

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
В Г. ОКТЯБРЬСКОМ

Проблемы разработки месторождений нефти и газа-2018

**Материалы
Всероссийской научно-технической конференции
(01 июня 2018 г.)**

Уфа
Издательство УГНТУ
2018

УДК 62
ББК 3
П78

Редакционная коллегия:

В.Ш. Мухаметшин (отв. редактор)
К.Т. Тынчеров
Ш.Г. Мингулов
Р.И. Сулейманов
И.Г. Арсланов

Рецензенты: д.т.н., профессор Л.Е. Кнеллер
д.т.н., профессор Р.З. Миннигалимов

П78 Проблемы разработки месторождений нефти и газа-2018: материалы Всероссийской
научно-технической конференции / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во
УГНТУ, 2018. – 61 с.

ISBN 978-5-93105-3

В сборнике представлены материалы Всероссийской научно-технической конференции "Проблемы разработки месторождений нефти и газа-2018" филиала ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, проведенной 01 июня 2018 года, в которых отражены результаты исследований в области разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, методов, систем и средств, направленных на интенсификацию добычи нефти и газа.

Сборник предназначен для студентов, аспирантов и преподавателей технических вузов.

УДК 62
ББК 3

ISBN 978-5-93105-3

©ФГБОУ ВО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет, 2018
© Коллектив авторов, 2018

Секция 1. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 622.276

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

Ахметов Р.Т.

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» г. Октябрьский)

Аннотация. В статье исследуется вопрос наличия разломов в осадочном чехле и их пространственная ориентация, которые оставались неопределенными.

Ключевые слова: залежи нефти, коллектора, пути миграции нефти.

UDC 622.276

IMPROVEMENT OF METHODS OF SEARCH FOR OIL DEPOSITS

Akhmetov R.T.

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

Перспективы нефтеносности нижнепермских отложений в условиях Западной Башкирии были доказаны еще в восьмидесятые годы прошлого столетия. Впервые на нефтеносность этих отложений обратил внимание гл. геолог ТГПК Масагутов Р.Х.

В 1984 году Туймазинским ГПК была открыта залежь нефти в нижнепермских отложениях Кулбаевского месторождения.

Несколько скважин дебитом 2-5 т/сут работали в течение порядка 10 лет. Кулбаевское месторождение разрабатывалось Октябрьским УДНГ. Оно находится на правом берегу р. Ик в 35-40 км от г. Октябрьского.

Практически одновременно нефтяниками Татарии была обнаружена залежь нефти на левом берегу р. Ик -Николашкинское месторождение (также нижнепермские отложения).

В начале 90 –х годов во ВНИИГИСе были поставлены работы по поискам залежей нефти в нижнепермских отложениях Тарказинско-Чегодаевской зоны. Перспективность этих отложений подтверждалась многочисленными нефтепроявлениями в процессе бурения глубоких скважин в нижнепермских отложениях.

По нашей инициативе была пробурена скважина №1 на Яновской площади Знаменского месторождения. В 1992 году был получен фонтан нефти с глубины порядка 450 м из доломитов нижней части кунгурского яруса.

Дебит нефти составил 7 т/сут. Нефть по своим свойствам является аналогом турнейской нефти.

К сожалению, после 1992 года целенаправленные работы по выявлению залежей нефти в нижнепермских отложениях практически не проводились.

Анализ геолого-геофизического материала с точки зрения перспектив нефтеносности нижнепермских отложений показал следующее:

- 1) залежи нефти в нижнепермских отложениях пространственно совмещены с залежами в отложениях нижнего карбона (турней или бобриковский горизонт);
- 2) образование залежей, вероятно, связано с вертикальной миграцией нефти из нижних горизонтов;
- 3) путями миграции явились трещины и разломы в осадочном чехле;
- 4) покрывкой для образования залежей является гипсоангидритосоленосная толща верхней части кунгурского яруса;

5) коллекторами являются трещиноватые доломиты и известняки нижней части кунгурского и артинского яруса.

О наличии разломов кристаллического фундамента в пределах платформенной Башкирии было известно давно.

Под руководством Масагутова Р.Х. в БашНИПИнефти была составлена карта разломов кристаллического фундамента. Эти разломы в основном имеют преимущественно меридиональное простирание. Основные реки западной Башкирии, как правило, протекают вдоль этих разломов.

Кроме того, имеются также разломы широтного простирания.

Было решено проводить поиски залежей нефти в вышележащих отложениях вдоль этих разломов.

Однако при этом возникает следующие вопросы: 1) продолжают ли эти разломы в осадочном чехле, 2) какова их пространственная ориентация, ведь трудно предположить, что они строго вертикальны.

Таким образом, наличие разломов в осадочном чехле и их пространственная ориентация до сих пор оставались неопределенными.

Выводы:

В связи с этим нами предлагается следующая методика поисков залежей в нижнепермских отложениях:

1 Детально проанализировать структурные карты по кровле кизеловского горизонта турнея на предмет обнаружения в пределах турнейской залежи разломов.

2 При обнаружении разлома необходимо провести детальный анализ геолого-геофизического материала в глубоких скважинах, расположенных в приразломной зоне.

3 При этом следует привлекать также скважины структурного бурения в пределах турнейской залежи, пробуренные до сакмарского репера.

4 Особое внимание при анализе материала уделять на наличие коллекторов в вышележащих отложениях, наличие уходов и поглощений бурового раствора и признаков нефти при проходке этих коллекторов.

5. Провести испытание перспективных интервалов в обводненных скважинах и в скважинах, подлежащих ликвидации [1-6].

Список литературы:

1.Извлечение нефти из карбонатных коллекторов [Текст]/М.Л.Сургучев [и др.] – М.: Недра, 1987. – 230 с.

2.Ахметов, Р.Т. Прогноз абсолютной проницаемости гранулярных коллекторов на основе гантельной модели пустотного пространств [Текст] / Р.Т. Ахметов, Л.Е.Кнеллер // Каротажник. – 2013. – № 7. – С. 75-88.

3.Ахметов, Р.Т. Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 12. – С. 39-42.

4.Ахметов, Р.Т. Коэффициент абсолютной проницаемости в рамках гантельной модели [Электронный ресурс] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. – С. 341-352. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

5. Ахметов, Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов [Текст] / Р.Т. Ахметов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 2. – С. 87-89.

