скоростей порядка 60-100 об/мин в сторону 200 ... 250 об/мин), существенное недоиспользование мощности привода (50-72%) в диапазоне частот 60-100 об/мин; низкий коэффициент использования мощности;

-отсутствие саморегулирования скорости вращения выходного вала в зависимости от нагрузки на рабочем инструменте, И, как следствие, снижение производительности привода;

-отсутствие самоторможения привода и возможность генерации тока при возникновении эффекта «пружины» в случае прихвата бурильной колонны и ее обратном вращении, разрушающего электронную систему управления СВП;

-большие тепловые потери в электродвигателе, в особенности при максимальных моментах, требующие наличия собственной системы охлаждения, что усложняет и удорожает конструкцию СВП;

-несоответствие электрических параметров СВП параметрам отечественной электрической сети, что приводит к необходимости использования автономной системы электропривода (дополнительный модуль дизель-генератора, дополнительный модуль частотного управления электродвигателем);

-необходимость применения многоступенчатых механических редукторов в приводе электродвигателей для снижения частоты вращения выходного вала, что приводит к снижению надежности, усложнению и повышению стоимости конструкции СВП.

Основные преимущества и недостатки СВП с гидрообъемным приводом аналогичны преимуществам и недостаткам ВСП с электроприводом.

Дополнительными преимуществами СВП с гидроприводом являются: расширение скоростного (силового) диапазона при меньшей входной мощности за счет применения гидромоторов с переменным рабочим объемом (привод оснащен системой клапанов, позволяющих изменять рабочий объем гидромотора в два раза). Это позволяет получить несколько ступеней на внешней характеристике и, в отличие от СВП с электроприводом, в диапазоне оборотов выходного вала от 50 до 200 об/мин работать на режиме, близком к режиму постоянной мощности [8,9,10,11,12,13,14,15].

-в гидравлическом приводе имеется возможность путем дросселирования жидкости гасить эффект «пружин» в случае прихвата колонны и ее обратном вращении;

-достоинством гидроприводных СВП является возможность сделать выбор в пользу применения безредукторного привода на основе использования высокомоментных гидромоторов, что легло в основу создания семейства СВП отечественного производства.

#### Список использованных источников

1. Сатыева, Ю.П., Совершенствование очистки нефтесборных и насосно – компрессорных труб от АСПО [Текст] /Ю.П. Сатыева, Л.М. Зарипова// Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. /отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015.– Т. 2. - С. 133-139.

2. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно компрессорных труб НКТ в условиях ООО "ТаргинМехано-сервис" [Текст] /М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова, Р.И. Сулейманов //Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. –Т.2.– С. 38-43.

3. Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и их капитального ремонта [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.

4.Ушаков, В.М. Неразрушающий контроль и диагностика горно-шахтного и

нефтегазового оборудования [Текст]/ В.М., Ушаков// - Москва: Изд-во «Горная книга», 2014.-318с.

5.Сайфутдинова, Л.Ф. Усовершенствование обвязки комплекса оборудования для мойки насосно-компрессорных труб (НКТ) [Текст] /Л.Ф. Сайфутдинова, Л.М. Зарипова // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015.– Т.2.– С. 69-73.

6. Миннивалеева, А.Н. Совершенствование очистки насосно – компрессорных труб от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [Электронный ресурс] / А.Н. Миннивалеева, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, Р.Р. Исмагилов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».– 2013. –№2.– С.218-226.– Режим доступа:<http://www.ogbus.ru>.

7. Хабибуллин, М.Я. Параметры неустановившегося движения закачиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арысланов// Электронный научный журнал « Нефтегазовое дело».– 2014. –№1.– С.148-165. – Режим доступа:<http://www.ogbus.ru>.

8. Мухаметшин, В.Ш. О состоянии и перспективах развития научной деятельности в филиале Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. –Т.1.– С. 4-50.

9. Подготовка студентов на базовой кафедре "нефтепромысловые машины и оборудование" В ООО "ОЗНПО" [Текст] /М.Л. Галимуллин, Р.И. Сулейманов, М.С. Габдрахимов, Л.М.Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 68-72.

10. Динамика работы штанговой колонны при добыче нефти установкой винтового насоса с поверхностным приводом [Текст] / А.Ю. Давыдов А.Ю., Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, Р.Р. Исмагилов// Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. –2013. –№ 3.– С. 26-30.

11. Зайнагалина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х т. /отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.

12. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно компрессорных труб НКТ в условиях ООО "ТаргинМехано-сервис" [Текст]/ М.Л.Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова, Р.И. Сулейманов //Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала/ отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. –Т.1.– С.38-43.

13. Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и их капитального ремонта [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.

14. Подготовка студентов на базовой кафедре "нефтепромысловые машины и

оборудование" В ООО "ОЗНПО" [Текст] / М.Л. Галимуллин, Р.И. Сулейманов, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 68-72.

15. Давыдов, А.Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки [Текст] / А.Ю. Давыдов // диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Уфа, 2002.

УДК 622.276

## **МЕТОДЫ ОЧИСТКИ ОТ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, Т.З. Ганиев  
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация: На современном этапе в нефтедобывающей промышленности одной из важных проблем является очистка от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) внутрискважинного оборудования, выкидных линий и т.д. В данной работе предлагаются методы борьбы с АСПО. Их использование дает возможность увеличить отдачу скважин, минимизировать издержки.

Ключевые слова: Асфальтосмолопарафиновые отложения, внутрискважинное оборудование, очистка, выкидные линии.

UDC 622.276

## **APPLICATION OF SMART MATERIALS OF CONSTRUCTION IN THE OIL INDUSTRY**

L.M. Zaripova, A.Yu. Davydov, T.Z. Ganiev  
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)

Abstract: At the present stage in the oil industry one of the important problems is the cleaning of asphalt-resin-paraffin deposits (AFS) of downhole equipment, flowlines, etc. In this paper we propose methods for combating AFS. Their use makes it possible to increase the return of wells, minimize costs.

Keywords: Asphalt and resin paraffin deposits, downhole equipment, cleaning, flow lines.

Асфальтосмолопарафиновые отложения наблюдаются как при фонтанном, так и при механизированном способах добычи нефти. Образование отложений приводит к уменьшению добычи нефти, сокращению межремонтных периодов работы скважин, а в ряде случаев отложения настолько значительны, что затрудняют сам процесс эксплуатации месторождения. Особенно актуальной для нефтегазовой отрасли России проблема очистки от отложений становится на поздней стадии разработки, характеризующейся падением объемов добычи нефти и увеличением обводненности добываемой продукции при низких текущих коэффициентах нефтеотдачи пластов [1-7, 15, 16].

Причины образования и отложения АСПО в нефтепромысловом оборудовании и трубных системах следующие: снижение температуры в пласте; снижение температуры и давления по длине трубных систем; интенсивное газовыделение; изменение скоростей движения жидкости; состояние поверхности труб и др.

Одним из факторов, снижающих производительность труда в нефтедобывающей промышленности, является парафинизация скважинного оборудования, нефтепромысловых труб, насосов, оборудования сбора и подготовки нефти.

В мировой практике добычи нефти проблема борьбы с отложениями парафина возникла более ста лет назад.

Методы борьбы с АСПО делятся на два вида — это методы пре-дупреждения и методы удаления АСПО

Из рисунка 1 видно, что в настоящее время предложены и применяются следующие методы предупреждения парафиноотложений: механические; тепловые; химические; физические.



Рисунок 1 — Методы предотвращения АСПО

Для удаления АСПО применяют следующие методы: механические; тепловые; химические; комбинированные; нетрадиционные.

Для механического удаления применяют скребки различной конструкции. С помощью скребков отложения срезаются с поверхности труб. Различают скребки спиральной, пластинчатой формы, а также скребки на стальной проволоке, «летающие» скребки и разбурывающие устройства.

К тепловым методам относят промывки лифтовой колонны подогретой нефтью или горячей водой. Подогрев нефти и воды производится с помощью АДП и ППУ. Промывка ведется как прямой, так и обратной циркуляцией. На практике для удаления отложений чаще применяют растворители, например нефтяной дистиллят.

Эффективность растворителей зависит от состава отложений, т. е. содержания смол и асфальтенов. В связи с этим в состав растворителей включают ароматические углеводороды типа 4,4-диметил-1,3-диоксана, пиролиза смолы.

Из комбинированных методов можно отметить теплехимический. Удаление отложений производится горячим растворителем типа нефтяного дистиллята с различными добавками. А также для этих целей используют «снаряды» со щелочным

металлом, например натрием. Химическая реакция происходит с выделением большого количества тепла [8-14].

К нетрадиционным методам относятся ультразвуковой, вибрационный. С использованием этих методов возможно локальное разрушающее действие на парафиноотложения, способствующее их диспергированию и выносу потоком жидкости из скважины. Но это слабо отражается на межочистном периоде.

Суть вибрационного метода в создании пульсации жидкости в насосно-компрессорных трубах. Вибратор устанавливается в колонну НКТ ниже парафиновых отложений. С образованием отложений в НКТ повышается давление, вследствие чего устройство срабатывает. После удаления парафина давление нормализуется и устройство отключается [11, 17].

#### Список использованных источников

1. Сатыева, Ю.П. Совершенствование очистки нефтесборных и насосно-компрессорных труб от АСПО [Текст] / Ю.П. Сатыева, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов Международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 133-139.
2. Мухаметшин, В.Ш. О состоянии и перспективах развития научной деятельности в филиале Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 4-50.
3. Миннивалеев, А.Н. Совершенствование очистки насосно-компрессорных труб от асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) [Электронный ресурс] / А.Н. Миннивалеев, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 2. – С. 218-226. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
4. Зарипова, Л.М. Повышение эффективности очистки скважинного оборудования УСНН от АСПО [Текст] / Л.М. Зарипова, Р.Р. Исмагилов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 343-348.
5. Вибрационные устройства для очистки внутренней поверхности нефтепромысловых труб [Текст] / Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, А.Н. Миннивалеев, Э.Р. Васильева // Научные труды SWorld. – 2013. – Т. 14. – № 4. – С. 30-37.
6. Зарипова, Л.М. Использование волновых процессов для очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений [Текст] / Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 2. – С. 117-120.
7. Давыдов, А.Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / А.Ю. Давыдов. – Уфа, 2002.
8. Зарипова, Л.М. Разработка низкочастотного гидродинамического пульсатора для повышения эффективности очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений нефтепромысловых трубопроводов [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Л.М. Зарипова. – Уфа, 2009.
9. Зарипова, Л.М. Разработка и промысловые испытания пульсатора для удаления парафиноотложений из нефтепромысловых труб [Текст] / Л.М. Зарипова, Ю.Г. Матвеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2008. – № 3. – С. 13-16.
10. Сайфутдинова, Л.Ф. Усовершенствование обвязки комплекса оборудования по мойке насосно-компрессорных труб (НКТ) / Л.Ф. Сайфутдинова, Л.М. Зарипова //

Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 69-73.

11. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопроводов / Габдрахимов М.С, Зарипова Л. М, Давыдов А.Ю., Миннивалеев А.Н. Пат. на полезную модель №113181 РФ, МПК В08В 9/055; заявл.22.12.2010.; опубл.10.02.2012. Бюл. №4. С. 1-2.

12. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно-компрессорных труб НКТ в условиях ООО «Таргин Механо-сервис» [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 38-43.

13. Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и их капитального ремонта [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.

14. Подготовка студентов на базовой кафедре «Нефтепромысловые машины и оборудование» в ООО «ОЗНПО» [Текст] / М.Л. Галимуллин, Р.И. Сулейманов, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 68-72.

15. Эволюция методов борьбы с отложениями парафина на Туймазинском месторождении [Текст] / И.Г. Фаттахов, А.Х. Габзалилова, В.Р. Зайлалова, А.Н. Миннивалеев, К.Ю. Горынцева, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2. Ч. 25. – С. 5573-5576.

16. Состояние трубопроводной системы ОАО «Роснефть – Юганскнефтегаз» в Мамонтовском регионе [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, В.А. Петров, А.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 71-76.

17. Ковалев, Н.О. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом вибродиагностики [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.Ф. Булгаков, Л.З. Зайнагалина // Научное обозрение. – 2015. – № 11. – С. 91-95.

УДК 622.276

#### **МОДЕРНИЗАЦИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ ДГР-195/240**

Л. М. Зарипова, В. А. Петров, Р.И. Сулейманов, Ю. Л.Семенов  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, БМПЗ-15-11)

Аннотация: В данной статье рассмотрена выявлена проблема при эксплуатации ВЗД, а также конструктивные и технологические варианты их разрешения. Выявлены перспективные направления усовершенствования конструкции, позволяющие увеличить срок эксплуатации ВЗД.

Ключевые слова: Винтовой забойный двигатель, рабочий орган, статор, переводник, бутылочный переводник.

UDC 622.276

#### **MODERNIZATION OF THE HYDRAULIC STROKE ENGINE DGR-195/240**

**Abstract:** In this article, the identified problem in the operation of PDMs, as well as design and technological options for their resolution, is considered. Prospective directions of improvement of design, allowing to increase the period of operation of the PDM, are revealed.

**Keywords:** screw downhole motor, working element, stator, sub, sub bottle.

В настоящее время в ПАО «Татнефть» ведется интенсивное внедрение технологий по добычи высоковязких нефтей. Сложность добычи природных битумов заключается в том, что они расположены близко к поверхности: на Ашальчинском месторождении они залегают всего в 100 м под землей. Казалось бы, пробурить скважину на 100 м проще, чем на 1000 однако это так, если скважина вертикальная [1,2,3,4,5]. Буровики бурят горизонтальную скважину, а чем выше горизонтальный участок скважины, тем больше должна быть интенсивность набора кривизны. На Ашальчинском месторождении в работе применяют уникальную буровую установку DRECO-2000 с наклонной мачтой, которая позволяет забуривать скважины с углом наклона до 45° и глубиной до 100 м. В процессе строительства скважин на Ашальчинском месторождении оптимально применять гидравлический забойный двигатель (ГЗД) ДГР-195/240. Данный двигатель, является «гибридным», - шпиндельная секция ГЗД имеет диаметр 240 мм., а секция рабочих органов диаметр 195 мм. Двигатель ДГР-195/240 был разработан на участке по ремонту ГЗД ООО «РИНПО», входящего в ООО «УК «Система-Сервис» Нефтесервисного Холдинга «ТаграС». Отправной точкой разработки послужила модернизация двигателя ДР1-240М, путем установки на него секции рабочих органов ДП-195.7.55. Для этого между регулируемым переводником и корпусом секции рабочих органов был установлен бутылочный переводник АР 4557.00-01. На карданный вал был установлен переводник АР 4557.00-02 для соединения с ротором секции рабочих органов. В результате установки данных переводников был собран двигатель ДГР-195/240 с шпиндельной секцией диаметром 240 мм. и секцией рабочих органов диаметром 195 мм. Технические показатели данного двигателя практически не снизились по сравнению с двигателем ДР1-240М, но для достижения этих показателей, модернизированному двигателю ДГР-195/240 необходим расход рабочей жидкости на 30 % ниже. По итогам проведения модернизации был получен винтовой забойный двигатель ДГР-195/240.7/8.56 который предназначен для бурения наклонно-направленных, горизонтальных скважин долотами диаметром 269,9÷311,15 мм при забойной температуре не более 110°C с использованием в качестве рабочей жидкости воды или бурового раствора (на водной или нефтяной основе) плотностью до 1,5·10<sup>3</sup> кг/м<sup>3</sup> с массовым содержанием абразива до 1%. со следующими техническими данными в таблице 1:

Таблица 1- Технические данные двигателя ДГР-195/240.7/8.56

| 1   | Основные параметры и размеры                      |                          |
|-----|---------------------------------------------------|--------------------------|
| 1   | 2                                                 | 3                        |
| 1.1 | Шифр двигателя                                    | ДГР-195/240.7/8.56       |
| 1.2 | Тип двигателя                                     | винтовой, гидравлический |
| 1.3 | Диаметр корпуса наружный, мм                      | 195/240                  |
| 1.4 | Длина шпиндельной секции до точки искривления, мм | 2820                     |

|     |                                                    |                                                                                            |
|-----|----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1.5 | Длина двигателя, мм                                | 9840                                                                                       |
| 1.6 | Масса двигателя, кг                                | 1695                                                                                       |
| 1.7 | Шифр секции рабочих органов                        | ДП-195.7.55                                                                                |
| 1.8 | Длина активной части рабочих органов, мм.          | 5100                                                                                       |
| 1.9 | Заходность секции рабочих органов, Zp/Zст          | 7/8                                                                                        |
| 0   | 1.1 Присоединительные резьбы по ГОСТ Р 50864-96    |                                                                                            |
|     | - к долоту                                         | 3-152                                                                                      |
|     | - к бурильным трубам                               | 3-147                                                                                      |
| 1   | 1.1 Диаметры применяемых долот, мм                 | 269,9÷311,15                                                                               |
|     | 1 2                                                | 3                                                                                          |
|     | 2 Показатели назначения                            |                                                                                            |
| 2.1 | Расход рабочей жидкости, л/с                       | 25-35                                                                                      |
| 2.2 | Частота вращения выходного вала, об/мин            |                                                                                            |
|     | - на режиме холостого хода                         | 100-170                                                                                    |
|     | - на рабочем режиме                                | 90-160                                                                                     |
| 2.3 | Перепад давления, МПа                              |                                                                                            |
|     | - на режиме холостого хода                         | 2,4-4,0                                                                                    |
| 2.4 | Допустимый дифференциальный* перепад давления, МПа | 4,6                                                                                        |
| 2.5 | Момент силы выходного вала максимальный, кН·м      | 10,0-15,5                                                                                  |
| 2.6 | Максимальный КПД, %                                | 45                                                                                         |
| 2.7 | Максимальная мощность, кВт                         | 110-211                                                                                    |
| 2.8 | Допустимая осевая нагрузка на долото, т            | 30                                                                                         |
| 2.9 | Углы перекоса осей при регулировке                 | 0°00′ , 0°23′, 0°47′, 1°09′, 1°30′, 1°50′, 2°07′, 2°23′, 2°36′, 2°46′, 2°54′, 2°58′, 3°00′ |

Дифференциальный перепад давления является разницей показаний давления на выходе бурового насоса при работе ВЗД на забое на холостом ходу и с осевой нагрузкой.

Применение двигателя ДГР-195/240.7/8.56 оптимально при строительстве скважин на Ашальчинском месторождении, а также эффективно на буровых установках с недостаточной электрической мощностью или слабой насосной группой [6,7,8,9,10].

#### Список использованных источников

1. Вибрационные устройства для очистки внутренней поверхности нефтепромысловых труб [Текст] / Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, А.Н. Миннивалеева, Э.Р. Васильева // Научные труды Sworld. – 2013. – Т.14. – №4. – С.30-37.

2. Виброзащита компоновки установок электроцентробежных насосов [Текст] /М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, К.Р. Фахриева // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции в 3-х т./ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 114-120.
3. Гусман, М.Т. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин [Текст]/ М.Т. Гусман, Д.Ф. Балденко, А.М. Кочнев, С.С. Никомаров //М.: Недра, 1981. 231 с.
4. Балденко, Д.Ф. Винтовые гидравлические машины [Текст]/ Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых // Том 2. Винтовые забойные двигатели. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. 470 с.
5. Мухаметшин, В.Ш. О состоянии и перспективах развития научной деятельности в филиале Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском [Текст] /В.Ш. Мухаметшин// Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.–Т.1.- С. 4-50.
6. Коротаев, Ю.А. Технологическое обеспечение долговечности многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей [Текст]/ Ю.А. Коротаев // М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. 260 с.
7. Селиванов, С.М. Новая страница в развитии конструкций ВЗД [Текст] / С.М. Селиванов, Д.И. Баятинских // Бурение и нефть. 2011. №7 – 8. С. 54 – 67.
8. Зайнагилина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагилина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.
9. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнагилина, В.В. Казаченок, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева // 43-я международная научно-техническая конференция молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 40-44.
10. Сайфутдинова, Л.Ф. Усовершенствование обвязки комплекса оборудования по мойке насосно-компрессорных труб (НКТ) [Текст] /Л.Ф. Сайфутдинова, Л.М. Зарипова /Материалы 42-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 24 апреля 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 69-73.

УДК 681.518.5

## **О ВОЗМОЖНОСТИ АКУСТИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ КЛАПАННОЙ ПАРЫ СКВАЖИННОГО ШТАНГОВОГО НАСОСА**

А.Д. Ибрагимов  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. В статье рассматривается возможность применения метода акустической диагностики клапанного узла скважинного штангового насоса (СШН) во время его эксплуатации.

Ключевые слова: скважинный штанговый насос, методы неразрушающего контроля, насосно-компрессорные трубы, плунжер и цилиндр, вибрационное диагностирование, акустико-эмиссионное диагностирование.

# ABOUT POSSIBILITY OF ACOUSTIC DIAGNOSTICS OF THE VALVE COUPLING OF THE DOWNHOLE SUCKER ROD PUMP

A.D. Ibragimov  
(FSBEI HE USPTU)

**Abstract.** Possibility of application of acoustic diagnostics of the valve assembly of the down hole sucker rod pump while operation is discussed.

**Keywords:** down hole sucker rod pump, nondestructive testing methods, tubing, piston and cylinder, vibration diagnostics, acoustic diagnostics.

Детали и узлы ШСН работают в сложных условиях напряженно-деформированного состояния, усугубляемых одновременным воздействием на них агрессивной коррозионно-абразивной среды. Вследствие этого детали и узлы СШН подвергаются коррозионно-механическому и абразивному износу, приводящих к отказу или авариям скважинного оборудования. Для примера на рисунке 1 приведена диаграмма отказов ШСН в ОАО «Белкамнефть» [1, 2, 5, 6]. Увеличение частоты проведения подземного ремонта скважин, связанных с восстановлением работоспособности ШСН, вызывает рост себестоимости добычи нефти.

Для обеспечения безаварийной работы ШСН и предотвращения его аварийных отказов необходимо своевременно предотвращать наступление критических несоответствий технического состояния ШСН. Это можно обеспечить путем периодической оценки технического состояния основных деталей и узлов ШСН методами технической диагностики [4]. Поэтому, диагностирование должно являться составной частью эксплуатации СШН.

Как видно из рисунка 1, одной из причин выхода из строя СШН является отказ клапанного узла.

В настоящее время для оперативного контроля и анализа работы скважинного штангового насоса используют метод динамометрирования [3]. Суть метода динамометрирования заключается в снятии динамограммы изменения нагрузки на полированный шток во время работы СШН.

Но результаты динамометрирования не позволяют в достаточной степени получить информацию о работоспособности пары «седло–шарик» ШСН [7, 8].

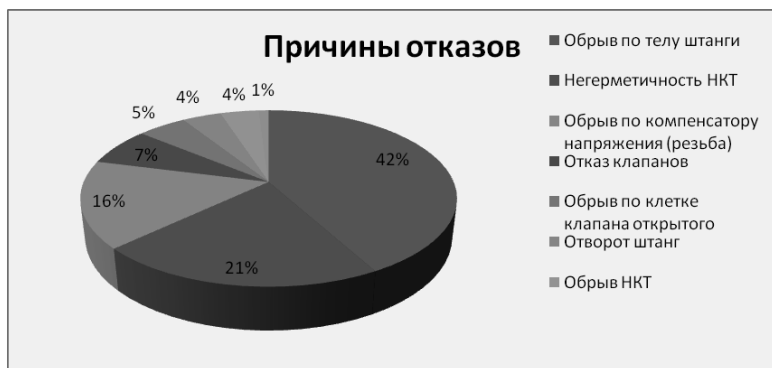


Рисунок 1 – Причины отказов скважинных штанговых насосов в ОАО «Белкамнефть»

Для получения более детальной информации о техническом состоянии пары «седло–шарик» предлагается применить акустический метод, позволяющий получить эту информацию по результатам анализа частоты и уровня акустических сигналов, возникающих при посадке шара на седло клапана, а также шумов, возникающих при протечке клапана из-за его износа.

Для реализации этого метода диагностирования необходим разработка и опробования специального программного обеспечения, адаптированного к приему и обработке сигналов от серийных акустических датчиков, которые могут быть установлены на внешней поверхности насосно-компрессорной трубы на устье скважины.

#### Список использованных источников

1. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб. -метод. пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та. 2013. –С.112–120. –177 с.
2. Шишкина Л.В. Статистические исследования причин отказов глубинных штанговых насосов / Л.В. Шишкина, С.А. Савинов // Интеллектуальные системы в производстве. – 2013. – № 1. – С. 113-115.
3. Динамометрирование скважин. – URL: [http://petrolibrary.ru/dinamometrirovani\\_e.html](http://petrolibrary.ru/dinamometrirovani_e.html) (дата обращения: 27.01.2017).
4. Диагностика объектов нефтеперекачивающих станций: Учебное пособие / А.А. Коршак, Л.Р. Байкова. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2008. – 176 с.
5. Забиров Ф.Ш., Беспалова О.Е. О разработке методов оценки технического состояния и остаточного ресурса нефтегазопромыслового оборудования // В сборнике: Обеспечение промышленной безопасности производственных объектов топливно-энергетического комплекса Республики Башкортостан Материалы Второго научно-технического семинара. – Уфа, 1999. – С.229-230.
6. Беспалова О.Е., Забиров Ф.Ш. Об организации эксплуатации и технического обслуживания нефтегазопромыслового оборудования по техническому состоянию// В сборнике: Обеспечение промышленной безопасности опасных производственных объектов топливно-энергетического комплекса Республики Башкортостан Материалы III республиканского научно-технического семинара. – Уфа, 2002. – С.182-186.
7. Муслухов Р.В. Установка штанговая скважинная насосная с усовершенствованной плунжерной парой/ Р.В. Муслухов, Ф.Ш. Забиров// 55-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа: УГНТУ, 2004. – С.244.
8. Немирович Д.А., Забиров Ф.Ш. Об использовании зарубежного опыта эксплуатации ИСН// В книге: 65-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа: УГНТУ, 2014. – С.188-189.