6.Ахметов, Р.Т. Гантельная модель пустотного пространства природных резервуаров нефти и газа [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 5. – С. 31-35.

ИССЛЕДОВАНИЕ СМАЧИВАЕМОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЗНАМЕНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ахметов Р.Т.

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» г. Октябрьский)

Аннотация. Рассмотрены вопросы математического моделирования структуры пустотного пространства. Показана необходимость разделения коллекторов по степени гидрофильности, коэффициенты вытеснения которых существенно различаются, и обоснована необходимость оценки их для каждого класса в отдельности.

Ключевые слова: коллекторские свойства пород, пористость, проницаемость, начальная водонасыщенность, удельная поверхность.

UDC 622.276

STUDY OF WETTABILITY OF CARBONATE RESERVOIRS OF "ZNAMENSKAYA" GROUP OF DEPOSITS

Akhmetov R. T.

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

Abstract. The problems of mathematical modeling of the structure of void space are considered. The necessity of separation of reservoirs according to the degree of hydrophilicity, the displacement coefficients of which differ significantly, is shown, and the necessity of their evaluation for each class separately is substantiated.

Keywords: reservoir properties of rocks, porosity, permeability, initial water saturation, specific surface.

Исследование механизма вытеснения нефти водой из пород - коллекторов показывает, что величину коэффициента вытеснения определяют такие петрофизические характеристики коллектора, как неоднородность структуры пустотного пространства, размеры пор, удельная поверхность, вещественный состав и смачиваемость коллектора, а также характеристики пластовых жидкостей - вязкость и состав нефти, межфазное натяжение нефти на границе с вытесняющим агентом и температура [1-9].

Коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость, начальная водонасыщенность, удельная поверхность) являются интегральными характеристиками структуры пустотного пространства коллекторов.

Анализ и обобщение результатов лабораторных исследований коллекторских свойств, остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой, полученных на образцах керна продуктивных пластов турнейского яруса Знаменской группы месторождений Республики Башкортостан, позволили определить степень влияния отдельных коллекторских свойств на коэффициент вытеснения нефти водой.

Практическая ценность решения данной проблемы очевидна, поскольку она позволит получить функциональные связи между основными физико-емкостными параметрами коллекторов.

Нами в результате расчетов была определена функциональная взаимосвязь между коэффициентом проницаемости и отношением коэффициента пористости к коэффициенту остаточной водонасыщенности:

$$K_{пр.} = A * (K_{п} / K_{во})^w,$$

где A и w - параметры, постоянные для коллекторов определённого класса.

Таким образом, поверхностные явления на границе порода-флюид оказывают существенное влияние на коэффициент вытеснения нефти. В связи с этим рассмотрим более подробно проблему разделения коллекторов по степени гидрофильности / гидрофобности /.

Формула позволяет количественно оценить толщину пленки связанной воды по данным лабораторных исследований коллекторских свойств.

Зависимость коэффициента проницаемости от отношения $K_{п}/K_{во}$ удобно строить в логарифмической системе координат, поскольку в данной системе связь между указанными параметрами должна быть линейной (рисунок 1).

В данной системе координат также имеем три семейства точек, для каждого из них связь между указанными параметрами с точностью, вполне достаточной для практических целей, аппроксимируется прямой линией.

Путем обработки данных для каждого семейства точек получены следующие уравнения регрессии:

$$1 \quad \lg K_{np} = 0,2923 + 5,2363 \lg \frac{K_n}{K_{во}} \quad \text{или} \quad K_{np} = 1,96 \left(\frac{K_n}{K_{во}} \right)^{5,24}.$$

$$2 \quad \lg K_{np} = 0,7186 + 4,8393 \lg \frac{K_n}{K_{во}} \quad \text{или} \quad K_{np} = 5,23 \left(\frac{K_n}{K_{во}} \right)^{4,84}.$$

$$3 \quad \lg K_{np} = 0,6465 + 3,983 \lg \frac{K_n}{K_{во}} \quad \text{или} \quad K_{np} = 4,431 \left(\frac{K_n}{K_{во}} \right)^{3,98}.$$

$$K_{np} = A \left(\frac{K_n}{K_{во}} \right)^w$$

В общем виде:

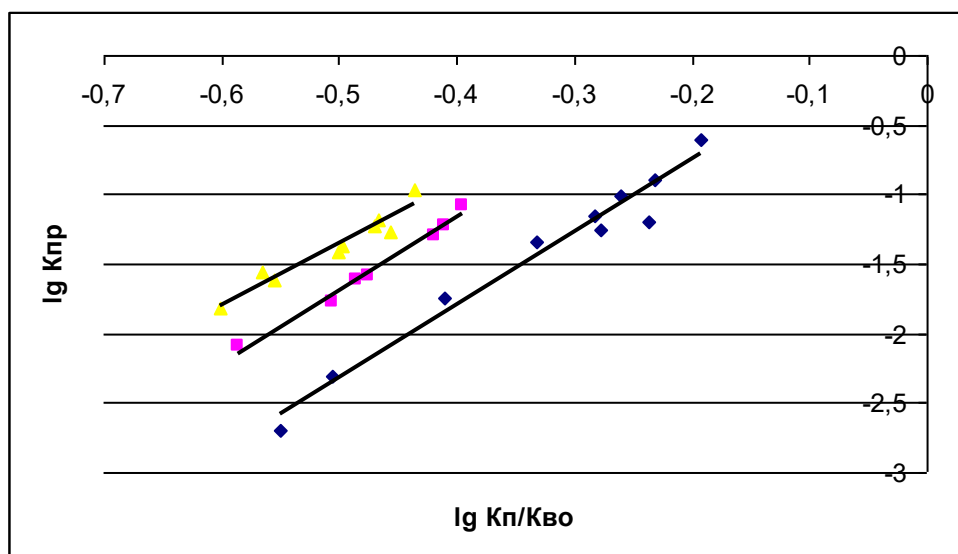


Рисунок 1

В данной формуле коэффициент А определяется средней толщиной плёнки связанной воды, т.е. степенью гидрофильности / гидрофобности / коллектора; что касается показателя степени w, то он зависит как от степени гидрофобности, так и от степени сцементированности коллектора.

В соответствии с этим рассматриваемые образцы пород-коллекторов могут быть разделены по степени гидрофильности на три класса:

1 класс - гидрофобные коллекторы;

2 класс - частично гидрофобные;

3 класс – гидрофильные.

Коллекторы 1 класса обладают минимальными значениями коэффициента остаточной водонасыщенности.

Вероятно, в коллекторах данного класса связанная (остаточная) вода находится преимущественно в виде тороидальных колец на контактах зерен породы, а другие участки пустотного пространства практически не содержат связанной воды, т.е. являются гидрофобными.

Коллекторы второго класса также обладают остаточной водонасыщенностью, достаточной для образования сплошной пленки связанной воды на поверхностях частиц. Значения коэффициента вытеснения для этих коллекторов несколько ниже и приближаются к значениям в гидрофобных коллекторах.

Коллекторы третьего класса обладают наиболее высокими значениями коэффициента водонасыщенности. На это указывают максимальные значения коэффициента вытеснения для образцов данного класса.

В работе [10] предлагается оценивать степень гидрофильности породы показателем смачиваемости М, от 1 для гидрофильных до 0 для гидрофобных пород. Путем обработки данных смачиваемости, полученных в лабораторных условиях, и результатов геофизических исследований показано, что между показателем смачиваемости М и произведением параметра пористости Рп на параметр насыщенности Рн имеется следующая статистическая связь:

$$\lg M = 0,456 (1 - \lg R_p R_n).$$

Данное уравнение позволяет, используя результаты геофизических исследований скважин, проводить приближенную оценку смачиваемости пород.

Напомним, что параметр пористости определяется пористостью, а параметр насыщения - остаточной водонасыщенностью породы. В силу этого, естественно предположить наличие корреляционной связи между показателем смачиваемости и произведением пористости на коэффициент остаточной водонасыщенности $k_p \cdot k_{во}$.

Данное произведение характеризует объемную остаточную (связанную) водонасыщенность. Для гидрофобных коллекторов оно, очевидно, близко к нулю, а для полностью гидрофильных имеет максимальную величину.

Выводы:

Таким образом, разделение коллекторов по степени гидрофильности вполне возможно по величине объемной остаточной водонасыщенности:

1 По данным геофизических исследований скважин определяются пористость и остаточная (начальная) водонасыщенность продуктивного пласта или проросля. При этом для

определения пористости используются методы ПС или НГК (совместно с ПС), а остаточная водонасыщенность определяется по величине удельного электрического сопротивления пласта (прослая).

2 По величине произведения $k_p \cdot k_{во}$ выясняется класс коллектора по степени гидрофильности. Отметим, что $k_p \cdot k_{во}$ может быть оценено непосредственно по удельному сопротивлению пласта.

Список литературы:

1. Михайлов, Н.Н. Условия формирования микроструктурной смачиваемости и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов / Н.Н. Михайлов, Н.А. Семенов, Л.С. Сечина. – Институт проблем нефти и газа.
2. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л. Сургучев, В.И. Колганов [и др.] - М. Недра, 1987-230 с.
3. Мархасин, П.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта [Текст]: учебник / П.Л.Мархасин. -М.: Недра, 1977.
4. Гудок, Н.С. Изучение физических свойств пористых сред [Текст]: учебник / Н.С. Гудок. - М.: Недра, 1970.
5. Тульбович, Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов / Б.И. Тульбович - М.:Недра, 1990. - 186 с.
6. Ахметов, Р.Т. Гантельная модель пустотного пространства природных резервуаров нефти и газа [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 5. – С. 31-35.
7. Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт [Текст] / В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ш.Х. Султанов, Р.Т. Ахметов // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – С. 46-51.
8. Ахметов, Р.Т. Разделение карбонатных коллекторов по типу пустотного пространства [Текст] / Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, 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. 92-98.
9. Ахметов, Р.Т. Показатель смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – С. 21-25.
10. Ахметов, Р.Т. Водоудерживающая способность и смачиваемость продуктивных пластов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 15. – № 2. – С. 34-37.
11. Мухаметшин, В.В. Оценка потенциальных добывных возможностей скважин по геолого-геофизическим и промысловым данным [Текст] / В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – № 2. – С. 61-64.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ МНОГО ПЛАСТОВЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Габдрахимов М.С., Мингулов Ш.Г., Сулейманов Р.И., Зиянгиров А.Р.
(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», г. Октябрьский)

Аннотация. В процессе разработки нефтяных месторождений все процессы взаимозависимы и взаимнообусловлены. Первоначально изучаются и выявляются основные факторы, влияющие на эффективность разработки. Такими факторами являются: факторы, позволяющие обеспечить оптимальные притоки жидкости пластовой продукций в скважины, которые зависят от естественных, фактических и ожидаемых, то есть, от максимально возможного улучшения коллекторских свойств путем проведения различных геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: скважина, нефть, пласт.

STUDY OF THE EFFICIENCY OF OIL PRODUCTION FROM MULTI-RESERVOIR OIL FIELDS

Gabdrakhimov M. S., Mingulov Sh. G., Suleimanov R. I., Ziangirov A. R.
(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)

Abstract. In the development of oil fields, all processes are interdependent and interdependent. Initially, the main factors affecting the effectiveness of the development are studied and identified. Such factors are: factors that allow to ensure optimal inflow of reservoir fluid into wells, which depend on natural, actual and expected, that is, on the maximum possible improvement of reservoir properties through various geological and technical measures.

Keywords: well, oil, reservoir on.

Исследуем определение параметров, созданных в природных условиях при формировании нефтеносного пласта, но еще не загрязненных продуктами, отлагающимися и остающимися между зернами пород, из которых складывается продуктивный пласт и которые как при формировании пластов и нефтеносных залежей, так и при их разработке в результате физико-геологических условий непрерывно изменяются, ухудшая их коллекторские свойства, тем самым уменьшая фильтрационные возможности пласта, но которые при проведении определенных мероприятий могут быть при разработке месторождений восстановлены и увеличены.