УДК 622.24.(075.8)

#### **УЛУЧШЕНИЕ СМАЗКИ ПОДШИПНИКОВ ОПОР ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ**

Л.Р.Идрисов  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. Повышение эксплуатационных показателей работы буровых шарошечных долот является одним из решающих факторов снижения затрат на строительство скважин. Стойкость опоры чаще всего определяет долговечность долота в целом. В тезисе приводятся основные типы повреждений опор шарошечных долот. Описаны способы улучшения свойств смазки подшипников.

Ключевые слова: шарошечное долото, бурение скважин, опора шарошечного долота, смазки, присадка.

UDC 622.24.(075.8)

## **IMPROVED LUBRICATION OF BEARINGS OF THE SUPPORTS OF THE ROLLING CUTTER BITS**

L.R. Idrisov

*(FSBEI HE USPTU)*

**Abstract.** Increase the operating performance of the drilling roller cone bits is one of the decisive factors in reducing the cost of well construction. Vitality support often determines the durability of the bit as a whole. The thesis presents the main types of damage the supports of the rolling cutter bits. Describes how to improve properties of lubrication.

**Key words:** a roller bit drilling, the bearing of roller bit, a lubricant additive.

Инструментом, разрушающим горную породу, является буровое долото, и все технико-экономические показатели строительства скважины зависят от качества трехшарошечных долот.

Разрез скважины сложен различными по составу породами, обладающими различными свойствами. Их разрушают резанием, скалыванием, истиранием, дроблением. Характер разрушения зависит от твердости и пластичности пород. Мягкие и пластичные породы наиболее эффективно разрушать резанием, а твердые и хрупкие – дроблением. Поэтому породоразрушающий инструмент должен соответствовать механическим и абразивным свойствам пород [2].

Но иногда можно встретить ситуацию, когда твердые породы переслаиваются с мягкими, и тогда возникает вопрос о целесообразности использования долота для бурения данного интервала, когда нам необходима максимальная механическая скорость. Среди существующих долот можно использовать долота, которые уже используются в мировой практике. Это могут быть классические трехшарошечные долота или долота PDC. Долота PDC в мягких породах имеют очень большую механическую скорость, однако, когда они попадают в твердые породы, то вибрационные колебания растут и разрушают вооружения долота [5, 6]. Шарошечные долота имеют высокую разрушающую способность, как твердые, так и мягкие горные породы. Однако их скорость бурения не дает нам такого желаемого эффекта, который мы бы хотели получить [7].

Повышение эксплуатационных показателей работы буровых шарошечных долот является одним из решающих факторов снижения затрат на строительство скважин и существенного роста показателей бурения в целом. Опоры шарошек – наиболее важные узлы шарошечного долота, стойкость которых чаще всего определяет долговечность долота в целом. Опоры воспринимают радиальные и осевые нагрузки (по отношению к цапфе) [4].

Типичными повреждениями опор долот являются [8]:

- усталостный износ дорожки качения;
- выкрашивание поверхности (глубокие трещины и расслаивание);
- абразивный износ;
- коррозионный износ;
- питтинг поверхности дорожек качения.

Существует много различных способов улучшения смазки опор шарошечных долот. Введение в смазочный материал мелкодисперсного высокопластичного утяжелителя, добавление антизадирных и противоизносных присадок, модернизация самой системы смазки [1,3]. Подбор оптимальной смазки для подшипникового узла может значительно повысить работоспособность опоры шарошечных долот.

#### Список использованных источников

1. Матвеев Ю.Г., Могучев А.И., Тоан Л.Х. Совершенствование радиального уплотнения герметизированной опоры шарошечного долота в осложненных условиях строительства скважин. // Материалы 8-й Международной науч.-техн. конф. «Современные технологии освоения минеральных ресурсов. – Красноярск: ИПК СФУ, 2010. – С. 231-239.
2. Механическая очистка зоны работы шарошечного долота в горизонтальной скважине Попов А.Н., Булюкова Ф.З., Гиниятов Д.С. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2015. № 4. – С. 41-44.
3. Могучев А.И., Матвеев Ю.Г., Сидоренко А.А., Булюкова Ф.З. Совершенствование систем герметизации и смазки опор шарошечных долот для повышения частот вращения// Материалы 8-й Международной науч.-техн. конф. «Современные технологии освоения минеральных ресурсов. –Красноярск: ИПК СФУ, 2010. – С. 231-239.
4. Попов А.Н. Разрушение горных пород: учеб. Пособие/ Попов А.Н., Трушкин Б.Н., Трушкин О.Б. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. - 138 с.
5. Прогнозирование и предупреждение осложнений, обусловленных упругим смещением стенок скважины. Булюкова Ф.З. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Уфимский государственный нефтяной технический университет. Уфа, 2011.
6. Расчет упругого деформирования сечения ствола наклонной скважины Булюкова Ф.З., Попов А.Н., Попов М.А. В сборнике: Повышение качества строительства скважин II международная научно-техническая конференция, посвященная памяти Мавлютова М.Р. Сборник научных трудов. 2010. С. 74-81.
7. Снижение прихватоопасности и повышение управляемости шарошечных долот Попов М.А., Попов А.Н., Булюкова Ф.З. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2011. № 1. С. 7-9.
8. Типичные повреждения подшипников и их причины [Электронный ресурс]. – URL: [http://www.podshipnik.ru/analyst/80/element\\_73.html](http://www.podshipnik.ru/analyst/80/element_73.html) (дата обращения: 18.12.2016).

УДК 622.24.051.64

#### **К ВОПРОСУ О ПРОБЛЕМЕ РАЗБУРИВАНИЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ СРЕДСТВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНАСТКИ И ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ**

Е.А. Ковалевский

(ООО «НПП Буринтех»)

Аннотация. В статье затронута проблема разбуривания специализированного оборудования и породоразрушающего инструмента обсадных колонн. Показана необходимость адаптации технологического оборудования обсадной колонны под возможность разбуривания долотами с поликристаллическими алмазными резцами. Статья демонстрирует, что решение вопроса позволит снизить риск повреждения долота, сократить время разбуривания и повысить эффективность работ.

Ключевые слова: бурение на обсадной колонне, разбуривание, породоразрушающий инструмент, PDC резец, износ вооружения.

UDC 622.24.051.64

#### **ABOUT PROBLEM OF DRILLING OUT OF SPECIALIZED CASING EQUIPMENT AND CASING ROCK DESTRUCTION TOOLS**

E.A. Kovalevskii

(Burintekh)

Abstract. Article presents a problem of drilling out of specialized casing equipment and casing rock destruction tools. The necessity of adaptation of the casing equipment for possibility drilling out by bits with polycrystalline diamond cutters is shown. Article shows the question decision will allow reducing risk of bit damage, reducing drill out time and increasing work efficiency.

Key words: casing drilling, drilling out, rock destruction tool, PDC cutter, cutting structure wear out.

Технология бурения на обсадной колонне представляет собой современный способ бурения скважин, не подразумевающий подъем компоновки после достижения проектного забоя. Другими словами, чтобы бурить следующую секцию, породоразрушающий инструмент обсадной колонны, так же как и технологическая оснастка, должны быть разбурены.

Задача реализуется двумя способами – использованием специализированного инструмента для разбуривания с дальнейшим спуском компоновки с долотом PDC (polycrystalline diamond compact) в целях бурения следующей секции или применением одной компоновки с PDC долотом, чтобы разбурить зацементированное долото обсадной колонны и продолжить бурение следующего интервала. В первом случае дополнительное время требуется на спуско-подъем двух компоновок. Во втором существует риск повреждения резцов PDC долота в процессе разбуривания, что может ограничить его ресурс (рисунок 1). Износ вооружения усиливается при использовании в компоновке двигателя с углом перекоса. Ухудшение состояния резцов негативно влияет на стойкость долота и общую эффективность, выражающуюся в снижении механической скорости бурения, уменьшении проходки на долото и сложностях при подъеме инструмента [1].



Рисунок 1 – Типичный износ вооружения после разбуривания инструмента обсадной колонны, не адаптированного под PDC долото

Существующая проблема разбуривания большое внимание заставляет уделять вопросам адаптации технологического оборудования обсадной колонны под возможность его разрушения долотами с поликристаллическими алмазными резцами [2,3]. К оборудованию обсадных труб относятся цементировочные обратные клапана, цементировочные пробки, башмаки, долота обсадной колонны и другой инструмент, предполагающий разбуривание [4, 5].

Стоит отметить, что алмазный слой резцов PDC имеет высокую стойкость к абразивному изнашиванию, но может легко скалываться от ударных нагрузок, например, в процессе транспортировки, погрузки или спуска в скважину. Кроме того, резцы склонны выкрашиваться под воздействием высоких температур в зоне контакта с

железосодержащими материалами в процессе разбуривания оборудования обсадной колонны.

Адаптация породоразрушающего инструмента обсадной колонны под разбуривание стандартным PDC долотом может осуществляться за счет применения рациональных материалов с улучшенными свойствами для изготовления внутренних разбуриваемых элементов. Одним из других направлений оптимизации может служить выбор оптимальных режимов разбуривания, позволяющих эффективно осуществлять этот процесс.

Таким образом, решение вопроса разбуривания долотами PDC технологической оснастки и долот для бурения на обсадной колонне предоставит возможность повысить эффективность этого процесса, исключить риск повреждения долота об элементы оснастки, сократить время разбуривания, минимизировать повреждение долота об внутреннюю поверхность обсадной колонны. Всё это позволит повысить показатели бурения на обсадной колонне и существенно сократить расходы в процессе строительства скважины [6, 7].

#### Список использованных источников:

1. W. King, C. Leon, M. Reese, T. Rumbos and K. Schader. 2015. PDC shearing cap technology protects cutters when drilling out casing bits for increased ROP and bit life in the next hole section. Paper SPE 173086 presented at SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition in London, UK, 17-19 March 2015.
2. I. Johnstone, A. Chomley, G. Cernev, M. Hoq, G. Atherton, S. Cornel and M. Jacobs. 2007. Casing-drilling step improvement: PDC successfully drills out casing bit and finishes hole section at lowest cost. Paper SPE 105395 presented at SPE/IADC Drilling Conference in Amsterdam, The Netherlands, 20-22 February 2007.
3. C. Chung, A. Hakam, M. Tan, S. Ugwuocha, E. Twardowski, K. Won, S. Beattie. 2011. Improved performance with new casing while drilling bit design elements – Development and case studies. Paper IPTC 15504 presented at the International Petroleum Technology Conference in Bangkok, Thailand, 7-9 February 2011.
4. Электронный ресурс, URL: [www.art-osnastka.ru](http://www.art-osnastka.ru)
5. Булюкова Ф.З., Попов А.Н., Попов М.А. Расчет упругого деформирования сечения ствола наклонной скважины// В сборнике: Повышение качества строительства скважин II Международная научно-техническая конференция, посвященная памяти Мавлютова М.Р. – Уфа: УГНТУ, 2010. – С. 74-81.
6. Булюкова Ф.З., Могучев А.И. Исследование работы шарошечных долот в условиях строительства нефтегазовых скважин с различным профилем// В сборнике: Инновационное нефтегазовое оборудование: проблемы и решения Всероссийская науч.-техн. конференция. – Уфа: УГНТУ, 2010. – С.21-23.
7. Булюкова Ф.З. Прогнозирование и предупреждение осложнений, обусловленных упругим смещением стенок скважины: дисс. ... канд.техн.наук. Уфа, 2011.

УДК 621.543.053

### **ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ НЕФТЕТРУБОПРОВОДНОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

А.Ф. Миллер, Р.И. Сулейманов

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация: Надежность – свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах. Снижение надежности влечет за собой ряд негативных последствий, одним из которых является отказ оборудования. Для предотвращения

отказов, в транспортировке нефтепродуктов выполняют реконструкцию и своевременный ремонт оборудования.

Ключевые слова: нефтетрубопровод, отказ, надежность, транспортировка, транзитный путь.

UDC 621.543.053

## **PROVIDING RELIABILITY OF OIL-PETROLEUM EQUIPMENT**

A.F. Miller, R.I. Suleimanov

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. Reliability is a property of an object to store in time within the established limits the values of all parameters characterizing the ability to perform the required functions in the specified modes. The reduction in reliability entails a number of negative consequences, one of which is the failure of equipment. To prevent failures, the transportation of petroleum products is performed by the reconstruction and timely repair of equipment.

Keywords: oil pipeline, failure, reliability, transportation, transit way.

Важнейшей задачей нефтегазовой промышленности является уменьшение угрозы возникновения аварийных состояний в процессе транспорта углеводородов. Сокращение риска происходит путем улучшения и укрепления нефтетрубопроводного оборудования за счет технологических решений, которые определяются внешним и внутренним воздействием на оборудование. Для этого следует заблаговременно проводить мониторинг, определять уязвимые места и предотвращать разрушения инженерных сооружений. Все это позволит снизить ущерб, принесенный авариями во время транспортировки нефтепродуктов [1- 6]

Оптимизация нефтетрубопроводных систем транзитных путей является определяющей задачей нефтяной отрасли, так как своевременное предотвращение отказа экономит, как затраты предприятия на замену и ремонт оборудования, так и простои в работе в связи с ликвидацией аварий [7 - 9].

От надежности оборудования напрямую зависят угрозы возникновения аварийных состояний, в связи, с чем нефтяные компании уделяют особое внимание реконструкциям трубопроводного оборудования. Надежность нефтетрубопроводного оборудования обуславливается их долговечностью, безотказностью, ремонтпригодностью. Степень надежности оборудования зависит от его соответствия требованиям конструкторской документации, от правильности ввода в эксплуатацию и дальнейшего сопровождения, а так же от своевременного проведения ремонтных работ [10,11]. Невнимание даже к незначительным погрешностям в работе, могут привести к нежелательным последствиям, примером является прорыв нефтепродуктов в Янаульском районе, в реку попало более 0,4 тонны нефти. Для устранения которого потребовалось большое количество времени, были отправлены бригады около 80 человек на 40 машинах специального назначения, также в работе участвовали специалисты и технические средства оперативных групп. Для минимизации экологических последствий чрезвычайного происшествия установлены боновые заграждения, фильтры и нефтеуловители. Данные мероприятия обойдутся значительными затратами для «Башнефти».

Поэтому важно своевременное проведение проверки НПО, установление причины отказа и разрушения рабочих поверхностей [12 - 15].

Снижения надежности трубопроводов происходит в период эксплуатации в результате накопления внешних и внутренних неисправностей и нарушений в работе оборудования, естественным старением, как коммуникаций нефтетрубопроводов, так и самого материала изготовления, а так же влиянием внешних механических сил. При анализе аварийных состояний, возникших на магистральных нефтетрубопроводах и

последующих результатов расследования определены основные источники их появления [16 - 18].

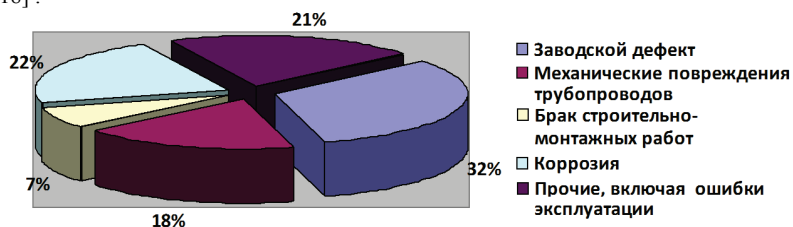


Рисунок 1 – Распределение аварийных состояний, возникающих в магистральных нефтепроводах

Таким образом, в результате обработки статистических данных аварийных состояний магистральных нефтепроводов выделены 5 групп воздействий. Основная часть приходится на заводской дефект 32%, коррозия 22% и прочие, такие как ошибки эксплуатации 21%.

В качестве примера обеспечения надежности оборудования приведем, реконструкцию объектов ОАО «АК «Транснефть», которую в большинстве случаев проводит обученный персонал компании, не прибегая к услугам подрядчиков. Плановые ремонтные работы, проводимые АО «Транснефть – Прикамье» на четырех нефтепроводах были проведены с целью поддержания высокой надежности магистральных нефтепроводов АО «Транснефть». Методом вырезки катушки специалисты устранили повреждение на нефтепроводе Ножовка-Мишкино-Киенгоп. На нефтепроводе Киенгоп-Набережные Челны осуществлена замена двух линейных задвижек на нефтеперекачивающей станции «Малая Пурга» - магистральный насос [19].

В рамках запланированных работ проведен ремонт четырех задвижек на магистральном нефтепроводе Набережные Челны – Альметьевск в Республике Татарстан и осуществлена замена узлов отборов давления на магистральном нефтепроводе Северокамск-Пермь в Пермском крае.

Работы велись по программе комплексной реализации технического перевооружения, капитального ремонта и реконструкции АО «Транснефть-Прикамье» [20].

Так, важность предотвращения аварийных ситуаций, связанных с отказом НПО невозможно переоценить.

#### Список использованных источников

1. Камалеева, А.Ф. Оценка эффективности реконструкций нефтепроводов [Текст] / А.Ф. Камалеева, Л.В. Петрова, Л.З. Зайнаглина // Международный научно-исследовательский журнал «Успехи современной науки». – Белгород, 2016.- Т. 4. – С. 65-67.
2. Мазлов, В.Л. Анализ проблемы защиты от коррозии трубопроводов [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.Г. Хабибуллина, В.А. Петров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014. Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 т. – Уфа: Аркаим, 2014. - Т. 1. – С.358-364.
3. Галеев, А.С. Вибродиагностика насосных агрегатов [Текст]: учебное пособие / А.С. Галеев, А.О. Рязанцев, Р.Н. Сулейманов, О.В. Филимонов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1997. – 102 с.

4. Мазлов, В.Л. Состояние трубопроводной системы ОАО «Роснефть-Юганскнефтегаз» в Мамонтовском регионе [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, В.А. Петров, А.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. - Т. 90. - № 4. - С. 71-76.

5. Сулейманов, Р.И. Система технического обслуживания и ремонта нефтепромыслового оборудования [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.Я. Хабибуллин, А.Ю. Давыдов, Д.И. Сидоркин, О.В. Давыдова // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60- летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» / отв. ред. Р.Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С.150-158.

6. Сулейманов, Р.И. Техническая диагностика нефтепромыслового оборудования [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.Л. Галимуллин, В.А. Петров, Л.М. Зарипова, Л.З. Зайнагалина // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60- летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» / отв. ред. Р.Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С.159-164.

7. Садыков, Т.Г. О формировании бюджетов и управлении ресурсами муниципальных образований [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 1. - С.73-80.

8. Садыков, Т.Г. О формировании расходов бюджета муниципального образования [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 4. - С.53-66.

9. Садыков, Т.Г. Экономика и управление производством [Текст]: учебное пособие / Т.Г. Садыков. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.- 149 с.

10. Зайнагалина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев / Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х т. /ред. кол. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркан, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.

11. Ковалев, Н.О. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом вибродиагностики [Текст]/ Н.О. Ковалев, Р.Ф. Булгаков, Л.З. Зайнагалина // Научное обозрение. - 2015. - № 11. - С. 91-95.

12. Галлямов, И.И. Физические основы неразрушающего контроля и дефектоскопии. Акустическая эмиссия [Текст]: учебное пособие / И.И. Галлямов, О.В. Давыдова. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015.- 102 с.

13. Ковалев, Н.О. Вибродиагностика как метод неразрушающего контроля нефтепромыслового оборудования [Текст] / Н.О.Ковалев, О.В.Давыдова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016: Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. - С. 47-50.

14. Смольников, Е.С. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов, работающих в сложных геологических условиях [Текст] / Смольников Е.С., Сидоркин Д.И. // Сб. 67-ой научн.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. - С. 244-245.

15. Сидоркин, Д.И. Техника и технологии для диагностики промысловых и магистральных нефтегазопроводов [Текст] / Д.И. Сидоркин, Ле.Х. Тоан, Е.С. Смольников, Р.Р. Габдусабиров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016: Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. - С. 81-85.

16. Галлямов, И.И. Расчет остаточного ресурса внутривыпускных трубопроводов, основанный на результатах УЗ толщинометрии [Текст] / И.И. Галлямов, О.В. Давыдова // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – Альметьевск: Изд-во Альмет. ГНИ, 2014. – Т. 1. – № 1. – С. 395-396.

17. Ковалев, Н.О. Исследование нарушения формы зоны термического влияния, вызванного отклонением от режимов электродуговой сварки, на прочность сварного соединения [Текст] / Н.О. Ковалев, Л.З. Зайнаглина, Р.Р. Степанова, Д.И. Сидоркин, Л.В. Петрова // Успехи современной науки. – 2016. – Т. 3. – № 4. – С. 31-35.

18. Арсланов, И.Г. Автоматизированный учебный комплекс мониторинга и управления "Машинная станция-цех" [Текст] / И.Г. Арсланов, А.С. Галеев, Б.В. Колосов, А.В. Никифоров, Р.Г. Нурутдинов, А.М. Нурмухамедов, Сулейманов Р.Н. // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2014: Сборник трудов Международной научно-технической конференции. В 2-х т. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – Т. 2. – С. 58-64.

19. Половков, С.А. Обеспечение промышленной безопасности, охраны труда и экологии в организациях системы «Транснефть» [Текст] / С.А. Половков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 2 (22). – С.28-31.

20. Васильев, Л.А. Обеспечение экологической безопасности на объектах ПАО «Транснефть» [Электронный ресурс] / Л.А. Васильев, Н.Н. Урустемов, Б.М. Медеуов // В сборнике: Молодежь, наука, технологии: новые идеи и перспективы (МТН-2016). Материалы научной конференции студентов и молодых ученых. – 2016. – С.490-493.

УДК 622.276

### **ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ УПЛОТНЕНИЙ КЛАПАНА, ШТОКА И ПОРШНЯ БУРОВОГО НАСОСА**

Е.Е.Минкаева, М.С.Габдрахимов

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)*

Аннотация: В данной статье рассматриваются характерный износ резиновых элементов гидравлической части бурового насоса при бурении глинистым раствором. Предлагается новый современный метод повышения надежности уплотнений путем внедрения макроуглеродных волокон.

Ключевые слова: уплотнение, макроуглеродные волокна, клапан, поршень, шток.

UDC 622.276

### **IMPROVEMENT OF RELIABILITY OF SEALS OF VALVE, STOCK AND PISTON OF DRILLING PUMP**

E.E.Minkaeva, M.S.Gabdrakhimov

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)*

Abstract: In the article worn rubber elements of the hydraulic part of the drilling pump are considered when drilling with clay mortar. A new modern method for improving the reliability of seals by incorporating macro-carbon fibers.

Keywords: Compaction, macro-carbon fibers, valve, piston, rod.

Циркуляционная система - важнейший элемент в ходе строительства скважин. Она предназначена для приготовления, очистки, регулирования свойств и циркуляции бурового раствора, обеспечения выноса выбуренной породы и подведения мощности к забойному двигателю и долоту. Наземная часть циркуляционной системы может быть разбита на подсистему нагнетания и регулирования подачи бурового раствора и

подсистему приготовления, очистки, регенерации и регулирования свойств бурового раствора.

Для нагнетания в скважину промывочной жидкости с целью очистки забоя от выбуренной породы и выноса ее на поверхность применяют буровые насосы. Основные буровые насосы горизонтального типа, поршневые двухцилиндровые двойного действия состоят: из гидравлической и приводной частей, смонтированных на общей раме. [2,3, 8] Гидравлическая часть насоса состоит из двух литых стальных гидравлических коробок, соединенных между собой снизу приемной коробкой, а сверху корпусом блоком воздушных колпаков.

Надежность насоса зависит от ресурса уплотнительных устройств гидравлической части и в значительной степени определяется сроком службы его важнейших элементов – уплотнений: клапанов, поршней и штоков, долговечность которых при давлениях 16 - 18 МПа не превышает 100 часов [7, 9, 10].

Для изготовления уплотнительных элементов применяют маслбензостойкие резины марки Т-2 с пределом прочности при разрыве 23 МПа и относительном удлинении 530%. [6]

Как и уплотнение поршней и штоков, клапан работает в тяжелых условиях – на их резиновые детали оказывают разрушающее воздействие температура перекачиваемой жидкости; абразивные частицы и реагенты, содержащиеся в буровом растворе, а также рабочее давление насоса.[5] В результате этих процессов происходит износ деталей.

На рисунке 1 и 2 представлен характерный износ уплотнения штока и поршня при бурении глинистым раствором.

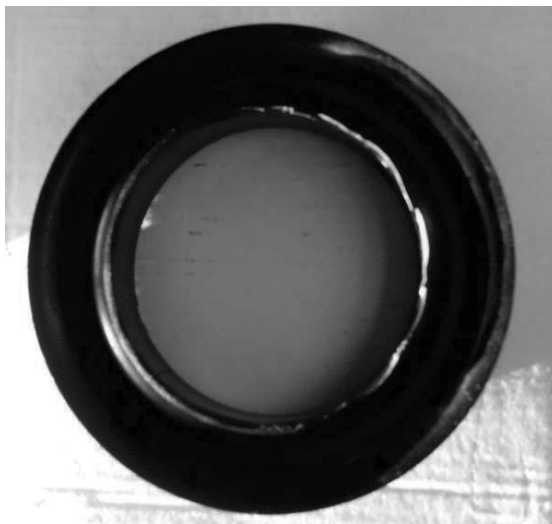


Рисунок 1- Износ кромок уплотнения штока



Рисунок 2 – Износ уплотнения поршня при бурении глинистым раствором

По литературному обзору [4] в настоящее время разработаны различные наполнители. Их применение позволяет изменять многие физические, технологические и эксплуатационные свойства резины.