Увеличение добычной возможности продукции из пласта оценивается по данным фактической начальной проницаемости пласта, определяемыми по кернам, которая в определенных условиях эксплуатации характеризуется коэффициентом продуктивности пласта у скважины и уточняется геофизическими методами в начальный период, а также в последующие стадии разработки месторождений по изменениям разности дебитов продуктивного пласта, определенным по коэффициентам проницаемости и продуктивности, которые устанавливаются фактические изменения коллекторских свойств пласта и возможности их увеличения путем проведения геолого-технических мероприятий.

Следовательно, эффективность применения любых геолого-технических мероприятий обосновывается исходя из точности знаний параметров работы рассматриваемой системы при существующем уровне техники и из определения их по разработанным методикам.

В последнее время в ряде нефтедобывающих предприятиях Башкортостана и Татарстана продукции нескольких пластов извлекаются из скважины совместно и откачиваются одним глубинным насосом (штанговым или электроцентробежным) по одной колонне насосно-компрессорных труб (НКТ).

Между тем еще нет конкретного ответа на вопрос существует ли в рассматриваемом способе совместной добычи продукции из нескольких пластов, насыщенных продуктами различных компонентных составов, обладающими различными физико-структурными свойствами и изменяющимися также при их извлечении одним глубинным насосом, ЭЦН или ШГН, по одной колонне НКТ, методы определения всех необходимых параметров по которым устанавливаются режимы работы скважин и системы «пласт-скважина-оборудование» в целом.

В настоящее время этот способ получает большее применение. При этом глубинные насосы могут быть установлены как между пластами, так выше них или непосредственно против нижнего пласта.

Рассмотрим, насколько обеспечивает этот способ извлечения добычи оптимальные текущие отборы нефти по отдельным пластам и максимально возможный коэффициент извлечения нефти при различных физико-геологических условиях разработки нефтеносных залежей насыщенной продукцией различного состава и различными физико-структурными свойствами.

Откачка продукции нескольких продуктивных пластов, находящихся на различных стадиях разработки, отличающихся друг от друга как по химическому составу добываемых из них продуктов, так и по компонентному составу, по физико-структурным свойствам продуктов, поступающих из залежей, в которых физико-геологические параметры, характеризующие их работу, по площади месторождений значительно отличаются.

Например, глубины залегания угленосных горизонтов изменяются в среднем от 800 до 1200 м, а девонских пластов от 1600 до 1800 м. При этом из девонских горизонтов добывается высокообводненная легкая нефть, а из угленосных пластов вязкая и высоковязкая тяжелая нефть с различными содержаниями воды. Величины пластовых давлений в настоящее время в зависимости от стадий разработки отдельных пластов, соответственно изменяются: по угленосным горизонтам в среднем от 7 до 11,5 МПа, а по девонским от 14 до 17 МПа, где оптимальные величины забойных давлений и давлений на приемах глубинных насосов определяют исходя из величины давления насыщения нефти газом, газового фактора и изменения газосодержания с изменением давления и температуры, и с учетом изменений дебита продукции и процента содержания воды в ней.

В этих условиях изменения условий добычи пластовых продуктов, поступающие из различных пластов, которые движутся по затрубному пространству к глубинному насосу, находящемуся между ними, в различных направлениях и против друг друга: из нижних пластов вверх и с верхних – вниз.

При этом в интервалах поступления продукции из верхних залежей происходит большее перемешивание всех трех фаз верхних горизонтов, с нефтью и газом, всплывающим из нижних горизонтов, образуя вместе с вязкой и тяжелой нефтью верхних пластов высокодисперсную и высоковязкую газожидкостную эмульсию.

Такая эмульсия при их движении с небольшой скоростью в этих местах в ряде случаев образует также и тексотробную суспензию, которая может распространиться как вниз - до приема глубинного насоса, так и вверх - до и выше верхнего горизонта. В результате в затрубном пространстве накапливается высокодисперсная высоковязкая эмульсия, обладающая меньшей плотностью, но с большой вязкостью, то есть возникают большие гидравлические сопротивления, препятствующие продавливанию продукции вниз к приему глубинного насоса. Она продавливается только при участии определенного давления верхнего пласта, то есть сопровождается увеличением противодействия в верхний нефтеносный пласт, а следовательно, и уменьшением притока из него продукции в скважину. При этом увеличивается забойное давление и на нижние девонские нефтеносные пласты.

В этих условиях обеспечение оптимальных режимов притока продукций из разрабатываемых пластов сложно, требуется по каждой скважине проводить капиталоемкие исследовательские работы.

Но в этом случае ввиду отсутствия способов исследования при рассматриваемом способе эксплуатации скважин искомые параметры определяются только приближенно, с большой погрешностью.

Следовательно, не обеспечивается эксплуатация скважин с необходимой эффективностью.

В случае, когда откачка продукции производится глубинным насосом, установленным в скважине выше разрабатываемых пластов, то ниже глубинного насоса накапливается вода, через которую всплывают нефть и газ.

Однако в скважинах, эксплуатирующихся со значительным содержанием в поднимаемой продукции воды, где относительные скорости движения нефти и газа значительно больше скорости подъема воды, оно мало влияет на плотность поднимаемой продукции.

При этом соотношения компонентов изменяются незначительно, особенно тогда, когда верхние пласты работают со значительным содержанием воды в нефти.

В этом случае выше пласта до глубинного насоса плотность продукций изменяется также незначительно, хотя вязкость продукций, находящихся у приема насоса, в зависимости от изменений соотношений нефти и воды повышается, уменьшая производительность глубинного насоса, при котором, чем выше над пластом установлен глубинный насос, тем больше уменьшается действующая на эти горизонты депрессия, то есть уменьшается из них приток продукций в скважину.

В связи с этим с целью снижения удельных затрат средств уменьшается приток у нефти за счет уменьшения добычи воды, отбора продукции из верхних горизонтов, в определенно меньших отборах из верхних пластов, особенно когда глубинный насос установлен значительно выше глубины залегания верхних пластов.

В случае, когда из нижнего горизонта добывается высокообводненная продукция более эффективно, тогда, когда глубинный насос установлен в интервале расположения верхних пластов с учетом их продуктивности и процента содержания воды в добываемой продукции.

Между тем регулирование компонентного состава добываемой продукций из отдельных пластов при указанных местах расположения глубинных насосов возможно только при точном определении притоков продукций из этих отдельных пластов.