Модифицирование резины происходит макроуглеродистым волокном типа УКН-М (на основе полиакрилонитрата), а также углеродными нанонитями 3 различных модификаций – коаксиально-конической(55БР), перистой(43БР) и стопчатой (51БР). Введение 10 мас.% углеродных волокон приводит к повышению предела текучести на 12% и модуля упругости на 52%. Результаты влияния макроуглеродных волокон на прочностные характеристики при растяжении приведены в табл. 1

Таблица 1- Физико-механические характеристики

| Материал                | $\sigma_t$ , МПа | $\epsilon_t$ , % | E, МПа | $\epsilon_p$ , % |
|-------------------------|------------------|------------------|--------|------------------|
| Резина                  | 21,2             | 7,3              | 986    | 620              |
| Резина+10мас.%<br>УКН-М | 23,8             | -                | 1499   | 19,3             |

Примечание:  $\sigma_t$ -предел текучести при сжатии;  $\epsilon_t$  – удлинение при пределе текучести; E-модуль упругости;  $\epsilon_p$ - удлинение при разрыве

Показатель трещиностойкости  $K_{Ic}$  – это критический коэффициент интенсивности напряжений материала определялся в испытаниях на кратковременную прочность при растяжении образцов-полосок с надрезом при температуре 213К. Результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Коэффициент интенсивности напряжений

| Материал                | $K_{Ic}$ , МПа/м <sup>1/2</sup> |
|-------------------------|---------------------------------|
| Резина                  | 5,43                            |
| Резина+10мас.%<br>УКН-М | 6,16                            |

Вывод:

Установлено, что применение волокон марки УКН-М приводит к повышению значений показателя трещиностойкости. Эта технология рекомендуется для изготовления

резиновых деталей забойных двигателей, скважинных насосов и устьевого оборудования скважин.

#### Список использованных источников

- 1 Потураев В. Н., Дырда В. И. Резиновые детали машин. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., «Машиностроение», 1977. – 216 с.
- 2 Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1998. – 501 с.
- 3 Ильский А.Л., Шмидт А.П. Буровые машины и механизмы: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1989. – 396 с.
- 4 Известия Самарского научного центра Российской академии наук, т.13, №1(2), 2011 Перспективы применения макро- и наноуглеродных волокон для модификации полиэтилена марки ПЭ80Б.
- 5 Патент №2516734 Габдрахимов М.С., Ермоленко Ф.И., Миннивалеев Т.Н., Сулейманов Р.И. Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости, Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Октябрьский, Россия.
- 6 Шайдаков, В.В. Свойства и испытания резин. – М.: Химия, 2002. – 325с.
7. Зайнаглина, Л.З. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнаглина, В.В. Казаченок, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева // 43-я международная научно-техническая конференция молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 40-44.
- 8 Давыдов, А.Ю. Насос буровой УНБ-600 с усовершенствованным корпусом[Текст] / А.Ю. Давыдов, И.И. Шарифуллин // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском [Текст]: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 35-38.
9. Зайнаглина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнаглина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.
10. Алчинова, А.А. Современные методы борьбы с экологическими загрязнениями в нефтегазовой отрасли / А.А. Алчинова, Л.З. Зайнаглина // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 127-130.

УДК 622.76

### **ГИДРОЦИКЛОННЫЙ РАЗДЕЛИТЕЛЬ МНОГОФАЗНОЙ ЖИДКОСТИ С СОВМЕЩЕНИЕМ КОНЦЕВОГО И ГИДРОЦИКЛОННОГО СЕПАРАТОРОВ**

Е.Е. Минкаева, Г. Г. Галеева, Р.Д. Овелян, О.В. Давыдова  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация: В данной статье рассматривается совмещение концевой и гидроциклонного сепараторов в гидроциклонном разделителе многофазной жидкости. Нагретая нефть в котором подается сразу в гидроциклон, а затем парогазовая смесь из гидроциклона подается в сепаратор, за счет чего отделившийся газ уже не смешивается с

нефтью и при соблюдении определенных условий увеличивается выход легких фракций из нефти даже при довольно низких температурах нагрева.

Ключевые слова: гидроциклонный разделитель, многофазная жидкость, легкие фракции, сепаратор, блочный агрегат, стабилизация нефти.

UDC 622.76

## **HYDROCYCLONE DIVIDER OF MULTIPHASE LIQUID WITH COMBINATION OF END AND HYDROCYCLONE SEPARATORS**

E.E. Minkaeva, G.G. Galeeva, R.D.Oveyan, O.V. Davydova  
(*Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky*)

**Abstract:** In this article combination of end and hydroclone separators in a hydroclone separator of multiphase liquid is considered. In which heated oil moves directly in a hydroclone, and then the steam-gas compound from a hydroclone moves in a separator at the expense of what the separated gas doesn't mix up with oil any more and in case of observance of certain conditions the output of easy fractions from oil even increases in case of quite low heating temperatures.

**Keywords:** hydroclone separator, multiphase liquid, easy fractions, separator, block aggregate, oil stabilizing.

Техника и технология подготовки нефти обычно используют металлоемкие крупногабаритные оборудования. В большинстве регионах страны существуют установки подготовки нефти (УПН), где происходит предварительное обезвоживание и обессоливание нефтепродуктов. На установке комплексной подготовки нефти (УКПН) осуществляется её стабилизация, в частности, методом разделения смесей на компоненты.

С помощью оборудования центрального типа гидроциклонный разделитель многофазной жидкости удачно объединено УПН и УКПН, вследствие чего, в 50 раз сократится металлоемкость установки, в 60 раз сократятся капитальные расходы и приблизятся процессы комплексной подготовки нефти к промыслам с получением качественной товарной нефти, которая соответствует ГОСТ 9965-76.

Мультигидроциклонный й разделитель считается одним из самых оптимальных блочных агрегатов, который используется для подготовки нефти с целью получения легких углеводородов. Данная установка создает полную стабилизацию нефти при наибольшем выделении легких углеводородов.

Разработанный Р.Р. Ахсановым мультигидроциклонный разделитель многофазной жидкости используют для герметизации системы трубопроводного транспорта и устранения потерь легких фракций нефти.

На рисунке 1 представлен блок получения легких углеводородов, который, в свою очередь, состоит из сепаратора 1, оснащенного каплеуловителем 2, мультигидроциклона 3, сборника жидкой фазы 4 и сборника парогазовой смеси 5.

Принцип действия заключается в том, что поток газонасыщенной нефти поступает в мультигидроциклон 3 и равномерно распространяется по всем гидроциклонным элементам 6. В области периферии гидроциклонного элемента объединяется наиболее тяжелая фаза, стабильная нефть без содержания газа, а в центре вращения потока образуется парогазовый шнур. Парогазовая смесь по газоотводной трубке 7 поступает в общий сборник 5 и по трубе 8 - в сепаратор 1, ударяясь и стекая по наклонной перегородке 9. Перегородка 9 снабжена отверстием 10, необходимым для выхода газа.

На козырек отбойника 11, где осуществляется полная дегазация, стекают жидкая фаза и стабильная нефть из разгрузочного отверстия.

Нагрев нефти в печи производят до 70 – 80°C и подают в гидроциклон под давлением 4 кгс/см<sup>2</sup>. В этом случае разрежение образуется в каждом гидроциклонном элементе в центре вращения потока, что позволяет снизить коэффициент фазового равновесия “газ (пар) - жидкость” и увеличить выход легких фракций из нефти при довольно низких температурах нагрева. Для более качественного отделения сухого газа от конденсата в сепараторе 4 поддерживают давление в пределах 1,7 атм.

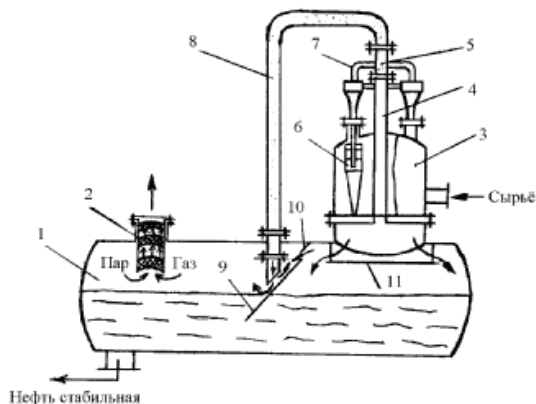


Рисунок 1- Блок получения легких углеводов

## Список использованных источников

- 1 Ахсанов, Р.Р. Применение гидроциклонирования для интенсификации комплексной подготовки нефти в промысловых условиях [текст]: Дис. на соискание ученой степени док.техн. наук / Р.Р. Ахсанов : 05.02.13/УГНТУ. – Уфа, 2002. – 198 с.
- 2 Аливердизаде, К.С. Расчет и конструирование оборудования для эксплуатации нефтяных скважин [текст]: учебник / К.С. Аливердизаде, А.А. Даниелян [и др.] – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 564 с.: ил.
- 3 Бусарев, А.В. Обезвоживание высокообводненной нефти с очисткой отделяемой пластовой воды в гидроциклонных установках [Текст]: учебник / А. В. Бусарев, А. С. Селюгин, Р. Н. Абитов // Вода и экология: проблемы и решения. – 2015. – 62-67 с.
- 4 Вопросы эффективности добычи нефти из много пластовых нефтяных месторождений [Текст] / А.Т. Тимашев, М.С. Габдрахимов, Ш.Г. Минигулов, Р.И. Сүлейманов, А.Р. Зиянгиров // Технологии нефтегазового дела: сборник научных трудов

(Октябрьский, 30 ноября 2007 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – С. 184-190.

5 Габдрахимов, М.С. Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2015. – № 6 (45). – С. 14-16.

6 Габдрахимов, М.С. Техника и технология повышения эффективности очистки скважины [Текст]: монография / М.С. Габдрахимов, Л.З. Зайнагалина, Р.И. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 100 с.

7 Габдрахимов, М.С. Условия, необходимые для формирования компетенции: умение моделировать технические объекты и технологические процессы [Текст] / М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, Р.Г. Хабибуллина, Т.Н. Миннивалеев // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 88-92.

8 Галеев, А.С. Установки для бурения глубоких скважин [Текст]: учебное пособие / А.С. Галеев, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 154 с.

9 Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 26-29.

10 Мазлов, В.Л. Состояние трубопроводной системы ОАО «Роснефть-Юганскнефтегаз» в Мамонтовском регионе [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, В.А. Петров, А.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2012. - Т. 90. - № 4. - С. 71-76.

11 Миннивалеев, Т.Н. Результаты промысловых испытаний гидромеханического компенсатора давления промывочной жидкости [Текст] / Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 370-375.

12 Петрова, Л.В. Современный подход к учебно-методической работе в техническом университете [Текст] / Л.В. Петрова, Р.И. Сулейманов, Л.З. Зайнагалина // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы Международной научно-практической конференции (Самара, Россия, 14-15 октября 2014 г.) / отв. ред. В.К. Тян. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2014. – С. 29.

13 Сулейманов, Р.И. Электрохимическая защита подземных коммуникаций нефтепромыслового оборудования [Текст] / Р.И. Сулейманов, В.Л. Мазлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 144-148.

14 Оценка надежности кабельной линии установки ЭЦН [Текст] / Р.И. Сулейманов, П.М. Малышев, А.М. Гареев, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 91-96.

15 Организация самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов» [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.Л. Галимуллин, Л.М. Зарипова, Л.З. Зайнагалина // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной

научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Гынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 186-192.

16 Система технического обслуживания и ремонта нефтепромыслового оборудования [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.Я. Хабибуллин, А.Ю. Давыдов, Д.И. Сидоркин, О.В. Давыдова // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60- летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» / отв. ред. Р.Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С.150-158.

17 Техническая диагностика нефтепромыслового оборудования [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.Л. Галимуллин, В.А. Петров, Л.М. Зарипова, Л.З. Зайнагилина // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60- летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» / отв. ред. Р.Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С.159-164.

18 Свидетельство 584896 СССР, МКИ В 04 С 5/26. Ступенчатый мультигидроциклон[текст]/ Р.Р.Ахсанов, Н.А.Николаев и др. (СССР). - №2395687/23-26; Бюл. Открытия. Изобретения. – 1977. - №7. – с.30.

19 Свидетельство 610564 СССР, МКИ В 04 С 5/24. Батарея гидроциклонов для осветления суспензий [текст]/ Н.В.Тупяков, Г.В.Песцов и др. (СССР). - №2390978/23-26;Бюл. Открытия. Изобретения. – 1978. - №8. – с.140.

20 Хабибуллин, М.Я. Исследование процесса распространения импульсов жидкости от устья до забоя скважины [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 104-109.

УДК 622.276

### **УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГИДРОЦИКЛОНА УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ «ОЗНА-МАССОМЕР 400-08»**

И.Н.Муллахметов, Р.И.Сулейманов

*( Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)*

Аннотация: В статье представлена разработанная конструкция нового гидроциклона, входящего в сепарационный узел установки измерительной «ОЗНА — МАССОМЕР»-400-08. В результате усовершенствования сепарационного узла повышается качество разделения жидкости, поступающей со скважины, на жидкую и газовую фазы. Более глубокая сепарация влияет на точность измерений.

Ключевые слова дебит; газожидкостная смесь; сепарация; емкость сепарационная; гидроциклон

UDC 622.276

### **IMPROVEMENT OF THE HYDROCYCLONE INSTALLATIONS OF MEASURING "OZNA-MASSOMER 400-08"**

I.N. Mullakhmetov, R.I. Suleymanov

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract The article presents the developed design of a new hydrocyclone entering the separation unit of the measuring device "OZNA-MASSOMER" -400-08. As a result of the

improvement of the separation unit, the quality of the separation of fluid from the well into the liquid and gas phases is improved. A deeper separation affects the accuracy of the measurements.

Keywords debit; gas-liquid mixture; separation; separation tank; hydrocyclone

Эксплуатация замерного оборудования с новыми методами учета – гидростатическим и объемным – заметно повышают точность измерения, что особенно важно для управления процессом разработки пласта. Учет извлекаемых запасов нефти, газа и воды становится более точным, замер ведется по нескольким параметрам. Работа замерного оборудования на многих месторождениях убедительно доказывает, что его эксплуатация имеет важное значение для экономики, поскольку эквивалентно дополнительной добыче нефти. [1-9]

Анализ эксплуатации выявил следующие наиболее подверженные выходу из строя узлы установки и их причины:

- а) заслонка – износ сальника, деформация вала и штока;
- б) TOP – износ редуктора, посторонний предмет, замена редуктора TOP, замена обтекателя, крыльчатки, геркона;
- в) регулятор расхода – деформация штока, коррозия клапана, износ сальника;
- г) гидропривод – замена маслоснабсателя;
- д) поплавков – загромождение сальника;
- е) ПСМ – износ сальника, износ корпуса.

Эффективность работы сепаратора зависит от многих факторов. К ним относится комплекс технологических и технических средств. Один из важнейших является характер ввода продукции скважины в сепаратор. В рассматриваемой установке ввод осуществляется посредством гидроциклона.

Гидроциклоны весьма несложны по конструкции, компактны, обладают высокой производительностью, дешевы в изготовлении и просты в эксплуатации [10-13].

В сепарации жидкости гидроциклон выполняет основную функцию сепарации. В нем происходит очистка 70% жидкости от газа. [14]

Качество отсепарированной нефти должно быть таким, чтобы содержание свободного газа не превышало допустимых норм, чего удалось добиться благодаря внедрению нового гидроциклона. Погрешность измерения установки в результате внедрения нового гидроциклона составит минимум 1,5%.

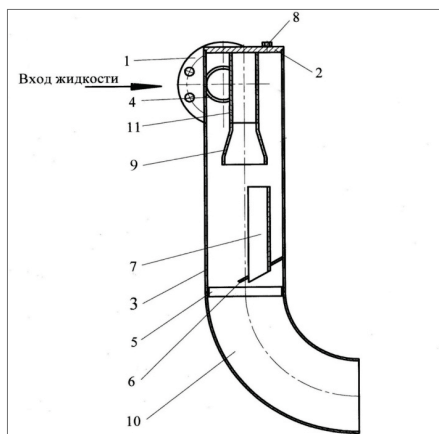
Гидроциклон представляет собой цилиндрический сосуд с отводом 10 в нижней части. Гидроциклон состоит из фланца 1 через который жидкость входит в основной трубопровод 3 ( $d=159$  мм), заглушки 2, патрубка 4, кольца 5, полукольца 6, пробки 7, желоба 8 и перехода 9 (рисунок 1) [15].

Для обеспечения надежности сварному соединению с внутренней стороны стыкового соединения трубы с трубой по ГОСТ 16037-80-С19 приваривается кольцо 5. В другом случае возникает непрочность сварного шва выявляемый проверкой рентгеном, что не допускается по требованиям. Форма подготовленных кромок - со скосом, характер сварного шва - односторонний на остающейся цилиндрической площадке расстояние между кромками деталей увеличивается с 1,5мм до 3мм, сварка либо ручная дуговая, либо дуговая сварка в защитном газе плавящимся электродом [16-20].

Суть технического решения заключается в модернизации конструкции гидроциклона в целях повышения качества сепарации газожидкостной смеси.

Во-первых, изменились конструктивные размеры гидроциклона: длина увеличилась с 420 мм до 750 мм, диаметр с 140 мм до 159 мм. На пути в емкость жидкость стала проходить большее расстояние, возросло время нахождения жидкости в гидроциклоне, тем самым отделение газа от жидкости происходит интенсивнее.

Во-вторых, дополнительно к патрубку 4 диаметром 75 мм привариваем концентрический переход (Рисунок 2). Уменьшение площади кольцевого сечения трубопровода в области перехода приводит к увеличению скорости вращения жидкости, что в свою очередь приводит к увеличению центробежной силы. По площади сечения скорость потока увеличивается в три раза, что способствует еще более интенсивному отделению жидкой фазы от газовой фазы. Качество сепарации заметно повышает точность измерений добываемой продукции. Высокая достоверность определения дебита скважин по нефти и газу необходима на стадии пробной эксплуатации, для правильной оценки запасов углеводородов, данные о которых являются основой для принятия решения об инвестициях.



- 1 — фланец; 2 — заглушка; 3 — трубопровод; 4 — патрубок; 5 — кольцо;  
6 — полукольцо; 7 — пробка; 8 — желоб; 9 — переход; 10 — отвод;  
11 — патрубок.

Рисунок 1 – Гидроциклон

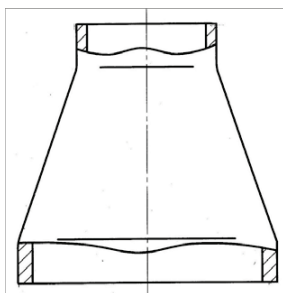


Рисунок 2 – Концентрический переход К-1-76, 1х5-48, 3х5-Ст20 ГОСТ 17378-2001

Основная проблема по замеру на существующих установках измерительных «ОЗНА — МАССОМЕР» — из-за наличия структурных свойств холодной нефти достаточно много остается свободного газа в нефти (через ТОР идет своеобразная пеннистая эмульсия). По их оценкам происходит завышение объема учета нефти порядка 25 ... 30 %.

#### Список использованных источников

1. Пат. 2198288 Российская Федерация, МПК 7Е 21В 43/20 А. Способ закачки жидкости в нагнетательные скважины и устройство для его осуществления [Электронный ресурс] / Хабибуллин М.Я.; патентообладатели Султанов Б.З., Тухтеев Р.М., Хабибуллин М.Я., Туйгунов М.Р. - № 99121394/03; заявл. 12.10.2011; опубл. 10.02.2003, Бюл. №4. – Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).
2. Пат. 2241825 Российская Федерация, МПК Е21В43/18. Устройство для закачки жидкости [Электронный ресурс] / Хабибуллин М.Я.; патентообладатели Гиляев Г.Г., Тухтеев Р.М., Хабибуллин М.Я., Ибраев Р.А. - № 2003104370/03; заявл. 13.02.2003; опубл. 10.12.2004, Бюл. №34. – Режим доступа: [http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS\\_Ru](http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru).
3. Хабибуллин, М.Я. Исследование процессов влияния давления и частоты импульсов на проникновение жидкости в песчаных образцах [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.Р. Шангареев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.- 2016.- № 4.- С. 120-125.
4. Хабибуллин, М.Я. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкостей в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Д.И. Сидоркин // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР.- 2016.- Т. 3.- № 3.- С. 27-32.
5. Хабибуллин, М.Я. Разработка вибротехники для эффективной закачки жидкости в нефтяной пласт [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Хабибуллин Марат Яхиевич. – Уфа, 1999. – 23 с.
6. Хабибуллин, М.Я. Экспериментально-теоретические исследования вытеснения нефти водой, с циклически изменяющейся амплитудой [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».- 2012.- № 6. - С. 233-241. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
7. Хабибуллин, М.Я. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016.- № 3.- С. 16-21
8. Хабибуллин, М.Я. Лабораторно-теоретические исследования работы двухбалансирной конструкции устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, Д.И. Сидоркин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.- 2016.- № 5.- С. 109-113.
9. Хабибуллин, М.Я. Лабораторная установка по исследованию процессов при импульсной закачке жидкостей в пласт [Текст] / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов, Р.Я. Абдюкова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- 2016.- № 2.- С. 14-16.
10. Петров, В.А.. Эффективность применения колтюбинговой технологии в условиях НГДУ "Туймазанефть" [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции (Октябрьский, 25 марта 2014 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - с.375-378.
11. Хабибуллин М.Я. Оборудование подземное установки скважинного штангового насоса [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, В.А. Петров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 63 с.
12. Хабибуллин, М.Я. Параметры неустановившегося движения закачиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин, И.Г. Арсланов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».- 2014.- № 1. - С. 148-165. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
13. Хабибуллин, М.Я. Компетенция и компетентность в подготовке инженеров технических вузов [Текст] / М.Я. Хабибуллин // Актуальные вопросы инженерного

образования – 2016: сборник научных трудов международной научно-методической конференции / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 220-225.

14. Хабибуллин, М.Я. Повышение эффективности методов заводнения в системе поддержания пластового давления [Текст] / М.Я.Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции (Октябрьский, 25 марта 2014 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – С. 392-397

15. Петров, В.А.. Установки для замера дебита скважины [Текст]: учебное пособие / В.А. Петров, М.Я. Хабибуллин, Л.В. Петрова. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2015. – 76 с.

16. Насос штанговый с устройством демпфирования в конструкции клапанного узла [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, М.Я. Хабибуллин //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2016. - № 4. - С. 21-24.

17. Арсланов, И.Г. Расчёты в теоретической и прикладной механике [Текст]: учебное пособие / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 94 с.

18. Арсланов, И.Г. Информационные технологии в расчетах нефтепромыслового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин //Научное обозрение. -2015. -№6. -С.74-83.

19. Арсланов, И.Г. Применение электронных таблиц в расчетах нефтегазового оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 10-13.

20. Ковалев, Н.О. Исследование характера изменений параметров зоны термического влияния сварного соединения от отклонений режимов сварки [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.И. Сулейманов // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х т. (Октябрьский, 24 апреля 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 115-120.

УДК 622.276

### **ПРИВОД ЦЕПНОЙ ПЦ-80 С МНОГОСТУПЕНЧАТОЙ ПЕРЕДАЧЕЙ**

В.А. Петров, Л.В. Петрова, Л.З. Зайнагилина, Л.М. Зарипова, Р.И. Сулейманов,  
Э.А. Хасанов

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. Предлагается использовать многоступенчатую передачу в приводе цепном для регулирования скорости его работы. Техническое решение достигается за счет того, что ведомая звездочка является многоступенчатой. Это приведет к возможности регулирования скорости работы привода без его остановки.

Ключевые слова: цепной привод, многоступенчатая передача, ведома звездочка, вращательное движение.

UDC 622.276

### **DRIVE CHAIN PC-80 WITH MULTISTAGE TRANSMISSION**

V.A. Petrov, L.V. Petrova, L.Z. Zainagalina, L.M. Zaripova, R.I. Suleimanov,  
E.A. Khasanov

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

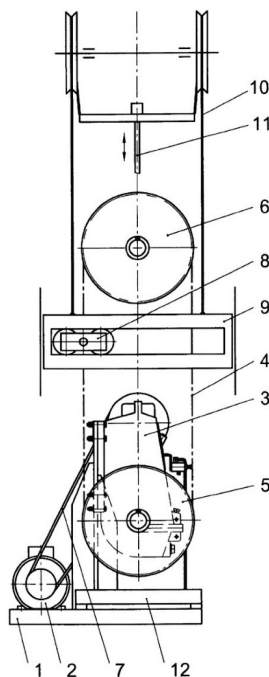
Abstract: It is proposed to use a multistage transmission in a chain drive to regulate the speed of the drive. The technical solution is achieved due to the fact that the driven sprocket is

multistage. This will lead to the possibility of adjusting the speed of the drive without stopping it.

Keywords: Chain drive, multistage gear, driven sprocket, rotary motion.

У большинства современных рабочих машин необходимо регулировать скорость рабочих органов в зависимости от изменяющихся условий технологического процесса, свойств готового изделия, загрузки машин и т.п. Оптимальным является бесступенчатое регулирование скорости. Его можно осуществлять механическими регулируемыми передачами, гидротрансформаторами и электрическими регулируемыми приводами. Мы предлагаем использовать многоступенчатую передачу в цепном приводе ПЦ-80. Привод цепной скважинного штангового насоса ПЦ 80 относится к классу безбалансирных приводов[1,2].

Привод ПЦ 80 предназначен для приведения в действие скважинного штангового насоса в процессе подъема продукции скважин и обеспечения при этом благоприятного режима движения штанг (с равномерной скоростью на большей части хода), работы с малой частотой качаний, габаритов привода и сил гидродинамического сопротивления в подземной части установки скважинного штангового насоса[3].