Однако в настоящее время нет способов определения необходимых параметров, характеризующих работу различных пластов при совместной добыче их продукции одним глубинным насосом из одной скважины, обеспечивающей с достаточной точностью их работу на оптимальных режимах притока, контроля соблюдения установленных режимов, а следовательно, также возможностей определения коэффициентов извлечения нефти отдельно из каждого разрабатываемого пласта, то есть невозможно грамотно и эффективно разрабатывать нефтеносные залежи месторождений нефти.

Измерения необходимых параметров работы глубинными приборами, спускаемыми через отверстия на планшайбе в затрубное пространство, могут быть произведены только в неискривленных вертикальных скважинах, эксплуатирующихся штанговыми глубинными насосами.

По этой причине их применение очень ограничено, и они могут быть использованы, в основном, только при проведении специальных работ по испытанию работоспособности отдельных приборов и оборудования.

Применение способа для исследований скважин, эксплуатирующихся электроцентробежными насосами по затрубному пространству по указанной причине просто невозможно.

Между тем совместная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной по одной колонне НКТ продолжается, что фактически исключает возможность эффективной разработки нефтеносных залежей указанным способом на участке, где он применяется.

Из проведенного короткого анализа эксплуатации скважин и в целом системы «пласт – скважина - глубинно-насосное оборудование» видно, что эффективная их работа может быть осуществлена только в случае возможностей определения точных данных параметров работы звеньев, составляющих рассматриваемую систему.

Однако несмотря на актуальность вопросов повышения точности проводимых исследовательских работ, необходимости расширения области применения совместной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной, еще не разработаны комплексы мероприятий, направленных на определение способов совместной эксплуатации нескольких пластов, различающихся геолого-физическим строением и состоянием, составом и физико-структурными свойствами насыщающих пласты продукций, позволяющих проводить необходимые исследовательские работы с достаточной точностью, а следовательно, и установить оптимальные режимы работы скважин, обеспечивающих максимальные добычи нефти с определенной рентабельностью.

Для проведения этих работ необходимо обеспечивать нефтедобывающие предприятия необходимым оборудованием для эксплуатации скважин, приборами и аппаратурой для проведения комплексных исследований, методиками проведения исследований и эксплуатаций их при применении способов совместной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной.

Выводы:

В последнее время, например в филиале УГНТУ в г. Октябрьском и в Туймазинском управлении добычи нефти и газа филиала «Башнефть-Уфа» проводятся определенные работы по повышению эффективности совместной эксплуатации нескольких горизонтов и отдельных пластов одной скважиной. Предложены способы совместной раздельной эксплуатационной методики по исследованию, а также и необходимое глубинно-насосное оборудование. Однако для их внедрения в производство нужна определенная помощь со стороны вышестоящих организаций.

УДК 622.276

ОСЛОЖНЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ГАЗА

*Д.В. Долгов, Е.Г. Сычёв, И.К. Минязев (ТПП «Лангепаснефтегаз»),
А.М. Миннахмедов (ТПП «Когалымнефтегаз»)*

Аннотация. Исследованиями установлено, что наиболее эффективным является реагент «Триксан», применяемый при бурении скважин для предупреждения вспенивания обработанных лигносульфонатами буровых растворов на водной основе.

Ключевые слова: осложнения, реагенты, повышенное содержание газа месторождений.

UDC 622.276

COMPLICATIONS OF OIL PRODUCTION WITH HIGH GAS CONTENT

*D. V. Dolgov, E. G. Sychev, I. K. Minyazev (CCI "Langepasneftegaz"),
A. M. Minnakhmetov (TPP "Kogalymneftegaz")*

Abstract. Studies have found that the most effective is the reagent "Trixan", used in drilling to prevent foaming treated with lignosulfonates drilling fluids on a water basis.

Keywords: complications, reagents, increased gas content.

Повышенное содержание газа месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» (пласты БВ18-22) и склонность нефтей к пенообразованию создают существенные осложнения в эксплуатации скважин установками ЭЦН. Газовый фактор нефтей этих объектов составляет в среднем около 80 м³/т, а давление насыщения – около 12 МПа. Недостаточная сепарация свободного газа на приеме ЭЦН снижает подачу установок. Образование пены в межтрубном пространстве выше приема насоса не позволяет замерять с удовлетворительной точностью динамический уровень и в конечном итоге контролировать работу оборудования. В свете возросших требований к окружающей среде возникает проблема гашения факелов на промыслах и утилизации газа низкого давления после 2-й ступени сепарации.

Наибольшие осложнения в работе УЭЦН наблюдаются при снижении забойного давления в скважинах ниже давления насыщения. Для анализа было выбрано Поточное месторождение (пласты БВ18, БВ21) с давлением насыщения 10,9 МПа, газовым фактором 82 м³/т и глубиной залегания пласта 2530 м. Всего эксплуатируется 32 скважины с углублением забоев и проведением ГРП.

Первоначально скважины были оборудованы высоконапорными УЭЦН с максимальной подвеской насосов. Скважины были подразделены на 2 группы, первая из которых эксплуатировалась при забойных давлениях выше давления насыщения, вторая – ниже.

Таблица – Отбивка Н_{дин} геофизическими партиями на пласт БВ 18-22

№ п/п	скв	куст	пласт	ГНО	Н _{сп}	Режим			Н _{дин.м}	Н _{дин} ГИС _м
						Q _ж	Q _н	H ₂ O		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	54Р	327	БВ18	Э25-2000	2201	31	23,7	9,3	1421	1700
2	6098Н	322	БВ18	Э35-2100	2286	45	20	46,5	1875	1820
3	7146	322	БВ18	Э25-2100	2450	26	19	11,5	2197	2154
4	7666	327	БВ18	TD-180-2300	2579	32	25	5,5	1681	1658
5	7133	329	БВ18	Э25-2100	2602	23	17	11,2	2337	2106
6	7113	322	БВ21	Э30-2100	2184	33	25,5	7	1730	1680
7	7128	322	БВ18	Э50-2050	2380	54	42,4	5,6	1376	2120
8	6098Н	322	БВ18	Э25-2250	2285	18	12	21	1521	1525
9	7134	329	БВ18	Э25-2150	2399	30	8,1	67,6	1350	1513
10	6404	322	БВ18	Э25-2000	2200	20	12	27,5	1775	1760
11	7666	327	БВ18	TD-180-2300	2579	28	23	2,2	2318	2200
12	7128	322	БВ18	Э50-2050	2380	50	38,3	8	1223	жидкость не обнаружена прибор на ГЛ 2282м
13	6104Н	325	БВ18	Э25-2150	2240	22	17,2	6	1851	1816
14	7111	322	БВ18	Э25-2000	2194	16	8,7	34,5	1783	1460
15	7131	325	БВ18	Э25-2300	2547	18	13,5	10,2	1371	1381
16	6078Н	317	ЮВ1	Э25-2000	2100	26	20	5,6	1195	1232
17	6388Н	317	БВ18	Э25-2000	2221	23	9,6	50	1223	1282
18	6406Н	322	БВ18	Э25-2100	2260	25	14	32	1765	1873
19	6077Н	317	БВ18	Э25-1900	2204	20	13	20	1225	1303
20	6380Н	317	БВ21	Э25-1900	2115	13	8,4	22	1854	1773

В первой группе скважин в процессе эксплуатации происходило естественное снижение дебитов, обусловленное уменьшением эффекта от ГРП и падением пластового давления.

Во второй группе скважин после снижения забойного давления ниже давления насыщения в первые 30...60 суток происходит снижение дебита, как и в 1-й группе. Однако в дальнейшем происходит снижение коэффициента продуктивности скважин, резкое снижение дебитов, срывы подачи. К примеру, на скв. 625 и 442Н при запуске был установлен постоянный отбор жидкости. Эксплуатация скважин при постоянных забойных давлениях привела к снижению дебитов соответственно с 41 до 18 м³/сут и с 42 до 32 м³/сут в течение 5...6 месяцев.

Расчетами было установлено, что для стабилизации работы УЭЦН и снижения вредного влияния газа необходимо обеспечить уменьшенный, но постоянный отбор жидкости 18...25 м³/сут при динамическом уровне 1300...1500 м и забойных давлениях 11,0...12,5 МПа. Очевидна и целесообразность оснащения УЭЦН сепараторами и диспергаторами газа.

По данным исследований геофизических партий межтрубного пространства методом гамма-гамма плотнометрии в ряде скважин установлено существование вспененной жидкости малой плотности. Поэтому замеры динамических уровней, выполненных методами волнометрии (прибор Миком 101) и гамма плотнометрии дают различные значения.

В таблице приведены данные замера динамических уровней в скважинах по пластам БВ18-22 (колонки 10 и 11). В скважинах с пеной плотность среды в межтрубном пространстве по верхним интервалам глубины составляет 0,024; 0,21; 0,41 г/см³. Ниже располагаются участки с плотностью 0,43; 0,58 и 0,62 г/см³. Малые плотности верхних интервалов свидетельствуют о существовании вспененной жидкости, плотность которой увеличивается по глубине. Высота вспененной жидкости малой плотности может изменяться от нескольких до сотен метров. Расхождения значений динамического уровня жидкости в скважинах также достигают сотен и более метров. Причем эта разница может изменяться как в ту, так и в другую сторону.

В этой связи перед проведением замеров динамического уровня целесообразно гашение пены с помощью химических реагентов, закачиваемых в межтрубное пространство.

Исследованиями установлено, что наиболее эффективным является реагент «Триксан», применяемый при бурении скважин для предупреждения вспенивания обработанных лигносульфонатами буровых растворов на водной основе. Количество реагента «Триксан», смешиваемого с нефтью для закачки в межтрубное пространство, составляет 5 %. Полученный раствор закачивают в скважину из расчета примерно 1:100 к объему межтрубного пространства, занятого пеной. Для гашения пены после закачки достаточно 20...30 минут времени.

Для утилизации попутного нефтяного газа низкого давления после 2-й ступени сепарации в ТПП «Лангепаснефтегаз» используется струйный насос, в котором в качестве рабочей (активной) среды используется подтоварная вода высокого давления с установкой предварительного сброса.

Так, на ДНС-13 Поточного месторождения после установки предварительного сброса подтоварная вода после насосов с давлением до 2,4 МПа подается на вход жидкостно-газового эжектора.

Газ со 2-й ступени сепарации с давлением 0,27 МПа направляется в приемную камеру эжектора. Эжектор поднимает давление газовой смеси до 0,55 МПа и направляет на прием сепаратора 1-й ступени. Жидкостно-газовый эжектор позволяет утилизировать около 1500 м³/час газа низкого давления и погасить факел.

Выводы:

Описанные в статье мероприятия позволяют решить ряд проблем нефтедобычи, связанных с газопроявлением и необходимостью утилизации попутного нефтяного газа.

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИТОКА НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ФОРСИРОВАННОГО ОТБОРА

*Квеско Б.Б., Кувшинов М.Н., Квеско Р.Б.
(Томский политехнический университет)*

Аннотация. В работе предлагается исследование такого вида течения провести на основе нестационарной, многофазной, изотермической гидродинамической модели с учетом фильтрационной деформации, описанной на основе представлений.

Ключевые слова: скважины, форсированный отбор, гидродинамическая модель.

UDC 532.5:539.4:539.3

FEATURES OF MODELING OF OIL INFLOW IN CONDITIONS OF FORCED SELECTION

*Kvesko B. B., Kuvshinov M. N., Kvesko R. B.
(Tomsk Polytechnic University)*

Abstract. The study of this type of flow is proposed to be carried out on the basis of a non-stationary, multiphase, isothermal hydrodynamic model taking into account the filtration deformation described on the basis of representations.

Keywords: wells, forced selection, hydrodynamic model.

Эксплуатация нефтяных скважин методом форсированного отбора зачастую ведется при забойных давлениях порядка десятков атмосфер, а депрессиях — сотни и выше атмосфер.

При данных условиях приток нефти к забоям скважин нелинеен, имеют место процессы разгазирования нефти и деформации пород призабойной зоны.

При этом наблюдается интенсивное динамическое взаимодействие между многофазным фильтрационным потоком и деформируемой горной породой. Указанное взаимодействие приводит к одновременному существованию двух процессов. С одной стороны, фильтрационное многофазное течение характеризуется переменным по объёму горной породы поровым давлением и межфазным сопротивлением флюида о скелет горной породы, что вызывает перераспределение эффективных напряжений и, следовательно, деформацию скелета.