1- фундамент; 2- привод силовой; 3- редуктор; 4- цепь непрерывная; 5- звездочка ведущая; 6- звездочка ведомая; 7- передача клиноременная; 8- каретка; 9- противовес; 10- звено гибкое; 11- колонна штанг; 12- емкость.

Рисунок 1 - Многоступенчатая передача ПЦ-80-6-1/4

В состав привода ПЦ 80 входят следующие основные части: корпус , электродвигатель, редуктор, звездочки, цепь, каретка, уравнивающий груз, тормоз, подвеска устьевого штока, канат, клиноременная передача, основание , станция управления[6,7,10] .

Привод цепной работает таким образом, его устанавливают, чтобы ось колонны штанг 11 совпадала с осью скважины в районе устья[4,5]. Запускается электродвигатель 2, передающий вращательное движение через редуктор 3 ведущей звездочке 5 и через непрерывную цепь 4 ведомой многоступенчатой звездочкой 6. Вместе с непрерывной цепью 4 перемещается связанная с ней каретка 8, передающая свое возвратно-поступательное движение противовесу 9, который через гибкое звено 10 передает движение колонне штанг 11. В результате вращательное движение ведущей звездочки 5 преобразуется в возвратно-поступательное движение колонны штанг 11. При движении цепи 4 ее звенья воздействуют на плунжер насоса, обеспечивая подачу смазочной жидкости от емкости 12 со смазочной жидкостью в нагнетательный патрубок и из него на ведущую звездочку 5 и цепь 4.

Длинноходовой цепной привод плунжерного скважинного насоса, содержащий установленные на раме электродвигатель, редуктор, механизм преобразования вращательного движения в возвратно-поступательное с охватывающей ведущую и многоступенчатую ведомую звездочки непрерывной цепью, которая через каретку взаимодействует с противовесом, расположенным на гибком звене, имеющем узел соединения с колонной штанг, и узел смазки цепи, содержащий емкость для смазочной жидкости [11]. Эта конструкция имеет преимущество в том, что ведомая звездочка является многоступенчатой, и оператор всегда может изменять скорость работы привода без его остановок.

#### Список использованных источников

1. Ишмурзин, А.А. Машины и оборудование для добычи и подготовки нефти и газа [Текст]: учебник / А.А. Ишмурзин, Ю.Г. Матвеев. - Уфа: Нефтегазовое дело.2014. -532с.
2. Петров, В.А. Нефтепромысловые установки и агрегаты для обслуживания и ремонта скважин [Текст]: учебное пособие / В.А. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин.–Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.– 103с.
3. Петров, В.А. Эффективность применения колтюбинговой технологии в условиях НГДУ "Туймазанефть" [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) в 2-х т. / отв. ред. К.Т.Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. –Т.2.– С.375-378.
4. Петров, В.А. Модернизированный поводок каретки кабелеукладчика подъемника ПКС-3,5М [Электронный ресурс] / В.А. Петров, Р.Р. Еникеев // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 3-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. –Т.2.– С. 142-146.–Режим доступа:<http://www.of.ugntu.ru>.
5. Петров, В.А. Применение усовершенствованного барабана на каротажных подъемниках типа ПКС [Электронный ресурс] / В.А. Петров, В.И. Мишин // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 3-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ,2012.–Т.2.–С.219-224. –Режим доступа:<http://www.of.ugntu.ru>.
6. Петров, В.А. Опыт применения метода электрогидравлического воздействия на объектах нефтяных месторождений [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова // Актуальные проблемы науки и техники: VI междунар. науч.-практ. конф. с элементами науч. школы для молодежи / УГНТУ. - Уфа, 2013. - Т.1. - С. 6-7.

7 Петров, В.А. Усовершенствование быстросъемного соединения верхнего привода VARCO TDS-11SA [Текст] / В.А. Петров, Б.С. Овчинников // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т.2. – С. 70-73.

8 Петров, В.А. Частотно-регулируемый привод для центробежных секционных насосов [Текст] / В.А. Петров, А.А. Пугачев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т.2. – С. 134-138.

9 Петров, В.А. Частотный преобразователь для асинхронного электродвигателя [Текст] / В.А. Петров, А.А. Пугачев // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х т. / отв. ред. К.Т.Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т.2. – С. 58-62.

10 Петров, В.А. Конструктивные особенности гибкой насосно-компрессорной трубы [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова // Современные технологии в нефтегазовом деле. – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т.2. – С. 77-81.

11 Петров, В.А. Конструктивные особенности гибкой насосно-компрессорной трубы [Текст] / В.А. Петров, Петрова Л.В. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 77-81.

12 Ковалев, Н.О. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом вибродиагностики [Текст] / Н.О.Ковалев, Р.Ф.Булгаков, Л.З. Зайнагалина // Научное обозрение. – 2015. – № 11. – С. 91-95.

13 Шарифуллин, Р.Р. Устройство для разгрузки роторов центробежных секционных насосов от осевых усилий [Текст] / Р.Р. Шарифуллин, Л.З. Зайнагалина, Р.Г. Хабибуллина, // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Аркаим, 2015. – Т.2. – С. 174 – 178.

14 Зайнагалина, Л.З., Петрова, Л.В., Ковалев, Н.О. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О.Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов Международной научно-технической конференции в 2 –х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 44-50.

15 Ковалев, Н. О. Оптимизация работы станка-качалки методом теории графов [Текст] / Н. О. Ковалев, Г. Р. Игтисамова, Р. Х. Игтисамова // Современные технологии в нефтегазовом деле-2016 : сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60– летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин . – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. - Т. 2. - С. 329-333.

УДК 622.276

### **ВИНТОВОЙ ЗАБОЙНЫЙ ДВИГАТЕЛЬ ДШОТР-178.7/8.РС.50.4**

В.А. Петров, Л.В. Петрова, Р.И. Сулейманов, Л.З. Зайнагалина,  
Н.Ф. Бакиров

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. В статье приведена работа винтового забойного двигателя, характерные неисправности рабочей пары ВЗД и способы их устранения путем профилирования статора.

Ключевые слова: секция, статор, зубья, забой, бурения.

**SCREW DOWNHOLE MOTOR DSHOTR-178.7/8.PC.50.4**

V.A. Petrov, L.V. Petrova, R.I. Suleymanov, L.Z. Zainagalina,

N.F. Bakirov

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

**Abstract.** In the article the work of a screw downhole motor, characteristic malfunctions of a working pair of PDMs and ways of their elimination by stator profiling are shown.

**Keywords:** words: section, stator, teeth, face, drilling.

При бурении прямых и искривленных участков наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также для капитального ремонта скважин, фрезерования окна в колонне и проводки дополнительных стволов используются гидравлическими машинами объемного типа Винтовые забойные двигатели [1,3].

Основными частями ВЗД являются шпиндельная секция и секция рабочих органов.

Шпиндельная секция включает в себя вал, корпус, установленные в нем радиально-упорный многорядный шариковый подшипник для восприятия двигателем осевых нагрузок, верхнюю радиальную опору вала и нижнюю радиальную опору вала. Вал шпинделя соединен с ротором через карданный вал, который содержит маслonaполненные шариковые шарниры. В состав шпиндельной секции входит регулятор угла искривления двигателя с углами искривления от 0° до 2° 30' [3,7].

Для аварийных случаев, двигатель имеет верхнее противоаварийное устройство, состоящее из переводника, винта ловильного, шайбы, гайки и нижнее противоаварийное устройство в виде ловильной гайки, предотвращающих оставление на забое деталей двигателя в случае их поломки [4,5].

Секция рабочих органов предназначена для преобразования гидравлической энергии от буровых насосов в механическую в виде крутящего момента на выходном валу. Она состоит из статора и ротора.

Статор выполнен в виде стального корпуса с присоединительными резьбами и привулканизированной внутри корпуса резиновой обкладкой, имеющей винтовые зубья левого направления. Стальной ротор имеет наружные винтовые зубья левого направления, число которых на единицу меньше чем у статора. Ось ротора смещена относительно оси статора на величину эксцентриситета, равную половине высоты зуба [7,11].

При установке в статор ось ротора смещается относительно оси статора на величину эксцентриситета. Применение резины в качестве материала обкладки статора позволяет компенсировать неизбежные погрешности изготовления ротора и статора по профилю, диаметрам, шагу винтовой линии и прямолинейности оси. Одновременно с этим создается необходимое уплотнение — натяг рабочей пары (для обеспечения объемного принципа работы гидравлической машины) вследствие некоторого превышения диаметральных размеров ротора двигателя над соответствующими размерами статора. Важно и то, что сочетание резины и металла позволяет достичь высокой износостойкости рабочей пары при использовании буровых растворов, содержащих абразивные частицы [8,10].

Зубья ротора и статора, находясь в непрерывном контакте, образуют замыкающиеся по длине шага статора единичные рабочие камеры. Буровой раствор, поступающий в двигатель от насосов, достигает долота только в том случае, если ротор вращается внутри обкладки статора, обкатываясь по его зубьям под действием неуравновешенных гидравлических сил. При этом ротор совершает планетарное движение: геометрическая ось ротора вращается относительно оси статора против часовой стрелки (переносное вращение), а сам ротор поворачивается по часовой стрелке (абсолютное вращение). За счет разности в числах зубьев ротора и статора переносное

вращение редуцируется в абсолютное с передаточным числом, равным числу зубьев ротора, что обеспечивает сниженную выходную скорость вращения и высокий момент силы на валу двигателя [10,12].

Одна из основных проблем, часто возникающее при бурении, это не восприятие нагрузки рабочей пары винтового забойного двигателя. Для устранения этой проблемы применяют профилированные статоры двигательных секций. Профилирование статора достигается установкой в цилиндрический корпус статора металлических вставок с внутренним винтовым профилем. Есть ряд достоинств профилированных статоров: - жесткость винтовых зубьев статора увеличена, улучшено контактное уплотнение в зацеплении ротора и статора, уменьшены объемные потери в двигательной секции. В результате крутящий момент ВЗД увеличивается на 50-100%. - тонкий слой эластичной обкладки статора позволяет эффективно охлаждать резину. Согласно расчетам, при типичных условиях бурения температура разогрева резиновой обкладки профилированного статора на 30-40% меньше температуры разогрева обычных статоров. Это увеличивает долговечность обкладки статора и ВЗД в целом.

- тонкий слой эластичной обкладки статора позволяет значительно (в 5 раз) уменьшить искажения расчетного профиля обкладки от действия температуры, что обеспечивает стабильность энергетических характеристик ВЗД независимо от температуры на забое.

- в 1,5-2 раза уменьшенная длина профилированной двигательной секции по сравнению с обычными двигательными секциями при их одинаковых энергетических характеристиках позволяет улучшить управляемость КНБК за счет уменьшения расстояния между системой телеметрии и долотом; - крутящий момент профилированных двигательных секции винтового забойного двигателя ДШОТР-178.7/8.рс.50.4 отличается по сравнению с обычными двигательными секциями и увеличивается в 1,5-2 раза [7,10,12].

Итак, использование профилированных статоров для винтовых забойных двигателей улучшают характеристики рабочей пары, что в свою очередь повышает восприятие нагрузки и способствует повышению скорости бурения.

#### Список используемых источников

1 Ишмурзин, А.А. Машины и оборудование для добычи и подготовки нефти и газа [Текст]: учебник/ А.А. Ишмурзин, Ю.Г. Матвеев. -Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело»,2014.-532с

2 Петров, В.А. Сальник бурового вертлюга ВБ-80 [Текст]: / В.А. Петров, А.А. Салихова, Л.З. Зайнаглина // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 79-82.

3 Модернизация бурового двухпоршневого насоса двухстороннего действия УНБ-600А с целью увеличения сроков службы быстроизнашивающихся деталей гидравлической коробки насоса [Текст] / В.А. Петров, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, Р.Г. Хабибуллина // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» (Октябрьский, 10 февраля 2017 г.) / отв. ред. Р.Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 145-150.

4 Петров, В.А. Эффективность применения колтюбинговой техно-логии в условиях НГДУ «Гуймазанефть» [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле–2014: сборник трудов международной

научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 375-378.

5 Эффективность обработок призабойной зоны скважин колтюбинговой установкой [Текст] / В.А. Петров, М.М. Ахтямов, Л.В. Петрова, Л.З. Зайнагалина // Сборник трудов Международной научно-практической конференции (Россия, Уаппсе, 28 сентября – 2 октября 2016 г.) / отв. ред. В.В. Живаева. – Самара: Изд-во Самарского государственного технического университета, 2016. – Т. 1. – С. 215-218.

6 Петров, В.А. Модернизация соединения напорной трубы верхнего привода VARCO TDS-11SA [Текст] / В.А. Петров, Б.С. Овчинников, В.В. Петров // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 24 апреля 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 66-68.

7 Петров, В.А. Нефтепромысловые установки и агрегаты для обслуживания и ремонта скважин [Текст]: учебное пособие/ В.А. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. -103 с.

8 Обобщение опыта эксплуатации винтового компрессорного агрегата установки 6ГВ-18/6 М2У2 на Туймазинском ГПП [Текст] / В.А. Петров, В.А. Здитовецкий, В.Л. Мазлов, В.В. Петров // Современные технологии в нефтегазовом деле–2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 149-152.

9 Петров, В.А. Вспомогательные площадки вышки буровой установки БУ 3900/225 ЭК-БМ [Текст] / В.А. Петров, В.А. Александров, В.В. Петров // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 234-236.

10 Петров, В.А. Установка насосная погружная, электрогидроприводная с усовершенствованным узлом соосности [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова, В.Ш. Вертопрахов // Современные технологии в нефтегазовом деле–2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 87-91.

11 Петров, В.А. Усовершенствование быстросъемного соединения верхнего привода VARCO TDS-11SA [Текст] / В.А. Петров, Б.С. Овчинников, В.В. Петров // Современные технологии в нефтегазовом деле–2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 102-106.

12 Петров, В.А. Конструктивные особенности гибкой насосно-компрессорной трубы [Текст] / В.А. Петров, Л.В. Петрова, В.Ш. Вертопрахов // Современные технологии в нефтегазовом деле–2015: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 77-81.

УДК 622.692.2

### **ИССЛЕДОВАНИЕ УТОРНОГО УЗЛА РВС-50000 В ВИДЕ СКРУГЛЕННОЙ ВСТАВКИ**

М.В. Петровская, Д.С. Курманбаев  
(ФГБОУ ВО СамГТУ)

Аннотация. В статье рассматривается напряженно-деформированное состояние стыка «стенка-днище» резервуара РВС-50000. Предложено решение – уход от классической формы к форме в виде скругленной вставки. Исследование производилось с применением программного комплекса Ansys. Напряжения в резервуаре рассчитывались под действием силы тяжести и давления жидкости.

Ключевые слова: уторный узел, вертикальный стальной резервуар, напряженно-деформированное состояние, контактная пара, AnSys.

UDC 622.692.2

## INVESTIGATION BOTTOM-WALL JOINT IN THE FILLET INSERT OF VERTICAL STEEL TANK 50000

M.V. Petrovskaya, D.S. Kurmanbaev  
(FSBEI HE SSTU)

Annotation. The article deals with the stress-strain state of the "wall-bottom" junction of the vertical steel tank 50000. The decision - leaving from the classical form to the form of the fillet insert is offered. The investigation was carried out using the software complex Ansys. The stresses in the tank were calculated by gravity and fluid pressure.

Keywords: fillet weld, vertical steel tank, stress-strain state, contact pair, AnSys.

Эксплуатация вертикальных стальных резервуаров обусловлена наличием большого количества элементов, находящихся в условиях сложного напряженно-деформированного состояния и максимального уровня напряжений. Результаты исследований конструкции резервуаров, расследования причин их отказов и аварий указывают на проблемные места в сооружениях данного типа [1, 2, 3]. Одним из ключевых и наиболее нагруженных зон является уторный узел – место соединения стенки с днищем.

Актуальность данной проблемы из года в год будет только возрастать, так как резервуарный парк нашей страны имеет средний возраст, находящийся за пределами гарантийного проектного ресурса. Изыскания в данной сфере предлагают различные варианты модернизации данного элемента [4, 5]. В данной работе проводится анализ замены классического уторного узла на соединение в виде скругленной вставки.

Исследование и анализ производится в программной системе Ansys. Моделирование осуществлялось в 2D постановке с помощью элементов SHELL208, PLANE182, TARGE169 и CONTA172. Задача осесимметричная, в зоне соприкосновения «днище – опорный элемент» сформированы контактные пары; нагружение резервуара происходит под действием силы тяжести и градиента давления жидкости. Радиус скругления – 0,5 м.



Рис. 1 Результаты моделирования в Ansys уторного узла со скруглением: напряженно-деформированное состояние – слева, узловые смещения – справа

Моделирование дало следующие результаты: в рассматриваемой зоне наблюдается тенденция снижения величин напряжений приблизительно на 10-15%. Происходит частичная передача нагрузки опорному элементу, вследствие чего деформация первого

пояса достигает 26 мм. Уторный узел в такой конструкции испытывает меньшие напряжения, что указывает на действенность выбранного метода решения поставленной задачи.

В дальнейшей работе следует проанализировать различные величины радиуса скругления, рассмотреть зависимости изменения состояния узла для выбора наиболее оптимальных параметров.

Список использованных источников:

1. Семин Е.Е. Оценка долговечности уторных узлов вертикальных стальных резервуаров в процессе эксплуатации. автореф. дис. ... канд. техн. наук / Семин Евгений Евгеньевич. - М., 2012. 21 с.

2. Исследование состояния днища резервуаров вертикальных стальных / А.А.Алешкина, П.В.Бурков, С.П. Буркова // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2013. - №4(98). – С. 92-98.

3. Совершенствование конструкции узла стального вертикального резервуара / А.А.Скорняков, А.М.Файрушин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2014. - №2(14) – С.32-37.

4. Исследование напряженно деформированного состояния уторного узла в вертикальных цилиндрических резервуарах объемом 10000-50000м<sup>3</sup> / В.Ф. Мушанов, Д.И.Роменский // Металлические конструкции. – 2012. - №1(18). – С. 61- 71.

5. Исследование НДС вертикальных стальных резервуаров с окрайкой, исключаяющей сварку уторного узла / Д.С.Курманбаев // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы научно-практической конференции с международным участием / Отв. редактор В.К.Тян. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2016. – 103 с.

УДК 622.242.6

### **ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ БУРОВОГО НАСОСА ЧАСТОТНЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ ПРИВОДА**

Я.И. Потапов, М.Я. Хабибуллин

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)*

Аннотация: В статье рассматривается процесс оптимизации работы бурового насоса регулированием частоты тока, подаваемого на привод насоса. В результате технического мероприятия обеспечивается эффективная работа насоса, снижается энергопотребление насосного агрегата, повышаются основные параметры работы насоса.

Ключевые слова: насос буровой, привод насоса, частотное регулирование, оптимальный режим, эффективность работы.

UDC 622.242.6

### **OPTIMIZATION OF THE DRIVE PUMP OPERATION MODE BY FREQUENCY DRIVE REGULATION**

Ya.I. Potapov, M.Ya. Habibullin

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Otktyabrsky)*

Abstract: The article deals with the process of optimization of the drilling pump operation by adjusting the frequency of the current supplied to the pump drive. As a result of the technical measures, the pump is efficiently operated, the power consumption of the pump unit is reduced, and the main parameters of the pump operation are increased.

Keywords: drilling pump, pump drive, frequency control, optimum mode, efficiency.

При бурении скважин на нефть и газ главными факторами обеспечивающими технологический режим являются частота вращения породоразрушающего инструмента, нагрузка осевая на забой, и, конечно же, промысловый режим, зависящий от совершенства буровых насосов [1-3].

Практика показывает, что в современное время становится все более очевидной необходимость разработки его теории как совокупности научных представлений о закономерностях гидравлического действия и изнашивания, одновременно протекающих в поршневом буровом насосе при его работе и определяющих в основном эксплуатационные качества насосов [4-5].

При приводе, нерегулируемом во времени, режим постоянной мощности реализуется использованием пары «цилиндровая втулка – поршень» различных диаметров, который характеризуется зависимостью производительности бурового насоса  $Q$ , давления нагнетания  $P$  и диаметра поршня  $D$ .

Позиции 2, 4, 8, 10 (рисунок 1) определяют предельное допустимое давление в гидрокоробке насоса. Начальная позиция № 1 при давлении нагнетания  $p < p_2$  поршнем диаметром  $D_2$ . Бурение скважины с поршнем диаметром  $D_2$  осуществлять выше позиции 2 нельзя, при этом привод насоса будет перегружен, а давление нагнетания будет выше допустимого, в связи с чем в позиции 2 производится замена поршня диаметром  $d_2$  на поршень диаметром  $D_4$ , в результате подача насоса понизится скачком до давления, соответствующего позиции 3, а также уменьшится давление насоса пропорционально квадрату подачи. Последующее бурение с поршнем  $D_4$  в результате проходки скважины давлением достигнет до  $p_4$  (предельнодопустимой величины), при которой требуется замена поршня диаметром  $D_4$  на поршень диаметром  $D_4$  и т. д. При нерегулируемом приводе и смене поршней процесс бурения будет осуществлен под вертикальным отрезком 1-2, 3-4, 5-6, 7-8, 9-10 (рисунок 1), в результате можно приблизиться к равенству  $P \times Q = \text{const}$ , но при этом приводная мощность будет реализована не полностью [7-10].

При регулируемом приводе можно сохранить равенство  $P \times Q = \text{const}$  при равных условиях путем увеличения давления нагнетания снижением частоты оборотов привода, но при этом уменьшится объемный КПД насоса, и как следствие подача [11-12]. Режим работы регулируемого привода насосов следующий. Бурение скважины началось с позиции 0 (рисунок 1). При увеличении проходки давление повышается и достигает значения  $p_2$  (позиция 2). При регулируемом приводе смена поршня при давлении  $p_2$  не требуется, потому что производим снижение числа оборотов привода при номинальном моменте на валу с помощью частотного регулирования. В результате будет уменьшена подача насоса, при этом давление нагнетания останется постоянным, соответствующее допустимому для установленного поршня. Данный процесс будет осуществлен до позиции 3'. Последующее уменьшения частоты вращения неэффективно, снижается подача насоса, требуется замена поршня с диаметра  $D_2$  на диаметр  $D_6$ . При новом режиме частота привода доводится до номинальной, а при увеличении проходки давление нагнетания увеличится до  $P_4$  (позиция 4), что является предельным для поршня диаметром  $D_4$ . Дальнейшее снижение частоты вращения привода обеспечит переход режима с позиции 6 на позицию 9', после чего производится смена поршня на диаметр  $D_6$  и т.д. В результате такого мероприятия давление нагнетания и подача насоса будет изменяться по следующей последовательности: 1-2-3'-4-5'-6-7'-8-9'-10 [13-16].

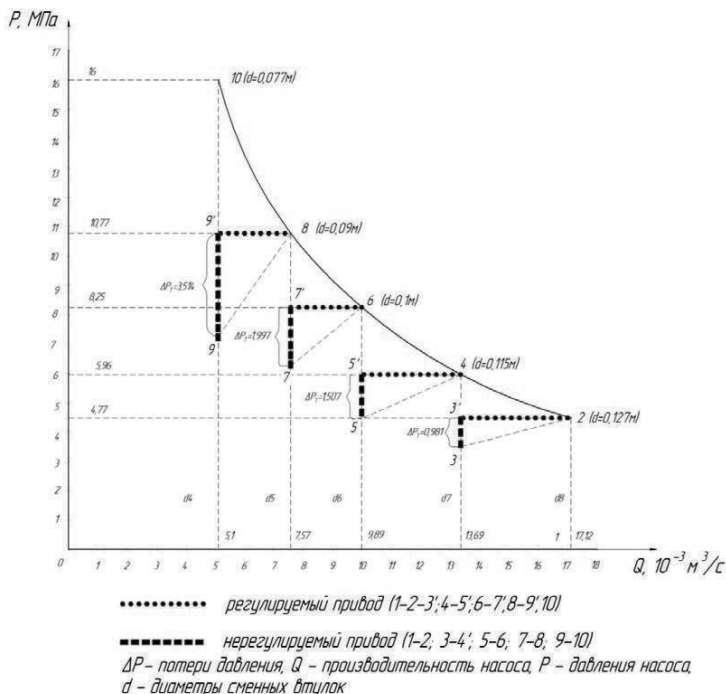


Рисунок 1 – Характеристика бурового насоса

Общие потери давления нагнетания (рисунок 1) при сравнении нерегулируемого и регулируемого приводов составит

$$\Delta P = \Delta P_{3-3'} + \Delta P_{5-5'} + \Delta P_{7-7'} + \Delta P_{9-9'} = 1,2 + 1,7 + 2,3 + 3,8 = 9,0 \text{ МПа.}$$

Полная реализация мощности насоса при регулируемом приводе обеспечивает поддержание номинальной подачи насоса при всем цикле строительства буровой скважины [17-20].

#### Список использованных источников

1. Аваков, В.А. Расчеты бурового оборудования [Текст] / В.А. Аваков. – М.: Недра, 1973. – 400 с.
2. Буровые насосы с регулируемой подачей [Текст] / С.В. Ловчев, В.И. Рошупкин, С.Л. Залкин и др. – М.: Недра, 1977. – 270 с.
3. Ходикова, Е.И. Технологии и инновации в нефтяной промышленности [Текст] / Е.И. Ходикова, К.Т. Тынчеров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т.2. – С.390-395.
4. Тынчеров, К.Т. Автоматизация производственных процессов в бурении [Текст]: учебное пособие / К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 201 с.
5. Сулейманов, Р.И. Способы регулирования режимов работы кустовой насосной станции [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.Г. Погорелов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т.

(Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 104-108.