С другой стороны, изменение порового объёма, как результат данной деформации, ведет к изменению пористости и проницаемости породы, что значительно влияет на динамику фильтрационного потока.

В дальнейшем деформацию породы, вызванную взаимодействием фильтрующейся через неё жидкости, будем называть фильтрационной деформацией, в отличие от деформации, вызванной только нормальными напряжениями.

Необходимо отметить, что при наличии нелинейной фильтрации растет деформационная составляющая, обусловленная касательными напряжениями сил межфазного сопротивления флюид — скелет горной породы (фильтрационная деформация).

В работе предлагается исследование такого вида течения провести на основе нестационарной, многофазной, изотермической гидродинамической модели с учетом фильтрационной деформации, описанной на основе представлений, развитых в работах Био[1] и Николаевского[2].

Таким образом, будем считать, что приток газированной нефти проходит через породы, подвергаемые деформациями от упругих и пластичных до момента разрушения, и описывается:

- уравнениями неразрывности флюида (вода, нефть, газ)

$$\frac{\partial}{\partial t} m s_j \rho_j + \operatorname{div} m s_j \rho_j u_j = m s_j I_{ij}; \quad (1)$$

скелета горной породы

$$\frac{\partial}{\partial t} (1 - m) \rho_c + \operatorname{div} (1 - m) \rho_c u_c = 0; \quad (2)$$

- уравнениями сохранения количества движения флюида

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} m s_j \rho_j u_j + \operatorname{div} m s_j \rho_j \vec{u}_j^2 = & -m s_j \operatorname{grad} p + \operatorname{div} m s_j \vec{\tau}_j + m s_j \rho_j \vec{g} + \\ & + m s_j I_{ij} (u_{ij} - u_j) + \sum_k R'_{jk} + \sum_i R_{ij}; \end{aligned} \quad (3)$$

скелета горной породы

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} (1 - m) u_c + \operatorname{div} (1 - m) s_k u_c^2 = \\ = -(1 - m) \frac{1}{\rho_c} \operatorname{grad} p + \frac{1}{\rho_k} \operatorname{div} \sigma_{ij}^{ef} + (1 - m) g - R_{cj}; \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{ij}^{ef} = (1 - m) (\sigma_{ij} + p \delta_{ij}) = \Gamma_{ij} + p \delta_{ij} = \\ = (K - \frac{2}{3} G) e_{ij}^c \delta_{ij} + 2 G e_{ij}^c - \alpha_c K T_c \delta_{ij} + \beta_c K p \delta_{ij}; \end{aligned}$$

- уравнением равновесия скелета горной породы
-

$$\frac{\partial \sigma_{ij}^{ef}}{\partial x_j} = 0 \quad (5)$$

$$e_{ij}^c = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_{ci}}{\partial x_j} + \frac{\partial u_{cj}}{\partial x_i} \right); \quad (6)$$

где $J_{ij} = J_{ji}$ – интенсивность фазовых превращений в единице объема и в единицу времени; m – объемная концентрация непрерывной фазы (флюида); s_j – насыщенность j -фазы флюида; s_k – насыщенность k -й фракции твердой фазы; ρ – плотность; u – скорость фильтрации (среднерасходная скорость); p – давление в непрерывной фазе; τ_j – тензор вязких напряжений флюида; R'_{jk} – суммарная сила трения флюид – твердая фаза; R_{ji} – сила трения газ–

жидкость; σ_k – тензор напряжений твердой фазы; индекс c относится к скелету; σ_{ij}^{ef} — эффективные напряжения в твердой матрице; σ_{ij} — истинные напряжения, действующие в твердой матрице; u_c – среднерасходная скорость движения частиц скелета; Γ_{ij} – полное напряжение (горное давление); K , G — упругие коэффициенты пористой матрицы; $R_{cj} = a(u - u_c)_j + b|u - u_c|_j(u - u_c)_j$ – сила межфазного сопротивления (флюид – скелет горной породы); u – скорость фильтрации флюида; β — сжимаемость и α — коэффициент теплового расширения, соответствующие уравнению состояния самого материала, слагающего твердую фазу:

$$\frac{\rho_c}{\rho_{c0}} = 1 - \frac{1}{3}\beta_c \frac{\Gamma_{ij} + m p \delta_{ij}}{1 - m} \delta_{ij} - \alpha_c T_c. \quad (7)$$

Характерной особенностью приведенной системы уравнений (1) – (6) является взаимное влияние напряженно-деформируемого состояния горной породы и происходящего в ней фильтрационного процесса. При описании напряженно-деформируемого состояния среды напряжения и давления будем отсчитывать от состояния, в котором напряжения компенсируются горным давлением.

При численной реализации системы (1) — (6) использован итерационный метод SIMPLE (Semi – Implicit Method for Pressure – Linhid Educations – полунявный метод для связывающих давление уравнений), предложенный в работах [3,4]. Дискретизация дифференциальных уравнений в этом методе осуществляется на основе метода конечных объемов на разнесённых (смещённых) сетках. При этом различные уравнения используют свои контрольные объёмы. Эти контрольные объёмы формируются вокруг узловой точки, связанной с конкретной неизвестной величиной.

Выводы:

Пробные расчеты для случая притока газированной безводной нефти показали значительное влияние фильтрационной деформации на характер изменения эффективных напряжений.

Перераспределение газовой и жидкой фаз в виде аналога поршневой структуры вызывает импульсное изменение касательных эффективных напряжений по радиальному направлению при постоянстве нормального напряжения. Последнее приводит к появлению волнового эффекта в изменении фильтрационно-ёмкостных свойств в окрестности призабойной зоны.

Список литературы:

- 1 М.А. Biot. Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media. – J. of applied physics, 1962.- V. 33, n4.- P. 1482 – 1498.
- 2 Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика. - М.: Недра, 1996. -447 с.
- 3 Patankar S.V., Spalding D.B.A Calculation Procedure for Heat , Mass and Momentum Transfer in Three-Dimensional Parabolic Flows // Int.J.Heat Mass Transfer, 1972.- V.15.- P.1787-1806.
- 4 Патанкар С.Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости // пер. с англ. - М : Энергоатомиздат , 1984.- 152 с.