6. Садыков, Т.Г. Оценка состояния и проблемы совершенствования межбюджетных отношений в республике Башкортостан [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 2. - С.35-48.

7. Петров, В.А. Частотно-регулируемый привод для центробежных секционных насосов [Текст] / В.А. Петров, А.А. Пугачев, Л.В. Петрова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т./ ред. кол. В.Ш. Мухаметшин - Уфа: Аркаим, 2015. – Т.2. - С.107-110.

8. Пугачев, А.А. Частотный преобразователь для асинхронного электродвигателя [Текст] / А.А. Пугачев, В.А. Петров // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х т./отв. ред. К.Т. Тынчеров, - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. - Т.2.- С.44-46.

9. Садыков, Т.Г. Экономика и управление производством [Текст]: учебное пособие / Т.Г. Садыков. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.- 149 с.

10. Миннивалеев, Т.Н. Буровой насос как источник интенсивных колебательных процессов [Текст] / Т.Н. Миннивалеев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т./ ред. кол. В.Ш. Мухаметшин - Уфа: Аркаим, 2015. – Т.2. - С.76-81.

11. Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. - № 11. – С.26-29.

12. Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промысловой жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. - № 6 (45). – С.14-16.

13. Галеев, А.С. Установки для бурения глубоких скважин [Текст]: учебное пособие / А.С. Галеев, М.С. Габдрахимов, Р.И.Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 154 с.

14. Абдюкова, Р.Я. Виброизоляция седла клапана бурового насоса [Электронный ресурс] / Р.Я. Абдюкова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 5. – С. 243-253. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

15. Ковалев, Н.О. Исследование характера изменений параметров зоны термического влияния сварного соединения от отклонений режимов сварки [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.И. Сулейманов // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х т. (Октябрьский, 24 апреля 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 115-120.

16. Ковалев, Н.О. Трибометрия как способ прогнозирования ресурса резьбовых соединений буровых труб [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 54-57.

17. Моделирование работы реверсивного вибратора [Текст] / А.К. Зарипов, М.С. Габдрахимов, Р.Г. Хабибуллина, Р.И. Сулейманов // Нефтегазовое дело. – 2014. - № 12-4. – С.35.-39.

18. Бадыхшина, А.Н. Насос УНБТ-950 с усовершенствованным кривошипным механизмом [Текст] / А.Н. Бадыхшина, Р.И. Сулейманов // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 3-х т.

(Октябрьский, 22 апреля 2013 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 29-33.

19. Мурсалимов, А.А. Насос НКВ 360/200 с усовершенствованным подшипниковым уплотнительным блоком [Текст] / А.А. Мурсалимов, Л.З. Зайнагалина // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С.220-223.

20. Техническая диагностика нефтепромыслового оборудования [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.Л. Галимуллин, В.А. Петров, Л.М. Зарипова, Л.З. Зайнагалина // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60- летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» / отв. ред. Р.Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С.159-164.

УДК 621.6

### **АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ СКВАЖИННЫХ РОТОРНО – ВИХРЕВЫХ НАСОСОВ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ**

А.В. Салейкин, Д.И. Сидоркин

*(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)*

Аннотация. В данной статье описываются конструктивные особенности роторно – вихревых насосов. Анализ неисправностей и пути их решения.

Ключевые слова. Роторно-вихревой насос, скважина, углеводороды, электродвигатель, напорная характеристика.

UDC 621.6

### **ANALYSIS OF THE PROBLEMS OF WELL ROTARY - VORTEX PUMPS AND THE WAYS OF THEIR SOLUTIONS**

A.V. Saleykin, D.I. Sidorkin

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. This article describes the design features of rotor - vortex pumps. Analysis of faults and ways to solve them.

Keywords. Rotary vortex pump, borehole, hydrocarbons, electric motor, pressure characteristic.

Достаточно долгую историю внедрения на нефтяных промыслах имеют роторно-вихревые насосы, которые, обладая крутопадающей напорной характеристикой и большим напором на одну ступень (в 6-10 раз больше, чем напор ступени центробежного насоса равного диаметра), могли бы составить значительную конкуренцию другим видам скважинных насосов.

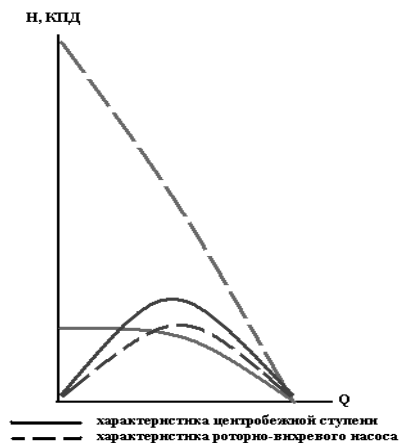


Рисунок 1 – Напорная характеристика роторно-вихревого насоса в сравнении с электроцентробежным насосом равного диаметра.

Сам насос состоит из следующих элементов: входного модуля, модуль-секции входной, модуль-секции (модуль-секций), ловильной головки, обратного и спускного клапанов или комбинированного клапана. Для откачки пластовой жидкости, содержащей свободный газ у сетки входного модуля насоса, подсоединяют газосепаратор. Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модуль-секцией входной. Ловильная головка и модуль-секций соединяются при помощи резьбы. А также модуль-секции входной, входного модуля и двигателя имеющие фланцевое (на болтах и шпильках) соединение. Валы сборочных единиц соединяются при помощи шлицевых муфт. Уплотнение соединений (кроме соединения входного модуля с двигателем) осуществляется резиновыми кольцами. Соединение валов модуль-секций между собой, модуль-секции с валом входного модуля, вала входного модуля с валом гидрозащиты двигателя осуществляется при помощи шлицевых муфт.

Преимущества роторно-вихревых насосов перед другими:

1. значительный выигрыш по удельным габаритам и массе
2. широкий диапазон эффективной работы по важнейшим рабочим параметрам, например, по расходу и давлению рабочей среды и т.д.
3. удобная для эксплуатационных целей форма рабочих характеристик, например, высокая удельная напорность и крутизна главной характеристики насосов скважинного исполнения, высокий пусковой момент и удобство регулирования выходной мощности погружных турбодвигателей и т.д.
4. высокий коэффициент полезного действия (кпд) низкие механические потери, обусловленные отсутствием возвратно-поступательных пар, высокой общей динамической уравновешенностью т.п.
5. конструкционная простота, низкие издержки производства, эксплуатации и ремонта.
6. Большинство роторно-вихревых насосов для добычи нефти имеют небольшие наработки до отказа, что не позволяет пока говорить об отработанной конструкции таких насосов. Уже сегодня, в некоторых скважинах, установки роторно-вихревых насосов доказали свою технико-экономическую эффективность. Для успешного внедрения этого вида оборудования необходимо уточнить области их применения (скорее всего – малodeбитные скважины, где КПД таких насосов сопоставим с

КПД малodeбитных ЭЦН), создать методику их подбора и эксплуатации, подготовить инфраструктуру обслуживания и ремонта.



Рисунок 2 - Установка погружного модульного роторно-вихревого насоса

Проблемы с роторно-вихревыми насосами связана, с заклиниванием насоса в результате интенсивного солеотложения. прогаром кабеля вызванный высоким током двигателя при подклинивании вала насоса заполненного механическими примесями, падением производительности насоса вследствие повышенного износа рабочих органов и увеличение внутренних перетечек.

Но при всех тех проблемах они обладают уникальными производственными и потребительскими качествами. Важной целью является поиск новых видов технологий и материалов которые будут применяться в производстве роторно-вихревых насосов. Для решения всех этих проблем нужно в первую очередь поменять подход к изготовлению, выбора марки материала и другие производственные процессы, которые были использованы при производстве роторно-вихревых насосов.

Исходя из этого у роторно-вихревых насосов большое будущее они получат распространение как в России, так и за пределы нашей страны, но для того чтобы это реализовалось нужно избавиться от недостатков которые имеются у них.

#### Список использованных источников

1. Антониади, Д. Г. Добыча нефти. наземное и подземное оборудование [Текст] : монография / Д. Г. Антониади, Г. Г. Гилаев, М. Я. Хабибуллин, Р. М. Тухтеев. – Краснодар : Советская Кубань, 2003. – 320 с.
2. Арсланов И. Г. Информационные технологии в расчетах нефтегазопромыслового оборудования [Текст] : научная статья / И. Г. Арсланов, М. Я. Хабибуллин. – Уфа : Редакционно издательский центр Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2015. – 74-83 с.
3. Алатырев, А.А. Энергоэффективная установка УЭЦНМ 5-50-1100 с центратором [Текст] : научная статья / А.А. Алатырев, В. А. Петров, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина. – Уфа : Редакционно издательский центр Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2016. – 26-30 с.
4. Галимов, Р. Н. Насос погружной ЭЦНА5А-160-1700 с усовершенствованным противополетным устройством [Текст] : научная статья / Р. Н. Галимов, Р. И. Сулейманов. – Уфа : Редакционно издательский центр Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2014. – 164-168 с.
5. Гиниятуллин, И. К. Усовершенствование гидрозащиты электроцентробежного насоса ЭЦНМ-50-1300 [Текст] : научная статья / И.К. Гиниятуллин, А. Ю. Давыдов. – Уфа : Редакционно издательский центр Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2013. – 43-46 с.
6. Насибуллин, Б. Р. Анализ эффективности эксплуатации механизированных добывающих скважин на лугиницком нефтегазоконденсатном месторождении [Текст] : научная статья / Б. Р. Насибуллин, Р. И. Сулейманов. – Уфа : Редакционно издательский центр Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2013. – 202-206 с.
7. Петров, В. А. Установки центробежных насосов. Отказы и пути их устранения в погружных ЭЦН [Текст] : научная статья / В. А. Петров, А. А. Тимеркаев, Л. В. Петрова. – Уфа : Редакционно издательский центр Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2015. – 111-117 с.
8. Птицын, Г. В. Установление стандартизированного типового режима работы привода с переменной нагрузкой [Текст] : научная статья / Г. В. Птицын, Д. И. Сидоркин. – Уфа : Редакционно издательский центр Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2012. – 148-149 с.
9. Тимашев, А. Т. Вопросы эффективности добычи нефти из много пластовых нефтяных месторождений [Текст] : научная статья / А. Т. Тимашев, М. С. Габдрахимов, Ш. Г. Мингулов, Р. И. Сулейманов, А. Р. Зиянгиров. – Уфа : Редакционно издательский центр Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2007. – 184-190 с.
10. Фаттахов, И. Г. Исследование работы электроцентробежного насоса в «правой» зоне [Текст] : научная статья / И. Г. Фаттахов, Р. Р. Кадыров, А. М. Зиятдинов, А. Ю. Давыдов, В. О. Червяков. – Уфа : Редакционно издательский центр Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2015. – 75 с.
11. Хабибуллин, М. Я. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкостей в скважину [Текст] : научная статья / М. Я. Хабибуллин, Д. И. Сидоркин. – Баку : НИПИ "Нефтегаз" Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики, 2016. – 27-32 с.
12. Хабибуллин, М. Я. Лабораторно-технические исследования работы двухбалансирной конструкции устройства для импульсной закачки жидкости в скважину [Текст] : научная статья / М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, Д. И. Сидоркин. – Уфа : Редакционно издательский центр Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2016. – 109-113 с.

13. Хабибуллин, М. Я. Расчет нефтепромыслового оборудования [Текст] : учебное пособие / М. Я. Хабибуллин, И. Г. Арсланов. – Уфа : Редакционно издательский центр Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2014. – 98 с.

14. Интернет-источник: <http://www.oilforum.ru> дата обращения: 20.04.2017 г.

УДК 622.276

## **ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ РАЗГРУЗОЧНОГО УСТРОЙСТВА НАСОСА ЦНС 300**

Семенов Ю.Л., Хабибуллин М.Я.

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)*

Аннотация. В статье рассматривается центробежный секционный насос ЦНС 300, применяемый для систем заводнения нефтяных месторождений. Повышение работоспособности разгрузочного узла - основная раскрываемая цель.

Ключевые слова. Система заводнения, центробежный секционный насос, разгрузочное устройство, диск разгрузки, ресурс узла

UDC 622.276

## **OPTIMIZATION OF THE CONSTRUCTION OF THE DISCHARGE ARRANGEMENT OF THE MULTIPLE CENTRIFUGAL PUMP CNS 300**

Semenov Yu.L., Khabibullin M.Ya.

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. The article deals with the MULTIPLE CENTRIFUGAL PUMP CNS 300, used for pattern waterflooding. Improving the working capacity of the unloading node is the main goal being disclosed.

Keywords. Pattern waterflooding, multiple centrifugal pump, discharge arrangement, balancing ring, working life.

Насосы центробежные наземные секционные ЦНС 300 получили широкое применение в системах заводнения нефтяных месторождений, в сетях промышленного водяного снабжения, а также в различных гидротехнических системах. Их использование возможно в установках дожимных насосных станциях, установках предварительного сброса воды, блочных кустовых насосных скважинах для транспортировки газонасыщенной, обводнённой или товарной нефти с температурой в диапазоне от 0°C до 60°C в системах внутрипромыслового сбора и комплексной подготовки нефти [1-4].

При работе насоса ЦНС, в результате действия давления нагнетаемой воды на разные по площади боковые поверхности вращающихся колес, образуется осевая нагрузка, стремящаяся переместить подвижный ротор насоса в направление всасывания, что способствует проявления дополнительного «вредного» трения, чрезмерного износа узлов и деталей, что понижает в целом общую производительность насосного агрегата [5-6].

Для выравнивания действия осевой нагрузки насос ЦНС оснащен применяется гидравлическим разгрузочным узлом, в состав которого входит: диск, кольцо, втулка разгрузки и дистанционная втулка.

Практика эксплуатации насосов ЦНС показывает, что около 70% всех ремонтных работ приходится на устранение отказов, вызванных по причине выхода из строя диска разгрузки.

Предмет внимания содержит следующее. Традиционно диск разгрузки крепится шестью болтами с кольцом разгрузки. Практика показывает, что такая конструкция не обеспечивает требуемую герметичность этой системы, со временем происходит пропуск жидкости, при дальнейшей эксплуатации возможно разрушение узла. Такой отказ оборудования показывает невозможность образования требуемого противодавления на

вращающийся вал, в результате ротор насоса перейдет в смещённое и неуравновешенное состояние. Под давлением перекачиваемой агрессивной жидкости при нарушении герметизации вышеуказанной системы возможен износ не только сменного кольца разгрузки, но и непосредственно диска разгрузки, что в результате потребует замена двух деталей вместо одной [7-8].

Для устранения такого вида осложнений в работе насоса изготовление диска и кольца разгрузки осуществляют из нержавеющей стали 40Х13, хотя традиционно этот материал изготовления применялся только в изготовлении кольца разгрузки. В результате, помимо дополнительных затрат на более дорогостоящий материал изготовления и замену диска разгрузки, ресурс узла снижается в среднем до 75-80% от запланированного и равняется в среднем около 2200 ч. от заявленных 2600 ч [9-10].

Техническое мероприятие заключается в следующем.

Изменение конструкции диска разгрузки: использование фасок потайного винтового соединения вместо выемок под головки болтов на внешней стороне диска разгрузки с целью сохранности резьбы болтов; использование первоначального материала Сталь 45, т.к. уменьшится износ диска разгрузки [11-14].

Изменение конструкции кольца разгрузки: в местах отверстий под резьбы обеспечить защитные ответвления, фрезерованию подвергать не всю поверхность контакта, на ней изготовить кольцевую проточку с последующей наплавкой твердосплавного материала для повышения износостойкости и увеличения ресурса; конструкцию сделать ступенчатой для устранения завихрений и стабилизации потока жидкости, обеспечить скругление перехода с основной поверхности на контактную [15-17].

Предлагаемое техническое решение рассматриваемой проблемы при реализации обеспечит экономическую эффективность при использовании менее дорогостоящего материала изготовления диска разгрузки, что позволит увеличить ресурс узла на 19-22% [18-20].

#### Список использованных источников

1 Сулейманов, Р.И. Способы регулирования режимов работы кустовой насосной станции [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.Г. Погорелов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С.104-108.

2 Состояние трубопроводной системы ОАО «Роснефть-Юганскнефтегаз» в Мамонтовском регионе [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, В.А. Петров, А.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2012. - Т. 90. - № 4. - С. 71-76.

3 Волохова, В.С. Усовершенствование расположения подшипниковых узлов насоса ЦНС 240-1405 [Текст] / В.С. Волохова, Р.И. Сулейманов // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 151-154.

4 Петров, В.А. Модернизация центробежного насоса типа ЦНС 38-220 с установкой подшипников на основе карбида кремния [Текст] / В.А. Петров, С.Н. Фалелюхин, Л.В. Петрова, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 117-122.

5 Ковалев, Н.О. Исследование изменения структуры металла околошовной зоны при процессе электродуговой сварки [Текст] / Н.О.Ковалев, Р.И.Сулейманов //

Перспективы развития науки и образования: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции в 13 ч. (Тамбов, 28 февраля 2015 г.) / коллектив авторов. – Тамбов: Консалтинговая компания Юком, 2015. – Ч. 2. – С. 102-103.

6 Каюмов, И.М. Блок гребенки БГ-ОЗНА-ПЛАСТ-65 с усовершенствованным размещением водоводов [Текст] / И.М. Каюмов, Р.И. Сулейманов // Материалы 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. (Октябрьский, 22 апреля 2013 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 82-88.

7 Миннивалеев, Т.Н. Результаты промысловых испытаний гидромеханического компенсатора давления промывочной жидкости [Текст] / Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 370-375.

8 Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и ее капитального ремонта [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.

9 Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2015. – № 6 (45). – С. 14-16.

10 Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 26-29.

11 Влияние широкопроходного клапана на подачу глубинного насоса [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Р. Зиянгиров // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 4. – С. 22-27.

12 Моделирование работы реверсивного вибратора [Текст] / Зарипов А.К., Габдрахимов М.С., Хабибуллина Р.Г., Сулейманов Р.И. // Нефтегазовое дело. - 2014. - Т. 12. – № 4. - С. 35-39.

13 Ковалев, Н.О. Трибометрия как способ прогнозирования ресурса резьбовых соединений буровых труб [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 54-57.

14 Условия, необходимые для формирования компетенции: умение моделировать технические объекты и технологические процессы [Текст] / М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, Р.Г. Хабибуллина, Т.Н. Миннивалеев // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 88-92.

15 Сулейманов, Р.И. Основные причины отказов УЭЦН и способы борьбы с ними [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.М. Гареев // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 96-100.

16 Коннов, Ю.Д. Необходимость механизации процессов спускоподъемных операций при проведении текущего и капитального ремонта скважин [Текст] / Ю.Д. Коннов, Д.И. Сидоркин, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 88-91.

17 Галимуллин, М.Л. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно-компрессорных труб НКТ в условиях ООО «Таргин Механосервис» [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 38-43.

18 Садыков, Т.Г. О формировании расходов бюджета муниципального образования [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 4.- С.53-66.

19 Садыков, Т.Г. О формировании доходов бюджета муниципального образования [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 3.- С.71-84.

20 Мазлов, В.Л. Ингибиторная защита трубопроводов [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 188-192.

УДК 665.622.43.066.5

## **МОДЕРНИЗАЦИЯ БЛОЧНОЙ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ**

Ф.Д. Сибгатуллин  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. В данной статье предложена идея добавления в состав блочной установки подготовки нефти электродной секции, что позволит ускорить процесс коалесценции.

Ключевые слова: нефть, эмульсия, коалесценция, установка подготовки нефти, электродная секция.

UDC 665.622.43.066.5

## **MODERNIZATION BLOCK THE INSTALLATION OF OIL TREATMENT**

F.D. Sibgatullin  
(FSBEI HE USPTU)

Abstract. In this article, we propose the idea of adding an electrode section to the oil treatment unit, which allows us to accelerate the coalescence process.

Key words: oil, emulsion, coalescence, oil treatment unit, electrode section.

Нефть, поступающая на установку подготовки нефти, представляет собой эмульсию, состоящую из воды, нефти, газа, различных минеральных солей и механических примесей. Назначением установки подготовки нефти является очистка нефти и газа от воды, различных солей и механических примесей. Качество нефти после подготовки должно удовлетворять требованиям ГОСТ Р 51858-2002 [1].

На сегодняшний день, наряду с традиционными установками подготовки нефти получили распространение блочные установки подготовки нефти, которые, как правило, представляют собой сепараторы с секцией нагрева, отстоя и коалесценции. Преимуществом блочных установок подготовки нефти является их компактность, многофункциональность, возможность значительно сократить количество агрегатов, а также уменьшить металлоемкость. Наряду с явными преимуществами есть и недостатки.

Одной из проблем является то, что блочная установка подготовки нефти зачастую не может подготовить кондиционную нефть. Для решения этой проблемы, в рамках реализации программы замещения импортной техники на отечественную, была разработана установка подготовки нефти УПН, аналогом которой является, получившее широкое распространение в России, установка «Хитер-тритер». Но для достижения требуемого качества нефти блочная установка подготовки нефти УПН нуждается в доработке. Для этого было предложено добавление в состав установки подготовки нефти УПН электродной секции [2].

Вследствие воздействия на водонефтяную эмульсию электрического поля ускоряется процесс коалесценции. Под действием электрического поля происходит движение капель синхронно этому полю. Всё это приводит к столкновению, слиянию и укрупнению капель, в результате чего капли воды, как более тяжелые, под действием гравитации опускаются вниз, происходит расслоение эмульсии на нефть и воду [3].

#### Список использованных источников

1. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия.
2. Ишмурзин А.А., Матвеев Ю.Г. Машины и оборудования для добычи и подготовки нефти и газа: учебник. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2014. – 532 с.
3. *Лутошкин Г.С.* Сбор и подготовка нефти, газа и воды - М.: Недра, 1983. – 257 с.
4. Ишмузина Н.М., Ишмурзин А.А. Рациональное использование попутного нефтяного газа: техника, технология, проблемы и пути решения: учебное пособие/ Н.М. Ишмузина, А.А. Ишмурзин. - Уфа: УГНТУ, 2010.
5. Зубаиров С.Г., Султанов Б.З., Ишмурзин А.А., Шаммасов Н.Х., Шаммасов Н.Х., Клубков А.С., Никитин Д.Н. Глубинный насос с гидравлическим утяжелителем низа колонны штанг// В сборнике: Нефтепромысловое дело Реферативный научно-технический сборник. - Москва, 1974. – С. 20-22.
6. Патент на изобретение *RUS 1503890. Гидроциклон*// Султанов Б.З., Ишмурзин А.А., Брот А.Р., Ямалиев В.У. – Оpubл. 30.11.1987.
7. Патент на полезную модель *RUS 119407. Глубинный плунжерный насос*// Мустафин В.Ю., Денисламов И.З., Галимов А.М., Ишмурзин А.А., Еникеев Р.М. – Оpubл. 11.04.2012.

УДК 622.27

### **РАЗРАБОТКА СКВАЖИННОГО МУЛЬТИПЛИКАТОРА ДЛЯ ВИНТОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ СО ШТАНГОВЫМ ПРИВОДОМ**

Д.И. Сидоркин, Д.А. Шерстобитов  
(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: впервые предлагается использовать мультипликатор в скважинных условиях для увеличения подачи винтового насоса. Техническое решение достигается за счет увеличения числа оборотов, подаваемых на ротор винтового насоса при определенном снижении крутящего момента. Это приведет к увеличению подачи винтового насоса при меньших затратах энергии.

Ключевые слова: винтовой насос, штанговая колонна, мультипликатор скважинный, планетарная передача, передаточное число.

UDC 622.27

### **DEVELOPMENT MULTIPLIER FOR DOWNHOLE SCREW PUMPING UNIT WITH SUCKER ROD DRIVE**

D.I. Sidorkin, D.A. Sherstobitov  
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University)

Abstract: for the first time are encouraged to use the multiplier in downhole conditions to increase the feeding screw pump. A technical solution is achieved by increasing the number of turns applied to the screw-rotor pump at a certain torque reduction. This will lead to an increase in the supply of screw pump at lower costs of energy.

Keywords: screw pump, sucker rod string, downhole multiplier, planetary gear transmission ratio.

При насосной эксплуатации нефтяных скважин наиболее распространенными являются штанговые скважинные установки (ШСНУ) и установки погружных центробежных электронасосов (УЭЦН). УЭЦН применяются непосредственно в высокодебитных скважинах. Недостатками этих установок являются: 1) сложность в обслуживании; 2) неустойчивость в работе при добыче нефти с высоким содержанием механических примесей и газа.

В отличие от центробежных насосов эксплуатация насосов винтовых имеет место весьма малое перемешивание перекачиваемой нефти (нефть перекачивается практически без пульсации), что предотвращает образование стойкой эмульсии из нефти с водой. Отсутствие клапанов и сложных проходов определяет простоту конструкции и снижает гидравлические потери. Насосы имеют повышенную надежность (особенно при откачке жидкостей с механическими примесями) вследствие того, что имеют минимальное число движущихся деталей (один винт), просты в изготовлении и эксплуатации, более экономичны. При перекачке жидкости повышенной вязкости снижаются перетоки через уплотняющую контактную линию между ротором и статором насоса, что улучшает характеристику установки.

При использовании погружного привода возникает ряд проблем: 1) дорогостоящий в эксплуатации, 2) используется кабель, повреждающийся в процессе монтажа или демонтажа, 3) использование клапанов. Таким образом, наиболее оптимальным выбором является использование штангового привода. Но проблема в том, что существующие на данный момент штанги, как правило, не предназначены для вращения и они перегружаются в тяжелых условиях, поэтому в данной работе предлагается установить скважинный мультипликатор над винтовым насосом. Тем самым увеличится число оборотов насоса и добыча транспортируемого продукта за счет снижения крутящего момента штанг.

Данный скважинный мультипликатор базируется на основе планетарной передачи. Планетарными называются передачи, которые имеют зубчатые колеса с перемещающимися геометрическими осями.

Следует выделить следующие преимущества планетарных передач: 1) меньшие габаритные размеры и масса; 2) возможность получения больших передаточных чисел.

Техническая значимость использования скважинного мультипликатора включает в себя: возможность применения стандартного нефтедобывающего оборудования; плавный запуск установки в работу; достаточно высокая скорость вращения насоса; небольшие габариты; гибкость регулирования подачи установки.

Кинематический расчет передачи сводится к подбору чисел зубьев при соблюдении: 1) уравнения передаточного отношения; 2) уравнения соосности; 3) условия соседства сателлитов; 4) условия сборки.

В качестве исходных данных кинематического расчета: передаточное отношение  $u=3,15$  и максимальный габаритный размер мультипликатора 80 мм. Расчеты будут производиться по кинематической схеме, представленной на рисунке 1.

Определяем предварительное число зубьев передачи. Принимаем  $z_a=12$ . Тогда число зубьев  $z_b$  и  $z_g$  определяется по формулам

$$z_b = z_a \cdot (u - 1) = 12 \cdot (3,14 - 1) = 25; \quad (1)$$

$$z_g = 0,5 \cdot (z_b - z_a) = 0,5 \cdot (25,8 - 12) \approx 7. \quad (2)$$

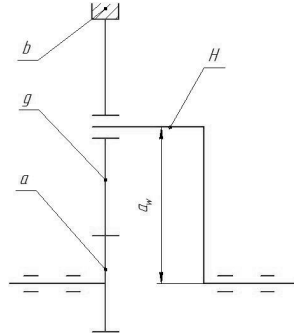


Рисунок 1 – Кинематическая схема планетарной передачи

Условие соосности:

$$z_g = (z_b - z_a) / 2 = (26 - 12) / 2 = 7. \quad (3)$$

Условие сборки:

$$(z_a + z_b) / n_o = \gamma, \quad (4)$$

где  $n_o$  – число сателлитов, 3;

$\gamma$  – любое целое число.

$$(z_a + z_b) / n_o = (12 + 26) / 3 = 12,7,$$

Так как  $\gamma=12,7$ , то принимаем  $z_a=13$ ,  $z_b=27$ ,  $z_g=7$ .

Выбираем материалы зубчатых колес и вид их химико – термической обработки. Материал шестерни Сталь 45 с термообработкой – улучшение, материал колес – Сталь 40Л, улучшение.

Исходные данные для прочностного расчета: частота вращения на входе 100 об/мин и на выходе 315 об/мин, максимальный крутящий момент 640 Н·м.

Относительная частота вращения сателлита и шестерни:

$$n_g = n_a \cdot z_a / z_g = 315 \cdot 13 / 27 = 151,85 \text{ об/мин} \quad (5)$$

Допускаемые контактные напряжения:

$$\sigma_{HPl(2)} = 0,9 \cdot \sigma_{Hlim1} \cdot Z_{N1} / S_{H1} = 0,9 \cdot 630000 \cdot 0,75 / 1,1 = 386600 \quad (6)$$

где  $\sigma_{Hlim1}$  – предел контактной выносливости, 630 000 Па;

$S_{H1}$  – коэффициент запаса прочности, для зубчатых колес с однородной структурой,  $S_{H1} = 1,1$ .

$$\sigma_{HPl(2)} = 0,9 \cdot \sigma_{Hlim1} \cdot Z_{N1} / S_{H1} = 0,9 \cdot 570000 \cdot 0,75 / 1,1 = 349773$$

где  $\sigma_{Hlim2}$  – предел контактной выносливости, 570 000 Па.

Расчетные допускаемые контактные напряжения:

$$\sigma_{HP} = 0,5 \cdot (\sigma_{H1} + \sigma_{H2}) = 0,5 \cdot (386600 + 349773) = 368187 \quad (7)$$

$$\sigma_{HP} \leq 1,25 \cdot \sigma_{Hl(2)min}$$

$$368187 \text{ Па} \leq 1,25 \cdot 349773 = 437216 \text{ Па.}$$

Условие прочности выполняется.

Из двух пар зацепления передачи «b – g» (зацепление внутреннее) и «a – g» (зацепление внешнее) определение межосевого расстояния  $a_w$  проводим по зависимости для внешнего зацепления, как более нагруженного:

$$a'_w = k_a \cdot (u' + 1) \cdot \sqrt[3]{\frac{T_a \cdot k_{H\beta} \cdot k_{\omega}}{\psi_{ba} \cdot \sigma_{HP}^2 \cdot u' \cdot n_{\omega}}} \cdot 10^3, \quad (8)$$

где  $u'$  – передаточное число рассчитываемой пары колес,

$$u' = z_g / z_a = 7 / 13 = 0,5; \quad (9)$$

$k_{\omega}$  – коэффициент неравномерности распределения нагрузки,  $k_{\omega} = 1,1$ ;

$T_a$  – вращающий момент на валу шестерни, Н·м;

$\psi_{ba}$  – коэффициент ширины венца колеса, 0,4.

$$a'_w = 450 \cdot (0,5 + 1) \cdot \sqrt[3]{\frac{197 \cdot 1,2 \cdot 1,1}{0,4 \cdot 368^2 \cdot 0,5 \cdot 3}} \cdot 10^3 = 0,072$$

Модуль передачи  $m = 1,25$  мм.

Таким образом, облегчаются условия работы колонны насосных штанг винтовой насосной установки за счет увеличения числа оборотов, подаваемых на ротор винтового насоса при определенном снижении крутящего момента. Это приведет к увеличению подачи винтового насоса в 2-3 раза при меньших затратах энергии, также уменьшит количество обрыва штанг, что приведет к меньшему числу ловильных работ.

#### Список использованных источников

1 Антониади, Д.Г. Добыча нефти. Наземное и подземное оборудование [Текст]: монография / Д.Г. Антониади, Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин, Р.М. Тухтеев. – Краснодар: Советская Кубань, 2003. – 320 с.

2 Давыдов, А.Ю. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем [Текст] / А.Ю. Давыдов, А.А. Никифоров, М.С. Габдрахимов // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 10. – С. 76-79.

3 Давыдов, А.Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки [Текст]: автореф. дис... канд. техн. наук / А.Ю. Давыдов. – Уфа: УГНТУ, 2002, 24 с.

4 Динамика работы штанговой колонны при добыче нефти установкой винтового насоса с поверхностным приводом [Текст] / А.Ю. Давыдов, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, Р.Р. Исмагилов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса - 2013. - № 3. - С. 26-30.

5 Латыпов, Б.М. Установка штангового винтового насоса для добычи нефти в осложненных условиях [Текст] / Б.М. Латыпов // Нефтегазовое дело - 2012. Т. 10. № 1. С. 13-15.

6 Латыпов, Б.М. Техническое обеспечение устойчивости работы штанговой винтовой насосной установки в малодебитных скважинах, осложненных пескопроявлениями [Текст]: автореф. дис... канд. техн. наук / Б.М. Латыпов. – Уфа: УГНТУ, 2014, 24 с.

7 Латыпов, Б.М. Способы добычи высоковязкой и битумной нефти [Текст] / Б.М. Латыпов, Д.И. Сидоркин // 60-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: сб. тр. науч. конф., 25-26 мая 2009 г. / УГНТУ. – Уфа, 2009. – С.128.

8 Сидоркин, Д.И. Совершенствование методов расчета штангового привода винтовой насосной установки [Текст]: автореф. дис... канд. техн. наук / Д.И. Сидоркин. - Уфа: УГНТУ, 2006. – 24 с.

9 Сидоркин, Д.И. Винтовые насосные установки со штанговым приводом для добычи тяжелой нефти [Текст] / Д.И. Сидоркин, Р.А. Хузин //

43-я международная научно-технической конференция молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском – 2016: сборник научных трудов в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т.2 - С. 90-93.

10 Сидоркин, Д.И. Пути совершенствования скважинных винтовых насосных установок со штанговым приводом [Текст] / Д.И. Сидоркин, Т.Н. Миннивалеев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2- С.120-124.

11 Фахриева, К.Р. Гашение растягивающих, сжимающих и крутильных колебаний глубинного скважинного электроцентробежного насоса демпфером [Текст] / К.Р. Фахриева, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 –х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Аркаим, 2015.–Т.2.– С. 149-154.

12 Хабибуллин, М.Я. Оборудование подземное установки скважинного штангового насоса [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, В.А. Петров.– Уфа:Изд-во УГНТУ, 2015. – 54 с.

УДК 622.276

### **ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ НАСОСОВ ТИПА ЦНС**

Тургали Ж.М., Хабибуллин М.Я.

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)*

Аннотация. В статье рассмотрено техническое мероприятие, направленное на повышение надежности насоса ЦНС. Проведен анализ работы насоса, определены уязвимые узлы и детали, выявлены характерные отказы и поломки.

Ключевые слова: блочная кустовая насосная станция, насос центробежный секционный, опора вала, силицированный графит, межремонтный период.

UDC 622.276

### **OPTIMIZATION OF THE CONSTRUCTION OF PUMPS OF THE TYPE OF MULTIPLE CENTRIFUGAL PUMP**

Turgali Zh.M., Khabibullin M.Ya.

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky)*

Abstract. The article deals with a technical measure aimed at improving the reliability of the multiple centrifugal pumps. The analysis of the pump operation was carried out, the vulnerable components and parts were identified, and characteristic failures and breakdowns were revealed.

Keywords: Water injection station, multiple centrifugal pump, shaft bearing, silicified graphite, interrepair time.

При поддержании пластового давления в системе заводнения нефтяных месторождений применяются блочные кустовые насосные станции. Основным элементом в таких станциях являются центробежные насосы ЦНС. Практика эксплуатации и последующего технического обслуживания и ремонта насосов ЦНС показывает необходимость постоянного совершенствования конструкции с целью ее упрощения, увеличения межремонтного периода, повышения ремонтпригодности, уменьшения энергетического потребления [1-4].

Технологическая жидкость, используемая для нагнетания в скважины, достаточно агрессивная, негативно влияющая на элементы насоса, подвергающая их преждевременному износу [5-8].

Анализ данных по работе насосов ЦНС выявил группы элементов, в которых встречаются характерные отказы [9-12, 21]:

1 группа - рабочие колеса (наличие коррозионных следов и следов износа входных кромок и рабочих поверхностей лопастей, периферийных зон дисков, ступиц и лабиринтов);

2 группа - уплотнительные кольца рабочих колес, втулка узла разгрузки;

3 группа - направляющие аппараты;

4 группа - детали узла разгрузки (диск, кольцо пяты);

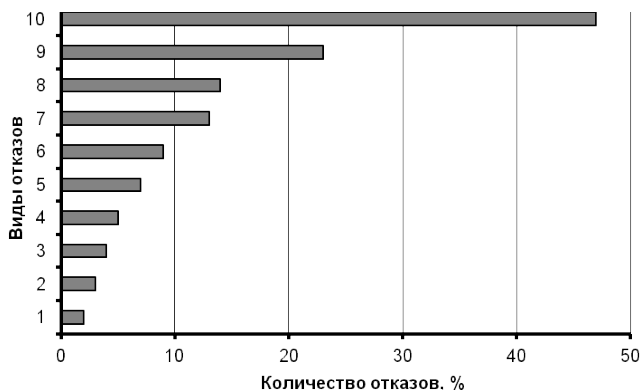
5 группа – вал насоса и защитные рубашки вала;

6 группа – нагнетательные и всасывающие крышки.

Характерные отказы по основным элементам насоса ЦНС отражены на рисунке 1.

Основным критерием, определяющим продолжительность межремонтного периода работы насоса ЦНС, является ресурс рабочего колеса и уплотнительных колец в рабочих колесах [13].

Но уязвимым местом насоса ЦНС являются опоры вала, надежность которых желало быть лучшей. Этому способствует частота пусков, которая достигает до 10 раз в сутки и более, что характерно для нефтяных промыслов при откачке жидкости из сепараторов по заданному уровню [14-16].



1 - замена дистанционной втулки; 2 - пропуск жидкости между валом и рубашкой; 3 - дефекты по рабочим колесам; 4 - выход из строя электродвигателя; 5 - износ рубашки; 6 - прочие заявки (замена смазки, чистка фильтров); 7 - замена сальниковых уплотнений; 8 - выход из строя подшипников; 9 - нарушение центровки валов; 10 - износ диска разгрузки

Рисунок 1 - Гистограмма распределения отказов по элементам насосных агрегатов ЦНС

Таблица 1 - Средняя наработка на отказ по элементам насоса

| Средняя наработка узла на отказ, ч |            |                    |
|------------------------------------|------------|--------------------|
| Разгрузочный узел                  | Опора вала | Вал и рубашка вала |
| 2 200                              | 3 700      | 8250               |

Применение опор вала из силицированного графита позволит повысить надежность насоса. В результате такое техническое решение обеспечит ряд преимуществ [17-20], а именно:

- нет необходимости в масляной системе смазки опор вала (смазка осуществляется рабочей жидкостью);
- уменьшение габаритных размеров насоса;
- не наблюдаются аварийные остановки насоса вследствие перегрева опор вала;
- снижается число остановок насоса для замены уплотнений вала;
- уменьшаются объемы по обслуживанию насоса, отпадает необходимость ремонта и обслуживания опор вала насоса;
- отсутствуют утечки перекачиваемой жидкости через уплотнительные элементы.

#### Список использованных источников

1 Волохова, В.С. Усовершенствование расположения подшипниковых узлов насоса ЦНС 240-1405 [Текст] / В.С. Волохова, Р.И. Сулейманов // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 151-154.

2 Ковалев, Н.О. Исследование изменения структуры металла околошовной зоны при процессе электродуговой сварки [Текст] / Н.О.Ковалев, Р.И.Сулейманов // Перспективы развития науки и образования: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции в 13 ч. (Тамбов, 28 февраля 2015 г.) / коллектив авторов. – Тамбов: Консалтинговая компания Юком, 2015. – Ч. 2. – С. 102-103.

3 Модернизация центробежного насоса типа ЦНС 38-220 с установкой подшипников на основе карбида кремния [Текст] / В.А. Петров, С.Н. Фалелюхин, Л.В. Петрова, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 117-122.

4 Каюмов, И.М. Блок гребенки БГ-ОЗНА-ПЛАСТ-65 с усовершенствованным размещением водоводов [Текст] / И.М. Каюмов, Р.И. Сулейманов // Материалы 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. (Октябрьский, 22 апреля 2013 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 82-88.

5 Сулейманов, Р.И. Способы регулирования режимов работы кустовой насосной станции [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.Г. Погорелов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 104-108.

6 Состояние трубопроводной системы ОАО «Роснефть-Юганскнефтегаз» в Мамонтовском регионе [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, В.А. Петров, А.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2012. - Т. 90. - № 4. - С. 71-76.

7 Миннивалеев, Т.Н. Результаты промысловых испытаний гидромеханического компенсатора давления промывочной жидкости [Текст] / Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 370-375.

8 Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и ее капитального ремонта [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С.

Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.

9 Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2015. – № 6 (45). – С. 14-16.

10 Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 26-29.

11. Садыков, Т.Г. О формировании бюджетов и управлении ресурсами муниципальных образований [Текст] / Т.Г. Садыков // Финансовая экономика. – 2009. - № 1.- С.73-80.

12 Садыков, Т.Г. Экономика и управление производством [Текст]: учебное пособие / Т.Г. Садыков. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.- 149 с.

13 Ковалев, Н.О. Трибометрия как способ прогнозирования ресурса резьбовых соединений буровых труб [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 54-57.

14 Условия, необходимые для формирования компетенции: умение моделировать технические объекты и технологические процессы [Текст] / М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, Р.Г. Хабибуллина, Т.Н. Миннивалеев // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 88-92.

15 Сулейманов, Р.И. Основные причины отказов УЭЦН и способы борьбы с ними [Текст] / Р.И. Сулейманов, А.М. Гареев // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. (Октябрьский, 29 апреля 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 96-100.

16 Коннов, Ю.Д. Необходимость механизации процессов спускоподъемных операций при проведении текущего и капитального ремонта скважин [Текст] / Ю.Д. Коннов, Д.И. Сидоркин, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 88-91.

17 Коннов, Ю.Д. Необходимость механизации процессов спускоподъемных операций при проведении текущего и капитального ремонта скважин [Текст] / Ю.Д. Коннов, Д.И. Сидоркин, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 88-91.

18 Галимуллин, М.Л. Влияние широкопроходного клапана на подачу глубинного насоса [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Р. Зиянгиров // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 4. – С. 22-27.

19 Мазлов, В.Л. Ингибиторная защита трубопроводов [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 188-192.

20 Зарипов, А.К. Моделирование работы реверсивного вибратора [Текст] / Зарипов А.К., Габдрахимов М.С., Хабибуллина Р.Г., Сулейманов Р.И. // Нефтегазовое дело. - 2014. - Т. 12. – № 4. - С. 35-39.

21. Шарифуллин, Р.Р. Устройство для разгрузки роторов центробежных секционных насосов от осевых усилий [Текст] / Р.Р. Шарифуллин, Л.З. Зайнаглина, Р.Г. Хабибуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т./ ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 174-178.

УДК622.276

### **РОТОРНАЯ УПРАВЛЯЕМАЯ СИСТЕМА POWERDRIVE**

Р.Г. Хабибуллина, Р.В. Санников

*(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)*

Аннотация: Применение современных роторных управляемых систем (РУС) в компоновке низа буровой колонны (КНБК) вместо традиционных винтовых забойных двигателей позволяет избежать осложнения при длительных рейсах, оптимизировать проводку ствола скважины и сокращать сроки строительства скважины при оптимальной скорости проходки. Система PowerDrive — это роторная управляемая система, позволяющая оптимизировать показатели наклонно-направленного бурения. Постоянное вращение компоновки низа буровой колонны позволяет сокращать риски появления затажек и образования прихвата, увеличивать механическую скорость проходки и повышать качество очистки ствола скважины.

Ключевые слова: роторная управляемая система; наклонно-направленное бурение; угол отклонения; скорость; надежность.

UDC 622.276

### **ROTARY STEERABLE SYSTEM POWERDRIVE**

R.G. Khabibullina, R.V. Sannikov

*(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Oktyabrsky)*

Abstract: The use of modern rotary steerable systems (RSS) in the assembly of a drill string instead of traditional drilling motors avoids the complications of long-haul flights, optimizes the borehole wiring and shortens the construction time of the well at the optimum penetration rate. The PowerDrive system is a rotary controlled system that allows you to optimize the directional drilling performance. Constant rotation of the assembly of the bottom of the drill string (BHA) allows to reduce the risks of the emergence of puffs and the formation of stuck, increase the mechanical speed of penetration and improve the quality of cleaning the wellbore.

Keywords: rotary steerable system; directional drilling; angle of deflection; speed; reliability.

Предоставляя услуги по направленному бурению, компания «Шлюмберже» ставит перед собой цель обеспечить бурение от башмака обсадной колонны до проектной глубины за один рейс при максимальной скорости. Эта цель преследовалась при создании роторной управляемой системы PowerDrive (рисунок 1). Эта система представляет новое поколение оборудования повышенной надежности и производительности с возможностью

большей проходки за долбление, оптимизации траектории ствола при сокращении времени бурения. Помимо этих факторов экономия может выражаться и в значительном сокращении прямых затрат. Автоматическое поддержание угла отклонения и эффективность канала связи сводят к минимуму человеческий фактор в управлении траекторией ствола. Сокращение времени на управление процессом означает, что больше времени уделяется непосредственно бурению. Рост эффективности до 15% получен благодаря суточному увеличению времени работы долота.

Все внешние элементы системы PowerDrive вращаются. Благодаря этому сокращается риск затяжек и механических прихватов, повышается скорость проходки и достигается высокое качество очистки и подготовки ствола к спуску обсадной колонны.

В сочетании с функцией автоматического поддержания угла полное вращение обеспечивает хорошее качество стенок ствола и снижает искривленность профиля. Это позволяет снизить крутящий момент, повысить эффективность бурения и устранить необходимость в незапланированных рейсах по шаблонированию ствола. Гладкий ствол скважины облегчает спуск обсадных колонн и упрощает проведение дальнейших операций в период ее эксплуатации, например применение гибких насосно-компрессорных труб и спуск электроцентробежного насоса.

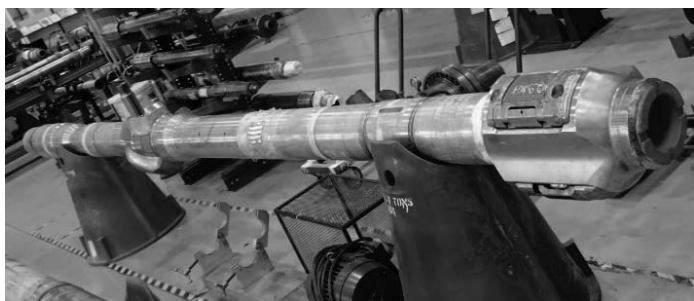


Рисунок 1 - Роторно управляемая система PowerDrive

Система PowerDrive разработана для более высокой степени надежности. [6, 7] Прочный блок отклонителя и применение новейших защитных материалов, повышающих износостойчивость, обеспечивают надежную непрерывную работу в широком диапазоне буровых условий. Благодаря оптимизации профиля потока сокращаются риск прихвата, степень негативного влияния твердых частиц бурового раствора и эрозия внутренних и наружных компонентов подземного оборудования. Электронное оборудование в блочном исполнении, способствующем надежности и продлению срока эксплуатации, может функционировать при температурах на забое до 150 °С.

Возможность проведения замеров в режиме реального времени в зоне работы долота обеспечивает точность траектории ствола и высокую эффективность бурения. Новейшие системы передачи данных и автоматическое поддержание зенитного угла обеспечивают качественный ствол транспортной секции и точное соблюдение вертикальной глубины на горизонтальном участке — критически важных факторов увеличения извлекаемых запасов и потенциала скважины. Блок датчиков инклинометрии, расположенный вблизи долота, обеспечивает точными данными об азимуте и угле отклонения. Дальнейшие решения по управлению траекторией принимаются на основании данных азимутального гамма-каротажа, поступающих в режиме реального

времени, изображений ствола, составляющих картину стенок коллектора. Азимутальный датчик гамма-излучения, расположенный в двух метрах от долота, позволяет бурильщику и геологам быстро выявить границы залежи и адекватно реагировать на изменения параметров пласта и траекторию ствола. Оптимизировано определение глубины спуска колонны и начала интервала отбора керна, что вызывает минимум повреждений пласта. При этом снижается вероятность бурения через потенциально ценный участок коллектора для отбора керна или напрасных усилий при отборе керна в неперспективном пласте.

Использование компановки с РУС PowerDrive позволило реализовать большое количество успешных работ по строительству скважин, в которых были оптимизированы показатели бурения скважины.

Одним из таких проектов был в Восточной Сибири на Ванкорском месторождении. В результате которого, использование РУС PowerDrive, позволило достичь проектной глубины забоя раньше запланированного срока (рисунок 2).

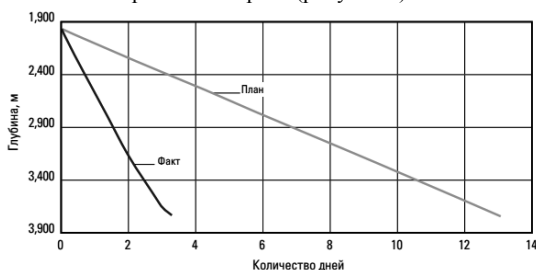


Рисунок 2 – График бурения с применением РУС PowerDrive

В ходе выполнения трехмесячного проекта, пять секций диаметром 293,3 мм и четыре секции диаметром 215,9 мм были пробурены с использованием роторной управляемой системы PowerDrive. В результате чего, средняя механическая скорость проходки увеличилась на 28%, а число метров на час циркуляции – на 10% по сравнению со стандартными показателями производительности на соседних скважинах. Использование оптимизированной КНБК, оператор достиг проектной глубины забоя приблизительно на 10 дней раньше запланированного срока, установив рекорд по максимальной глубине проходки – 736 м/сутки.

#### ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РУС

- |                                               |              |
|-----------------------------------------------|--------------|
| • Диаметр ствола, мм                          | 139,7 – 711  |
| • Тип бурового раствора                       | РВО/РУО/РСУО |
| • Макс. рабочая температура, С                | до 175°      |
| • Макс. пространственная интенсивность, °/30м | до 8°        |
| • Диапазон расхода, л/с                       | 6.3 – 126    |
| • Макс. давление, МПа                         | до 206       |
| • Макс. скорость вращения, об/ мин.           | 220          |

#### ОСОБЕННОСТИ

- Все элементы РУС вращаются
- Инклинометрия и измерение азимута над долотом

- Измерение уровня вибраций и ударных нагрузок на забое
- Ориентированный геонавигационный комплекс над долотом для геонавигации
- Режим автоматического удержания зенитного угла
- Дополнительная гибкая утяжеленная бурильная труба для увеличения интенсивности набора угла
- Передача данных в режиме реального времени через телесистему

#### Список использованных источников

1. Галеев, А.С. Установки для бурения глубоких скважин: учебное пособие [Текст] / А.С. Галеев, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 154 с.
2. Моделирование работы реверсивного вибратора [Текст] / А.К. Зарипов, М.С. Габдрахимов, Р.Г. Хабибуллина, Р.И. Сулейманов // Нефтегазовое дело. - 2014. - № 12- 4. - С. 35-39.
3. Ковалев Н.О. Трибометрия как способ прогнозирования ресурса резьбовых соединений бурильных труб [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. – отв. ред. В.Ш. Мухаметшин.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. - С. 54-57.
4. Габдрахимов, М.С. Виброгаситель растягивающих, сжимающих и крутильных колебаний / М.С.Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, К.Р. Фахриева Л.М. Зарипова // патент на изобретение *RUS 2455452 30/11/2010*.
5. Калинин, А.Г. Бурение наклонных скважин [Текст]: справочник. / А.Г. Калинин, Н.А. Григорян, Б.З. Султанов. – М.: Недра, 1990. – 315 с.
6. Зайнагалина, Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом контроля технологических параметров [Текст] / Л.З. Зайнагалина, Л.В. Петрова, Н.О. Ковалев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 44-50.
7. Зайнагалина, Л.З. Методы повышения надежности нефтепромыслового оборудования [Текст] / Л.З. Зайнагалина, В.В. Казаченок, А.Ю. Алчинова, Г.Г. Галеева // 43-я международная научно-техническая конференция молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 40-44.

УДК 622.276.054.22

### **ОБЗОР СОВЕРШЕНСТВА КОНСТРУКЦИЙ КЛАПАННЫХ ПАР СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ**

А.А. Хальфутдинова, Ф.Ш. Забиров  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. Приводятся результаты обзора научно-технических источников и патентных исследований по надежности и долговечности клапанных пар скважинных штанговых насосов (СШН). Приводятся их основные недостатки и причины низкой износостойкости. Обоснованы направления проведения работ по дальнейшему совершенствованию их конструкции и повышению износостойкости.

Ключевые слова: скважинный штанговый насос, клапанная пара, шарик, седло, надежность, износостойкость.

## OVERVIEW OF DESIGN PERFECTION OF THE VALVE COUPLINGS OF THE SUCKER ROD PUMPS

A.A. Khalfutdinova, F.Sh. Zabiroy  
(FSBEI HE USPTU)

**Abstract.** The results of a overview of scientific & technical sources and patent studies on the reliability and durability of valve coupling of the sucker rod pump (SRP) are presented. Their main shortcomings and reasons for low wear resistance are given. The directions of work on further improvement of their design and increase of wear resistance are substantiated.

**Keywords:** sucker rod pump, valve coupling, ball, seat, reliability, wear resistance.

Значительная доля нефтедобывающих скважин в России и за рубежом эксплуатируется СШН [1, 8]. Эффективность их эксплуатации в значительной степени зависит от совершенства конструкции их клапанных пар – нагнетательного и всасывающего. Повышение надежности и долговечности клапанных пар СШН позволит в значительной степени увеличить КПД и наработку до отказа СШН [2].

Для обоснования определения направлений дальнейшего совершенствования конструкций клапанных пар СШН были проведены патентные исследования и обзор имеющихся в открытом доступе научно-технических источников [5]. По результатам проведенных работ были сделаны следующие выводы.

В преобладающем числе эксплуатируемых в мире СШН используются клапанные пары шарикового типа, клапаны золотникового и тарельчатого типа не нашли широкого применения и находятся на стадии поисковых и опытно-промышленных испытаний [1, 3, 8-10].

Основными недостатками шариковых клапанов их низкая износостойкость и высокая инерционность при их срабатывании. Следствием последнего являются запаздывание посадки шарика на седло (особенно в наклонных скважинах и при добыче вязкой нефти), зависание шара в направляющей клетке (особенно в наклонно-направленных скважинах).

Низкая износостойкость клапанной пары, в частности, обусловлена высокими удельными напряжениями в зоне фактического контакта шара с седлом (имеющими в начальный период работы клапанной пары не линейный, а точечный контакт), низкой твердостью контактирующих поверхностей, наличием в перекачиваемой пластовой жидкости абразивных частиц [6].

Дальнейшие работы по совершенствованию клапанных пар СШН следует проводить в направлении [4]:

- создания их конструкций, совмещающих преимущества клапанов разных типов;
- применения новых износостойких конструкционных материалов;
- оптимизации профиля взаимного контакта деталей клапана для снижения значений давлений в зоне фактического контакта и др.

Также большое внимание должно быть уделено совершенствованию технологии и точности изготовления деталей клапанных пар.

Разработка усовершенствованных конструкций клапанных пар позволит шире использовать СШН для добычи нефти в наклонно-направленных скважинах, а также в скважинах с высоковязкой нефтью [3, 7, 9].

### Список использованных источников

1. ГОСТ Р 51161-2002 Насосы скважинные штанговый. Технические условия.
2. Забиров Ф.Ш. О разработке методов оценки технического состояния и остаточного ресурса нефтегазопромышленного оборудования [Текст] / Ф.Ш. Забиров, О.Е.

Беспалова// В сборнике: Обеспечение промышленной безопасности производственных объектов топливно-энергетического комплекса Республики Башкортостан Материалы Второго научно-технического семинара. 1999. – С. 229-230.

3. Нанотехнологии в нефтедобывающей отрасли [Электронный ресурс] URL: <http://neftegaz.ru/science/view/391> (дата обращения: 05.04.2017).

4. Немирович Д.А. Улучшение работы клапанного узла штангового скважинного насоса [Текст]/ Д.А. Немирович, Ф.Ш. Забиров // В сборнике: Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском Материалы в 2-х томах. 2016. – С. 66-68.

5. Беспалова О.Е., Забиров Ф.Ш. Об организации эксплуатации и технического обслуживания нефтегазопромыслового оборудования по техническому состоянию// В сборнике: Обеспечение промышленной безопасности опасных производственных объектов топливно-энергетического комплекса Республики Башкортостан Материалы III республиканского научно-технического семинара. – Уфа, 2002. – С.182-186.

6. Шафеев Д.М. Штанговый скважинный насос: анализ ремонтпригодности клапана и его ремонт [Текст] / Д.М. Шафеев, Ф.Ш. Забиров // В сборнике: 59-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых 2008. – С. 144.

7. Штанговые насосы. Специальные типы клапанов и сливных устройств [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ecogermet-m.ru/site/44> (дата обращения: 05.04.2017).

8. API Spec AX Specification for Subsurface Sucker Rod Pump Assemblies Components, and Fittings.– 13 ed, May 2015.

9. Муслухов Р.В. Установка штанговая скважинная насосная с усовершенствованной плунжерной парой/ Р.В. Муслухов, Ф.Ш. Забиров// 55-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа: УГНТУ, 2004. – С.244.

10. Немирович Д.А., Забиров Ф.Ш. Об использовании зарубежного опыта эксплуатации ШСН// В книге: 65-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа: УГНТУ, 2014. – С.188-189.

УДК 622.276.53.054.4

## **ВЛИЯНИЕ ТРИБОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПАР ТРЕНИЯ НА РАБОТУ ШТАНГОВОЙ ВИНТОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ**

М.А. Хатилов  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. В скважинах с направленным профилем ствола, оборудованных установками штанговых винтовых насосов (УШВН), значительное влияние на износ и обрывность приводной колонны, оказывает полусухое трение вращающихся штанг о трубы, что обусловлено Эйлеровыми силами прижатия штанг к насосно-компрессорным трубам. Возникающие силы трения увеличивают крутящую нагрузку на колонну и на привод, что может вызвать их преждевременный выход из строя.

Процессы трения в скважинах происходят в специфических условиях. Штанговая колонна во время движения способна менять форму своей оси и, подвержена всякого рода колебаниям (продольным, поперечным).

Ключевые слова: коэффициент трения, число Зоммерфельда, винтовой насос.

UDC 622.276.53.054.4

## **INFLUENCE OF TRIBOLOGICAL CHARACTERISTICS OF FRICTION FRAMEWORK ON THE WORK**

## OF THE ROD SCREW PUMPING

M.A. Khatipov  
(FSBEI HE USPTU)

**Abstract.** In wells with a directed barrel profile equipped with rod screw pumps, a significant effect on the wear and tear of the drive column is provided by the semi-dry friction of the rotating bars against the pipe, which is due to the Euler forces of pressing the rods to the tubing. The resulting frictional forces increase the twisting load on the column and the drive, which can cause their premature failure.

The friction processes in the wells take place under specific conditions. The rod pillar during movement is capable of changing the shape of its axis and is subject to all kinds of oscillations (longitudinal, transverse).

**Kewwords:** coefficient of friction, number of Zommerfeld, PCP.

В паре трения штанговая колонна - внутренняя стенка НКТ значительное влияние на износ и обрывность приводной колонны, оказывает полусухое трение вращающихся штанг о трубы, обусловленное Эйлеровыми силами прижатия штанг к насосно-компрессорным трубам. Возникающие силы трения увеличивают крутящую нагрузку на колонну и на привод, что может вызвать их преждевременный выход из строя [1, 4, 5].

В условиях скважины смазка трущихся поверхностей также имеет специфические особенности, т.е. нет принудительной смазки, и толщина смазочного слоя в основном определяется контактным давлением, вязкостью нефти и скоростью откачки.

Перечисленные специфические условия требуют детального экспериментального изучения закономерностей изменения коэффициентов трения штанг и муфт о трубы и жесткости на изгиб элементов штанговой колонны.

В работе [2] проводились лабораторные исследования коэффициента трения вращающейся штанги о центратор при различных ее угловых скоростях и силах прижатия.

Далее приведена зависимость коэффициента трения центратора о трубы от числа Зоммерфельда, при совмещенных данных по испытаниям на воде, нефти и гидравлическом масле.

$$f = \exp(-1,099 - 0,180 \cdot \ln(100 \cdot \sqrt{So})).$$

В паре трения ротор-статор для расчета потерь крутящего момента на трение от натяга необходимо знать упругость обоймы. Зная площадь контакта в каждом конкретном сечении и упругость обоймы можно вычислить реакцию обоймы и силу трения.

Для процессов трения в винтовой паре также предлагается использовать показатель Зоммерфельда для вращательного движения, основным отличием которого является использование прижимающей нагрузки на единицу площади, то есть давления [3, 6, 7].

$$f = a\sqrt{So} + b + \frac{c}{1 + d\sqrt{So}}.$$

Поскольку коэффициент трения является переменной величиной, то возникающие моменты на трение будут вызывать колебательные возмущения в штанговой колонне, что может оказать влияние на надежность штанговой колонны.

### Список использованных источников

1. Уразаков, К.Р. Пути снижения динамики крутильных колебаний штанговой винтовой насосной установки [Текст] / К.Р. Уразаков, Б.М. Латыпов, Р.Р. Исмагилов // Инновационное нефтегазовое оборудование: проблемы и решения. Материалы III Всероссийской научно-технической конференции. - Уфа: УГНТУ, 2014. – С.148-149.
2. Уразаков, К. Р. Экспериментальные исследования коэффициента трения элементов штанговой колонны винтовых насосных установок [Электронный ресурс] / К.Р.

Уразаков, Б.М. Латыпов, Р.Р. Исмагилов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. - №3. – С.256-270.–Режим доступа: <http://ogbus.ru>.

3. Уразаков, К. Р. Методика расчета штанговых колонн для винтовых насосных установок [Электронный ресурс] / К.Р. Уразаков, Б.М. Латыпов, Р.Р. Исмагилов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015.– № 4.– С.72-94. –Режим доступа: <http://ogbus.ru>.

4. Влияние условий эксплуатации на наработку штанговых винтовых насосных установок [Текст]/ Б.М. Латыпов, А.С. Топольников, А.Г. Комков, Р.Р. Исмагилов // Нефтегазовое дело.– 2016. –Т. 14.– № 2.– С. 55-60.

5. Латыпов Б.М. Установка штангового винтового насоса для добычи нефти в осложненных условиях // Нефтегазовое дело. 2012. Т. 10. № 1. С. 13-15.

6. Латыпов Б.М. Установка насосная винтовая со штанговым приводом для добычи высоковязкой нефти// В книге: 60-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: УГНТУ, 2009. – С.128-129.

7. Патент на изобретение RU 2447264. Способ добычи скважинной жидкости в осложненных условиях и устройство для его осуществления// Султанов Б.З., Латыпов Б.М. – Опубл. 01.04.2010.

УДК 622.276.53.054.4

**ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКИХ НАСОСНО-  
КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ШТАНГ ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ ВРАЩЕНИЯ  
ВИНТОВОМУ НАСОСУ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ОТ ПОВЕРХНОСТНОГО  
ПРИВОДА**

Р.А. Хузин, И.Б. Шарифьянов

(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Д.И. Сидоркин

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском)

Аннотация: В статье рассматриваются наиболее распространенные проблемы и отказы винтовых насосов с поверхностным приводом (УНВП) и приводятся наиболее перспективные пути решения данных проблем, а именно, применение гибких насосных штанг и труб вместо обычной колонны насосных штанг в качестве привода УНВП.

Ключевые слова: винтовой насос, штанговый привод, гибкие насосно-компрессорные трубы, гибкие непрерывные штанги.

UDC 622.276.53.054.4

**THE POSSIBILITY OF USING FLEXIBLE TUBING AND A ROD TO  
TRANSMIT ROTATION OF THE SCREW PUMP FOR THE EXTRACTION OF OIL  
FROM THE SURFACE DRIVE**

R.A. Khuzin, I.B. Sharifyanov

(USPTU)

D.I. Sidorkin

(Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University  
in the City of Otktyabrsky)

Abstract: This article discusses the most common problems and failures and screw pumps with surface drive (PCP) and describes the most promising solutions to these problems, namely, the use of flexible rods and pipes instead of the usual sucker rod.

Key words: screw pump, sucker rod actuator, flexible tubing, flexible continuous rod.

В нефтедобывающей отрасли Российской Федерации в последние десятилетия все большее распространение получает способ механизированной эксплуатации скважин с

помощью установок винтовых насосов с приводом от вращающейся колонны штанг (УШВН) [1, 15]. Малые металло- и энергоёмкость привода УШВН, достаточно высокие значения напора и подачи, гибкость и широкий диапазон регулирования технологических параметров работы позволяют ему успешно конкурировать с традиционными способами добычи нефти штанговыми или электроцентробежными насосами [2,3].

Наибольшее распространение винтовые насосы получают на залежах с трудноизвлекаемыми запасами нефти, в частности на месторождениях Волго-Уральского бассейна [16]. Наибольший объем внедрения УШВН достигнут на месторождениях Республики Татарстан с нефтями повышенной вязкости [7].

Вместе с тем, эффективность работы УШВН, также, как и других способов добычи, существенно снижается под действием осложняющих факторов, к которым относятся кривизна стволов скважин, наличие в добываемой жидкости повышенного количества твердых взвешенных частиц (ТВЧ), свободной газовой фазы, значительная вязкость откачиваемой среды [10]. Эти факторы вызывают износ трущихся пар и разрушение эластомера, снижение напора и подачи насосов, аварии с насосными штангами [7].

Выход из строя насосных штанг представляет собой наиболее острую и распространенную из вышепредставленных отказов.

Согласно статистике, наибольшее количество отказов насосных штанг происходит в местах резьбовых соединений [13]. Также значительный износ штанг обычно происходит в зоне концентрированной контактной нагрузки [14]. При этом в скважинах с большой кривизной ствола износ может быть еще более интенсивный [11, 12]. Данные проблемы можно решить путем применения гибких насосных штанг и труб вместо обычной колонны насосных штанг в качестве привода УШВН.

Сейчас на рынке представлено большое разнообразие гибких насосных штанг (НШ), которые производят как зарубежные, так и отечественные компании. Широкий ряд типоразмеров и материального исполнения позволяет использовать данное оборудование при различных условиях эксплуатации УШВН [8].

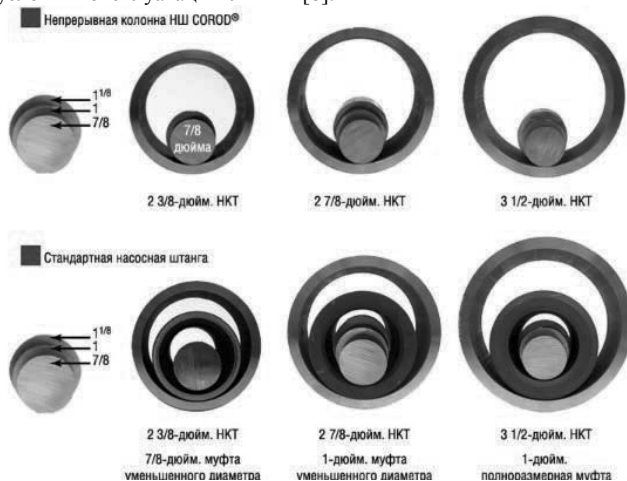


Рисунок 1 – Сравнение типоразмеров гибких насосных штанг COROD и стандартных насосных штанг

Вследствие отсутствия муфт снижаются масса конструкции, контактные нагрузки между штангой и НКТ, время спускоподъемных операций при текущем ремонте скважин (ТРС), увеличивается пространство для прохождения продукции скважины (рисунк1), что в целом гарантирует снижение капитальных вложений, текущих затрат и повышение эффективности добычи нефти [6]. Равномерный контакт обсадной трубы со штангой позволяет увеличить срок их службы, особенно в направленных и горизонтальных скважинах [17].

В таблицах 1 приведены механические характеристики насосных штанг. В таблице 2 приведены механические характеристики гибких непрерывных насосных штанг. Сравнивая показатели из данных таблиц, мы можем видеть, что по всем приведенным параметрам НШ превосходят традиционные насосные штанги. Следовательно, применение гибких непрерывных штанг позволят использовать УШВН при большем крутящем моменте и при большей нагрузке, что способствует добыче более вязкой, битумной нефти.

Таблица 1 – Механические характеристики насосных штанг

| Марка стали | Предел текучести, МПа | Относительное удлинение, % | Прочность на растяжение (мин), МПа | Твердость по Бринелю |
|-------------|-----------------------|----------------------------|------------------------------------|----------------------|
| 40          | 314                   | 16                         | 900                                | 217                  |
| 20H2M       | 382                   | 21                         | 850                                | 200                  |
| 30ХМА       | 392                   | 20                         | 900                                | 229                  |
| 15НЗМА      | 490                   | 22                         | 800                                | 229                  |
| 15Х2НМФ     | 490                   | 22                         | 800                                | 255                  |
| 15Х2ГМФ     | 617                   | 16                         | 800                                | 255                  |
| 14Х3ГМЮ     | 617                   | 16                         | 800                                | 269                  |

Таблица 2 – Механические характеристики непрерывных насосных штанг COROD компании Weatherford

| Стандарт API | Коды    | Материал | Прочность на растяжение (мин), МПа. | Пределтекучести (мин.), МПа | Растяжение (мин.), % | Твердость по Бринелю |
|--------------|---------|----------|-------------------------------------|-----------------------------|----------------------|----------------------|
| D Углерод    | D, DR   | 1536M    | 790                                 | 590                         | 10                   | 271                  |
| D Сплав      | DE, DER | 4120M    | 790                                 | 620                         | 10                   | 271                  |
| D Сплав      | DWR     | 4320M    | 790                                 | 620                         | 10                   | 286                  |
| D Сплав      | ME, MER | 4120M    | 896                                 | 758                         | 7                    | 301                  |
| D Спец.      | SE, SER | 4120M    | 965                                 | 790                         | 4,5                  | 336                  |
| D Спец.      | SWR     | 4320M    | 1000                                | 825                         | 4,5                  | 353                  |

Также НШ имеют более низкую массу (таблица 3), чем масса традиционных насосных штанг (таблица 4) [5], что позволяет использовать УШВН с использованием НШ в более глубоких скважинах [4]. Учитывая более равномерные контактные нагрузки и легкий вес, которые снижают требования к крутящему моменту и мощности, непрерывные насосные штанги дополнительно продлевают срок службы трубопровода.

Таблица 3 – Масса традиционных насосных штанг

| <i>Условный размер штанги</i> | ШН13 | ШН16 | ШН19 | ШН22 | ШН25 | ШН29 |
|-------------------------------|------|------|------|------|------|------|
| <i>Масса, кг/м</i>            | 1,5  | 2,5  | 3,6  | 5,2  | 7,4  | 8,0  |

Таблица 4 – Масса непрерывных насосных штанг COROD компании Weatherford

| <i>COROD, №</i>     | <b>2</b> | <b>3</b> | <b>4</b> | <b>5</b> | <b>6</b> | <b>7</b> | <b>8</b> | <b>3R</b> | <b>8,5R</b> |
|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-------------|
| <i>Диаметр, мм.</i> | 19,1     | 20,6     | 22,2     | 23,8     | 25,4     | 27,0     | 28,6     | 20,6      | 29,4        |
| <i>Вес, кг/м</i>    | 2,24     | 2,63     | 3,05     | 3,50     | 3,98     | 4,49     | 5,03     | 2,63      | 5,32        |

Колонна ГНКТ представляет собой непрерывную трубу, которую можно спускать в скважину и поднимать из нее без потери времени на наращивание инструмента [9]. Ее применение также сокращает степень участия рабочих в операциях, тем самым устраняя проблемы безопасности, связанные с проведением спускоподъемных операций (СПО).

#### **Особенности и преимущества применения ГНКТ:**

- Благодаря меньшему числу резьбовых соединений на приводной колонне уменьшается вероятность выхода из строя соединительных муфт, а также выполнения дорогостоящего ремонта скважин.
- Цельная конструкция корпуса способствует распределению нагрузок на контактные поверхности по всей колонне, в результате чего снижается нагрузка на обсадную колонну и износ труб.
- Увеличенный за счет исключения муфтовых соединений внутренний проходной диаметр обсадной колонны минимизирует потери давления и гарантирует подачу ламинарного потока к устью скважины.
- Колонны ГНКТ легче стандартных НКТ, в связи с чем уменьшается общая масса, воздействующая на поверхностное оборудование, и их можно установить на большую глубину.

Механические характеристики гибких насосно-компрессорных труб (таблица 6) превосходят по ряду показателей характеристики традиционных НКТ (таблица 5) и насосных штанг (таблица 1).

Таблица 5 – Механические характеристики НКТ

| <i>Группы прочности стали</i> | <i>Временное сопротивление, МПа</i> | <i>Предел текучести, МПа</i> | <i>Относительное удлинение, %</i> | <i>Твердость по Бринеллю</i> |
|-------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|
| <i>Д</i>                      | 655                                 | 379                          | 14,3                              | -                            |
| <i>К</i>                      | 687                                 | 491                          | 14,0                              | -                            |

|          |      |     |      |     |
|----------|------|-----|------|-----|
| <i>E</i> | 689  | 552 | 13,0 | 255 |
| <i>Л</i> | 758  | 654 | 12,3 | 295 |
| <i>М</i> | 823  | 724 | 11,3 | 305 |
| <i>Р</i> | 1000 | 930 | 9,5  | 355 |

Таблица 6 – Механические характеристики ГНКТ

| <i>ГНКТ</i>      | <i>Предел текучести, МПа</i> | <i>Предел прочности на разрыв (min), МПа</i> | <i>Коэффициент удлинения (min), %</i> | <i>Прочность (HR), max</i> |
|------------------|------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|
| <i>HS-70 CM</i>  | 483                          | 552                                          | 30                                    | 22С                        |
| <i>HS-80 CM</i>  | 550                          | 607                                          | 28                                    | 22С                        |
| <i>HS-90 CM</i>  | 621                          | 669                                          | 25                                    | 22С                        |
| <i>HS-110 CM</i> | 745                          | 793                                          | 22                                    | 28С                        |

Недостатки применения ГНКТ, в основном, связаны с высокой стоимостью труб и ограниченностью их метража на барабане, что в свою очередь ограничивает глубину скважины [9].

Применения гибких насосных штанг и труб вместо обычной колонны насосных штанг в качестве привода УШВН позволяет продлить срок службы штанг и насосно-компрессорных труб, что обеспечивает высокую производительность по сравнению с обычными штангами в искривленных скважинах. Переход на ГНШ и ГНКТ может привести к снижению потребляемой мощности на перекачиваемый кубический метр, повышению среднего времени наработки на отказ, уменьшению межремонтного периода, а также увеличению кольцевого пространства, что сводит к минимуму потери давления.

#### Список использованных источников

1. Балденко, Д.Ф. Одновинтовые гидравлические машины. Т. 1.[Текст] / Одновинтовые насосы [Текст]: в 2-х т. // Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005 г. – 488 с.
2. Латыпов, Б.М. Способы добычи высоковязкой и битумной нефти [Текст] / Б.М. Латыпов, Д.И. Сидоркин // 60-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: сб. тр. науч. конф., 25-26 мая 2009 г. / УГНТУ. – Уфа, 2009, С.128.
3. Сидоркин, Д.И. Винтовые насосные установки со штанговым приводом для добычи тяжелой нефти [Текст] / Д.И. Сидоркин, Р.А. Хузин //Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском в 2-х т. / отв.ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т.2. - С. 90-93.
4. Климов, В.А. О физике отказов, методах расчета надежности и эффективности эксплуатации штанговой колонны в скважине[Текст] / В.А. Климов, К.В. Валовский, В.М. Валовский[и др.] // Нефтяное хозяйство, 2011. – № 7. – С. 66-69.
5. Латыпов, Р.И. Непрерывная колонна насосных штанг COROD[Текст]/Р.И. Латыпов, К.В. Лобанов //Инженерная практика, 2014. – № 5. – С. 46-50.
6. Климов, В.А.Об эффективности эксплуатации насосных штанг[Текст] / В.А. Климов, В.М. Валовский // Нефтяное хозяйство, 2015. – №1. С. 94-97.

7. Исаев А.А. Разработка штанговых лопаток для винтовых насосных установок при эксплуатации сложных скважин: Дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2016. – 125с.
8. COROD® Continuous Rod and Well Services. каталог продукции компании Weatherford.
9. Полевое руководство компании GlobalTubing.
10. Сидоркин, Д.И. Совершенствование методов расчета штангового привода винтовой насосной установки [Текст]: автореф. дис... канд. техн. наук / Д.И. Сидоркин. - Уфа: УГНТУ, 2006. – 24 с.
11. Сидоркин, Д.И. Пути совершенствования скважинных винтовых насосных установок со штанговым приводом [Текст] / Д.И. Сидоркин, Т.Н. Миннивалеев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв.ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2 – С. 120-124.
12. Динамика работы штанговой колонны при добыче нефти установкой винтового насоса с поверхностным приводом [Текст] / А.Ю. Давыдов, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, Р.Р. Исмагилов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса - 2013. - № 3. - С. 26-30.
13. Давыдов, А.Ю. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем [Текст] / А.Ю. Давыдов, А.А. Никифоров, М.С. Габдрахимов // Территория Нефтегаз. - 2015. – № 10. – С. 76-79.
14. Давыдов, А.Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки [Текст]: автореф. дис... канд. техн. наук / А.Ю. Давыдов. – Уфа: УГНТУ, 2002, 24 с.
15. Латыпов, Б.М. Установка штангового винтового насоса для добычи нефти в осложненных условиях [Текст] / Б.М. Латыпов // Нефтегазовое дело - 2012. Т. 10. № 1. С. 13-15.
16. Латыпов, Б.М. Техническое обеспечение устойчивости работы штанговой винтовой насосной установки в малодебитных скважинах, осложненных пескопроявлениями [Текст]: автореф. дис... канд. техн. наук / Б.М. Латыпов. – Уфа: УГНТУ, 2014, 24 с.
17. Хабибуллин, М.Я. Оборудование подземной установки скважинного штангового насоса [Текст]: учебное пособие / М.Я. Хабибуллин, В.А. Петров. – Уфа: УГНТУ, 2015. – 54 с.

УДК 622.276.054.22

### **УСТРОЙСТВО ДЛЯ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ПРОТИВОВЕСОВ НА КРИВОШИПЕ СТАНКА-КАЧАЛКИ**

С.М. Шемагонов  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. В тезисе рассмотрены методы перемещения противовесов на кривошипе. Предложен способ перемещения противовесов с помощью быстросъемного винта.

Ключевые слова: Станок-качалка, противовес, кривошип, винтовая передача, многозаходной винт.

UDC 622.276.054.22

### **DEVICE TO MOVE BALANCES ON CRANK MACHINE-ROCKING**

S.M. Shemagonov  
(FSBEI HE USPTU)

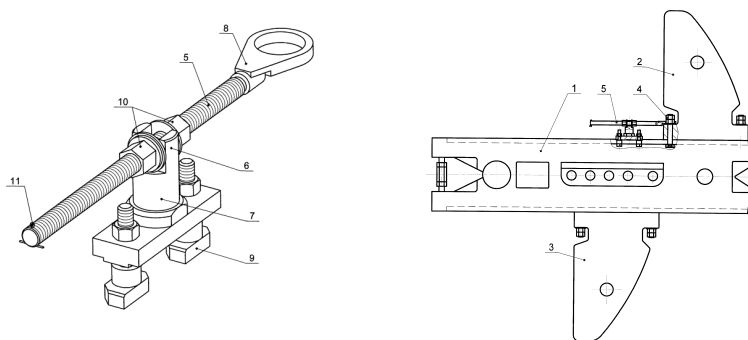
Abstract. In the thesis methods of moving counterweights on a crank are considered. A method for moving counterweights using a quick-detach screw is proposed.

Keywords: Pumping unit, counterweight, crank, screw transmission, multi-screw.

В настоящее время при эксплуатации станков-качалок с кривошипным уравниванием применяются методы перемещения противовесов, которые несовершенны, а так же не обеспечивают перемещение тяжелых противовесов весом до 700 кг на расстояние равное длине кривошипа станка-качалки [1, 2].

Тем самым возникает проблема, исключающая быстрое и надежное перемещении противовесов (ручной метод).

Для обеспечения надежного, быстрого и безопасного перемещения противовесов предлагается использовать механизм в виде накладного винта с петлевым наконечником и упором, который закреплен в пазу кривошипа который устанавливается на кривошипе станка-качалки.



1 – кривошип; 2,3 – противовесы; 4 – узлы крепления; 5 – многозаходной винт; 6 – вилка; 7 – упор; 8 – петлевой наконечник; 9 – быстросъемные болты; 10 – гайки; 11 – шплинт для предотвращения утери

Рисунок 1 – Схема механизма для перемещения противовесов на кривошипе

Механизм работает следующим образом: для перемещения противовесов вдоль кривошипа последний устанавливаем в горизонтальное положение. Перед установкой механизма перемещения на верхний противовес ослабляем гайки крепления для обеспечения подвижности противовеса, выбираем место расположения упора в Т-образном пазу кривошипа, закрепляем его, не затягивая болты. Устанавливаем накладной винт в рабочее положение. При этом винт петлевым наконечником надеваем на гайки узла крепления противовеса, а резьбовой частью винт размещаем в вилку упора, предварительно раздвинув гайки. Проверяем удовлетворительность местоположения упора относительно противовеса и при необходимости переставляем упор и окончательно закрепляем в Т-образном пазу. Далее гаечным ключом, вращая соответствующую гайку, начинаем перемещение противовеса. При этом, работая соответствующей гайкой, противовес или отодвигается от упора или приближается к нему. По завершении перемещения верхнего противовеса перемещаем нижний противовес. Для этого кривошип поворачиваем на 180° для перевода его в верхнее положение [3-5].

Механизм для перемещения противовесов, установленный на кривошипе, позволяет быстро и легко выполнить необходимую регулировку уравнивания станка-качалки и обеспечить надежность процесса перемещения противовесов на кривошипе. Кроме того, применяемый механизм перемещения является универсальным, так как может быть использован для многих моделей станков качалок, не изменяя при этом конструкцию и размеры базовых узлов кривошипа и противовеса. Предлагаемое устройство может быть

также реализовано в станках-качалках с роторных уравниванием с повышенной грузоподъемностью, где масса противовесов достигает тонны и более [6, 7].

Список использованных источников:

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Учебное пособие для ВУЗов. – 2-е издание. Москва: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
2. Снарв А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. Учебное пособие. Самара: Самарский государственный технический университет, 1995. – 122 с.
3. Лягов А.В., Ямалиев В.У., Ишемгузин И.Е., Назаров С.В., Галеев Э.М., Ишемгузин Е.И., Козлов М.Н. Вибрационный контроль технического состояния щелевого перфоратора// В сборнике: Материалы 48-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: УГНТУ, 1997. – С. 39.
4. Ишемгузин И.Е. Устранение параметрических колебаний низа колонны штанг в наклонной скважине// Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2010. - № 4. – С. 28-31.
5. Патент на изобретение RUS 1427059. Способ определения степени износа породоразрушающего инструмента// Ишемгузин Е.И., Ямалиев В.У., Султанов Б.З., Шайдаков В.В., Лягов А.В., Жулаев В.П., Ишемгузин И.Е. – Оpubл. 08.09.1986.
6. Патент на изобретение RUS 2185493. Демпфер продольных колебаний// Ишемгузин И.Е., Имаева Э.Ш., Лягов А.В., Ишемгузин Е.И., Ямалиев В.У. – Оpubл. 08.08.2000.
7. Ишемгузин И.Е. Рассогласование движения устьевого штока и плунжера насоса при релаксационных колебаниях// Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2010. - № 5. – С. 4-7.

## СОДЕРЖАНИЕ

### СЕКЦИЯ «РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

|                                                                                                                                                                                              |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Альмухаметова Э.М., Гизетдинов И.А.</b> Эффективность применения ингибитора ИНСАН для предупреждения солейотложений в условиях Тарасовского месторождения                                 | 3  |
| <b>Валеев Р.Ф.</b> Изучение трещиноватости горных пород                                                                                                                                      | 5  |
| <b>Валеев Р.З., Шмагель М.А., Мустафин Т.С., Хизбуллин И.Т., Фаттахов М. М.</b> Первичное вскрытие пластов в режиме депрессии                                                                | 8  |
| <b>Вильданов И.Г., Гусейнова Е.Л.</b> Повышение качества вскрытия продуктивных пластов                                                                                                       | 12 |
| <b>Владимиров И.В., Ерёмченко Б.А.</b> Влияние расположения ствола горизонтальной скважины в послойно-неоднородном по проницаемости пласте на величину коэффициента извлечения нефти         | 15 |
| <b>Ворсина Н.А., Миллер А.Ф.</b> Применение ингибитора коррозии СНПХ-6438 в системе ППД Яшляуского ТП НГДУ «Азнакаевскнефть»                                                                 | 18 |
| <b>Габзалилова А.Ф., Баязитова Л.Р.</b> Эффективность применения ГРП на Малобалыкском месторождении                                                                                          | 22 |
| <b>Газизова А.И., Хабибуллин М.Я.</b> Повышение эффективности кислотно-импульсионного воздействия на призабойную зону пласта                                                                 | 25 |
| <b>Галлямов М.Р., Данилов Э.Ю., Гильманов А.М., Захарова А.Е.</b> Методы повышения ресурса бурильных труб                                                                                    | 29 |
| <b>Грезина О.А., Терегулов И.Э.</b> Анализ кислотной обработки терригенных коллекторов в условиях высоких пластовых температур                                                               | 32 |
| <b>Дагирманов А.М., Князев Р.В.</b> Особенности эксплуатации фонтанных скважин с высоким газовым фактором в условиях Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения                       | 34 |
| <b>Занько В.А., Кириллов А.С., Коновалов В.В.</b> Лабораторная оценка эффективности применения димерных нефтяных сульфонатов для ASP - заводнения                                            | 37 |
| <b>Зарипова Л.М., Миннеханов А.К.</b> Эффективность применения технологии ГРП на Туймазинском месторождении                                                                                  | 40 |
| <b>Калинина С.В.</b> Обоснование методики выбора объекта для проведения геолого-технологических мероприятий в зависимости от конкретных геолого-промысловых условий на Урицком месторождении | 45 |
| <b>Камалеева А.Ф., Петрова Л.В.</b> Оптимизация работы установок погружных электроцентробежных насосов на Киньяминском месторождении                                                         | 48 |
| <b>Камалеева А.Ф., Низамутдинова И.Р., Петрова Л.В.</b> Экономическое обоснование проведения солянокислотной обработки на Аксубаево-Мокшинском месторождении                                 | 52 |
| <b>Кильмаматова Э.Т.</b> Анализ эффективности гидроразрыва пласта в скважине № 213 в условиях Тарасовского месторождения                                                                     | 56 |
| <b>Князев Р.В., Дагирманов А.М.</b> Анализ эффективности подготовки скважинной продукции на Рускинском нефтяном месторождении                                                                | 58 |
| <b>Лугманов Р. Р., Исламгулова Д. Р., Латыпов В.Р., Петрова Л.В.</b> Особенности фильтрации аномально-вязкихнефтей                                                                           | 60 |
| <b>Мамаев С.В., Гусейнова Е.Л.</b> Ликвидация прихватов при бурении скважин с применением добавки IKFREE                                                                                     | 64 |
| <b>Миниуллина А. Р., Альмухаметова Э. М.</b> Исследования движения жидкости при эксплуатации замкнутой залежи в условиях упругого режима                                                     | 67 |

|                                                                                                                                                                                 |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Миннулина Р.И., Сулейманов Р.И.</b> Особенности применения солянокислотной обработки в карбонатных коллекторах                                                               | 71  |
| <b>Мустафин и Т.С., Хизбуллин И.Т., Мингазов А.М., Чуктуров Г.К.</b> Повышение противоприхватных свойств промывочных жидкостей                                                  | 74  |
| <b>Нафикова Р.А., Баязитова Л.Р.</b> Геомеханическая модель в прогнозировании геометрии трещин при гидроразрыве                                                                 | 77  |
| <b>Нафикова Р.А., Шайхутдинов Т.Ф.</b> Анализ эффективности физико-химических методов на примере Тевлинско-Русскинского месторождения                                           | 80  |
| <b>Латыпов В.Р., Петрова Л.В.</b> Расчет добычи жидкости при эксплуатации замкнутой залежи в условиях упругого режима                                                           | 83  |
| <b>Петрова Л.В., Низамутдинова И. Р., Терегулов И.Э.</b> Анализ причин низкой эффективности кислотных обработок на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами                 | 88  |
| <b>Положенцев С.О., Гусейнова Е.Л.</b> Применение роторных управляемых систем на Федоровском месторождении                                                                      | 92  |
| <b>Рычев М. А., Склюев П. В.</b> Разработка растворителя эффективного в удалении АСПО с высоким содержанием диспергированной воды                                               | 94  |
| <b>Салаватова Ю. Ш.</b> Анализ эффективности ГРП по участку Тевлино-Русскинского месторождения ЦДНГ-6 ТПП «Когалымнефтегаз»                                                     | 97  |
| <b>Сулейманов А. М., Миннивалеев Т. Н., Миннивалеев А. Н., Миннивалеева Т. Н.</b> Повышение эффективности строительства скважин применением долот с комбинированным вооружением | 101 |
| <b>Фатхутдинов Т.З. , Ягудин М.А., Рахматуллин В.Р.</b> Разработка резьбовых смазок для бурильных труб                                                                          | 104 |
| <b>Хазиев У.Р., Владимиров И.В.</b> Влияние расположения горизонтального участка наклонно-направленной скважины на коэффициент извлечения газа в слоисто-неоднородном пласте    | 108 |
| <b>Хисамова К.К., Дятлов В.Н., Петрова Л.В.</b> Интерференция малых групп скважин в нефтяном пласте с удаленным контуром питания                                                | 110 |
| <b>Шаймухаметов А.И., Петрова Л.В.</b> Нелинейные законы фильтрации аномальных нефтей в пористой среде                                                                          | 113 |
| <b>Шакурова Айгуль Ф., Шакурова Алсу Ф., Салаватова Ю.Ш., Гафоров А.Х.</b> Анализ эффекта от применения технологий ГРП                                                          | 115 |
| <b>Шакурова Алсу Ф., Шакурова Айгуль Ф., Акимов А.В., Калинина С.В.</b> Разработка месторождений высоковязких нефтей                                                            | 118 |
| <b>Шакурова Алсу Ф., Шакурова Айгуль Ф., Кильмаматова Э.Т., Гизетдинов И.А.</b> Оптимизация режимов работы скважин на Урицком месторождении                                     | 121 |
| <b>Шакурова Айгуль Ф., Шакурова Алсу Ф. Шамсутдинова Г.Ф.</b> Исследование скважин методом снятия кривых восстановления уровня (КВУ) на Федоровском месторождении               | 124 |

#### **СЕКЦИЯ «НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ»**

|                                                                                                                 |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Абдюкова Р.Я., Баязитова С.Р., Булатов Р.И.</b> Устройство для тарировки клапанов ППК без демонтажа клапана. | 128 |
| <b>Сидоркин Д.И., Алчинов Д.Б.</b> Улучшение гидравлической части насоса бурового НБ-125.                       | 131 |
| <b>Бадретдинов Т.В.</b> Выбор материала для упругого элемента бурового демпфера                                 | 134 |
| <b>Бадретдинов Т.В., Гарифуллин Р.Р.</b> Диагностирование состояния бурового демпфера                           | 136 |
| <b>Бакиев Д.И., Сулейманов Р.И., Гаркин А.С.</b> Улучшение схемы очистки бурового                               | 141 |

раствора.

|                                                                                                                                                                                                                   |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Волкова А.А., Сулейманов Р.И.</b> Повышение эффективности работы электроцентробежных насосных установок.                                                                                                       | 144 |
| <b>Габдрахимов М.С., Валиев И.Ф.</b> Капитальный ремонт скважин в ХМАО                                                                                                                                            | 147 |
| <b>Габдрахимов М.С., Кареев М.И.</b> Повышение эффективности турбобура за счет использования сепаратора.                                                                                                          | 151 |
| <b>Габдрахимов М.С., Мастьянов А.С.</b> усовершенствование конструкции переключателя скважин в групповой замерной установке «ОЗНА-Массомер».                                                                      | 155 |
| <b>Габдрахимов М.С., Р.В. Хайруллин</b> Повышение работоспособности коробки отбора мощности агрегата а-50м                                                                                                        | 158 |
| <b>Габдрахимов М.С., Юнусов Р.Р.</b> Катодная защита трубопроводов и оборудования                                                                                                                                 | 161 |
| <b>Габдрахманов Р.Р., Хабибуллин М.Я.</b> Техническое обслуживание станков-качалок в ООО «Мехсервис-НПО».                                                                                                         | 164 |
| <b>Габдрахманов Р.Р., Хабибуллин М.Я.</b> Особенности техобслуживания цепного привода штангового глубинного насоса в ООО «Мехсервис-НПО».                                                                         | 168 |
| <b>Габдуллин Р.М., Сулейманов Р.И.</b> Усовершенствование системы верхнего привода буровой установки БУ 5000/320 ЭК-БМЧ.                                                                                          | 171 |
| <b>Галимуллин М.Л., Зарипов А.М., Шагалиев Р.А.</b> Оптимизация технологических процессов капитального ремонта подъемных агрегатов для подземного ремонта нефтяных скважин в условиях ооо «озипо», анк «башнефть» | 174 |
| <b>Гаркин А.С., Сулейманов Р.И.</b> Улучшение схемы огнепреградителя автоцистерны АЦЭ - 6,6.                                                                                                                      | 177 |
| <b>Голенко А.В.</b> Повышение эффективности очистки бурового раствора за счет изменения типа и частоты колебаний вибрационного сита                                                                               | 181 |
| <b>Головкин М.С.</b> Диагностирование состояния и оценка остаточного ресурса опор шарошечного долота.                                                                                                             | 183 |
| <b>Давыдов А.Ю., Давыдов Н.В.</b> Повышение надежности зубчатой передачи бурового ротора Р-560.                                                                                                                   | 185 |
| <b>Давыдов А.Ю., Александров К.А.</b> Насос НГ1,6/1,6 с усовершенствованным роторным узлом.                                                                                                                       | 189 |
| <b>Давыдов А.Ю., Гималов Э.М.</b> Оптимизация системы подачи смазки гидравлического ключа ГКШ-1200М                                                                                                               | 192 |
| <b>Давыдов А.Ю., Крюков П.Д.</b> Двигатель ВЗД 1-195 с повышенной надежностью шпиндельной секции.                                                                                                                 | 195 |
| <b>Давыдов А.Ю., Сайфуллин А.М.</b> Камеры средств очистки и диагностики для нефтегазопроводов с повышенной надежностью хомутового затвора                                                                        | 198 |
| <b>Елистратов А.О.</b> Численное моделирование структуры потоков в сверхзвуковом сепараторе.                                                                                                                      | 202 |
| <b>Забиров Ф.Ш., Мансуров Р.Р.</b> О негативном влиянии фреттинг-коррозии в резинометаллической опоре шпинделя турбобура.                                                                                         | 204 |
| <b>Загиров Э.Ф., Хабибуллин М.Я.</b> Насос ЦНС 63-1100 с улучшенной рабочей характеристикой.                                                                                                                      | 206 |
| <b>Загитов А.С Сулейманов Р.И.</b> Повышение функциональных возможностей компрессор ВГ-22/2-8УХЛ4.                                                                                                                | 210 |
| <b>Зайнагалина Л.З., Садыков Т.Г., Гарипова И.И.</b> Метод резервирования в нефтегазовой промышленности.                                                                                                          | 214 |
| <b>Зайнагалина Л.З., Степанова Р.Р., Шарафидинов И.А.</b> Повышение надежности гидрозащиты электродвигателя электроцентробежного насоса.                                                                          | 217 |
| <b>Зайнагалина Л.З., Хабибуллина Р.Г., Алчинова А.Ю.</b> Повышение ресурса БКНС контролем рабочих параметров системой мониторинга АСКИР.                                                                          | 221 |
| <b>Зайнагалина Л.З., Шафигуллин И.Ф., Терегулов Р.А.</b> Автоматизация процесса                                                                                                                                   | 225 |

бурения.

|                                                                                                                                          |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Зарипова Л.М., Габдрахимов М.С., Петров В.А., Галимуллин М.Л., Сулейманов Р.И., Давыдов А.Ю., Зайнаглина Л.З., Стройкин Г.А.</b>      | 229 |
| Двигатель забойный винтовой 7LZ172 с повышенной надёжностью трансмиссионного вала                                                        |     |
| <b>Зарипова Л.М., Галимуллин М.Л., Ахметшин Р.Р.</b>                                                                                     | 232 |
| Устройство для очистки трубопровода от механических примесей                                                                             |     |
| <b>Зарипова Л.М., Галимуллин М.Л., Ганиев Т.З.</b>                                                                                       | 236 |
| Соблюдение моментов затяжки в насосно-компрессорных трубах.                                                                              |     |
| <b>Зарипова Л.М., Гарифуллин М.С., Табишев А.М., Терегулов Р.А.</b>                                                                      | 239 |
| Преимущества и недостатки системы верхнего привода.                                                                                      |     |
| <b>Зарипова Л.М., Давыдов А.Ю., Ганиев Т.З.</b>                                                                                          | 243 |
| Методы очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений.                                                                                    |     |
| <b>Зарипова Л.М., Петров В.А., Сулейманов Р.И., Семенов Ю.Л.</b>                                                                         | 246 |
| Модернизация гидравлического забойного двигателя ДГР-195/240.                                                                            |     |
| <b>Ибрагимов А.Д.</b>                                                                                                                    | 249 |
| О возможности акустической диагностики клапанной пары скважинного штангового насоса.                                                     |     |
| <b>Идрисов Л.Р.</b>                                                                                                                      | 251 |
| Улучшение смазки подшипников опор шарошечных долот.                                                                                      |     |
| <b>Ковалевский Е.А.</b>                                                                                                                  | 253 |
| К вопросу о проблеме разбуривания специализированных средств технологической оснастки и породоразрушающего инструмента обсадной колонны. |     |
| <b>Миллер А.Ф., Сулейманов Р.И.</b>                                                                                                      | 255 |
| Обеспечение надежности нефтетрубопроводного оборудования.                                                                                |     |
| <b>Минкаева Е.Е. Габдрахимов М.С.</b>                                                                                                    | 259 |
| Повышение надежности уплотнений клапана, штока и поршня бурового насоса.                                                                 |     |
| <b>Минкаева Е.Е., Галеева Г. Г., Овсян Р.Д., Давыдова О.В.</b>                                                                           | 262 |
| Гидроциклонный разделитель многофазной жидкости с совмещением концевой и гидроциклонного сепараторов                                     |     |
| <b>Муллахметов И.Н., Сулейманов Р.И.</b>                                                                                                 | 266 |
| Усовершенствование гидроциклона установки измерительной «ОЗНА-МАССОМЕР 400-08».                                                          |     |
| <b>Петров В.А., Петрова Л.В., Зайнаглина Л.З., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Хасанов Э.А.</b>                                          | 270 |
| Привод цепной ПЦ-80 с многоступенчатой передачей                                                                                         |     |
| <b>Петров В.А., Петрова Л.В., Сулейманов Р.И., Зайнаглина Л.З., Бакиров Н.Ф.</b>                                                         | 273 |
| Винтовой забойный двигатель ДШОТР-178.7/8.РС.50.4.                                                                                       |     |
| <b>Петровская М.В., Курманбаев Д.С.</b>                                                                                                  | 276 |
| Исследование уторного узла РВС-50000 в виде скругленной вставки.                                                                         |     |
| <b>Потапов Я.И., Хабибуллин М.Я.</b>                                                                                                     | 278 |
| Оптимизация режима работы бурового насоса НБТ-600 частотным регулированием привода.                                                      |     |
| <b>Салейкин А.В., Сидоркин Д.И.</b>                                                                                                      | 282 |
| Анализ проблем скважинных роторно – вихревых насосов и пути их решения.                                                                  |     |
| <b>Семенов Ю.Л., Хабибуллин М.Я.</b>                                                                                                     | 286 |
| Оптимизация конструкции разгрузочного устройства насоса ЦНС 300.                                                                         |     |
| <b>Сибгатуллин Ф.Д.</b>                                                                                                                  | 289 |
| Модернизация блочной установки подготовки нефти.                                                                                         |     |
| <b>Сидоркин Д.И., Шерстобитов Д.А.</b>                                                                                                   | 290 |
| Разработка скважинного мультипликатора для винтовой насосной установки со штанговым приводом.                                            |     |
| <b>Тургали Ж.М., Хабибуллин М.Я.</b>                                                                                                     | 294 |
| Оптимизация конструкции насосов типа ЦНС.                                                                                                |     |
| <b>Хабибуллина Р.Г., Санников Р.В.</b>                                                                                                   | 298 |
| Роторная управляемая система Powerdrive.                                                                                                 |     |
| <b>Хальфутдинова А.А., Забиров Ф.Ш.</b>                                                                                                  | 301 |
| Обзор совершенства конструкций клапанных пар скважинных штанговых насосов.                                                               |     |
| <b>Хатилов М.А.</b>                                                                                                                      | 303 |
| Влияние трибологических характеристик пар трения на работу штанговой винтовой насосной установки.                                        |     |
| <b>Хузин Р.А., Шарифьянов И.Б., Сидоркин Д.И.</b>                                                                                        | 305 |
| Возможность применения гибких                                                                                                            |     |

насосно-компрессорных труб и штанг для передачи вращения винтовому насосу для добычи нефти от поверхностного привода.

**Шемагонов С.М.** Устройство для перемещения противовесов на кривошипе станка-качалки.

310

Научное издание

**Материалы 44-й Международной научно-технической конференции  
молодых ученых, аспирантов и студентов  
28 апреля 2017 г.**

Том 1

Подписано в печать 30.10.2017.

Формат бумаги 60×84 1/16. Гарнитура Times New Roman.

Усл. печ. л. 18,37. Заказ 6750. Тираж 25 экз.

Издательство Уфимского государственного  
нефтяного технического университета.

Отпечатано в ООО Универсальная Типография «Альфа Принт»

620049, г. Екатеринбург, переулок Автоматики, 2ж

Тел.: 8 (800) 300-16-00

[www.alfaprint24.ru](http://www.alfaprint24.ru)