РАСЧЕТ ВЕЛИЧИНЫ ДЕФОРМАЦИИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ, ЗАКРЕПЛЕННОЙ ЦЕНТРАТОРАМИ В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ

П.А. Ларин

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Октябрьский)

Аннотация. В наклонной скважине участок обсадной колонны, расположенный между центраторами, провисает под действием силы тяжести. Когда провисание превышает допустимое значение, качество цементирования такого участка ухудшается. Натяжением можно уменьшить провисание. В данной работе устанавливается зависимость силы натяжения от расстояния между центраторами и углом наклона скважины, обеспечивающая приемлемое провисание.

Ключевые слова: скважина, обсадная колонна, качество цементирования, зависимость силы натяжения от расстояния между центраторами и углом наклона.

UDC 622.245.723

CALCULATION OF THE DEFORMATION VALUE OF THE CASING STRING FIXED BY CENTRALIZERS IN DIRECTIONAL WELLS

Larin P. A.

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

Abstract. In the inclined bore area of the casing located between the centralizers, sagging under the force of gravity. When the deflection is greater than the allowable value, the quality of the cementing of this portion deteriorates. Tension can reduce sagging. In this paper, the dependence of the tension force on the distance between the centralizers and the angle of inclination of the well, providing an acceptable sagging.

Keywords: well, casing, cementing quality, dependence of tension force on distance between centralizers and inclination angle.

Рассмотрим прямолинейный участок скважины, образующий угол φ с вертикалью. В скважине находится обсадная колонна, представляющая собой трубу, у которой поперечное сечение S , вес единицы длины q , модуль Юнга E . Защемим колонну двумя центраторами - якорями на расстоянии L друг от друга. Пусть длина этого участка колонны при отсутствии внешних сил равна L_0 . Мысленно колонну заменим упругой линией, лежащей на оси колонны. В поле силы тяжести упругая линия колонны примет вид OAL , показанный на рисунке 1.

Введём правую систему координат $Oxyz$, направив ось Ox по оси скважины, перпендикулярную к ней ось Oy в плоскости упругой линии, а ось Oz (которая не изображена на рисунке 1) перпендикулярно этой плоскости.

Найдём уравнение упругой линии OAL колонны, т. е. найдём зависимость $y = y(x)$. Для этого рассмотрим часть OA колонны, которая в отсутствии внешних сил имеет длину s , $s \in [0, L_0]$ (рисунок 2). Её вес $P = qs$. Обозначим через α угол между осью Ox и касательной в точке A . Тогда в точках O и L будем иметь $\alpha = 0$. Введём обозначения внешних сил, действующих на участок OA :

$\vec{T}$, $\vec{R}$ – продольная сила и сила реакции со стороны центратора в точке O ,
 $\vec{T}_A$, $\vec{N}_A$ – продольная сила и поперечная сила в точке A ;
 $\vec{P}$ – сила тяжести.

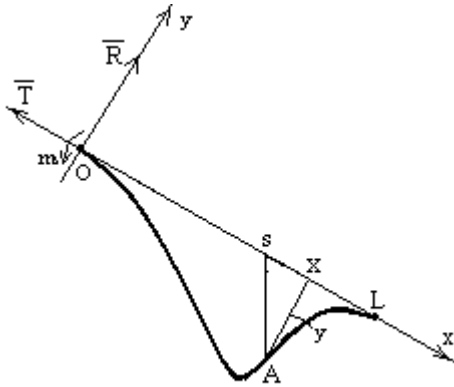


Рис. 1

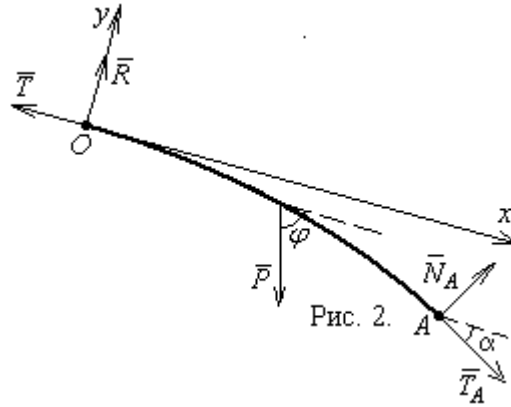


Рис. 2.

Составим условие равновесия этих сил

$$\vec{T} + \vec{R} + \vec{T}_A + \vec{N}_A + \vec{P} = \vec{O}.$$

Запишем эти векторы в координатной форме. Для векторов $\vec{R}$, $\vec{P}$ имеем

$$\vec{R} = (0, R, 0), \quad \vec{P} = (qs \cos \varphi, -qs \sin \varphi, 0).$$

Ради определённости будем считать, что в точке O приложена сила натяжения, т. е. вектор $\vec{T}$ направлен противоположно оси Ox . Тогда в координатной форме этот вектор запишется следующим образом: $\vec{T} = (-T, 0, 0)$. (Если в точке O приложена сила сжатия, то нужно взять $\vec{T} = (T, 0, 0)$, т. е. в нижеследующих формулах нужно заменить T на $-T$).

Также будем считать, что в точке A $\alpha < 0$, как это показано на рисунке 2, и при движении слева направо угол α уменьшается, т. е. $d\alpha < 0$. Тогда

$$\vec{T}_A = (T_A \cos \alpha, T_A \sin \alpha, 0), \quad \vec{N}_A = (-N_A \sin \alpha, N_A \cos \alpha, 0).$$

Теперь условие равновесия сил запишется так (с учётом того, что $\alpha < 0$):

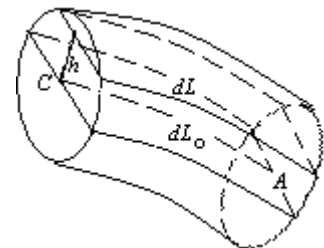
$$\begin{aligned} -T + T_A \cos \alpha - N_A \sin \alpha + qs \cos \varphi &= 0, \\ R + T_A \sin \alpha + N_A \cos \alpha - qs \sin \varphi &= 0. \end{aligned}$$

Из этих равенств получаем

$$\begin{aligned} T_A &= T \cos \alpha - R \sin \alpha - qs \cos(\varphi + \alpha), \\ N_A &= -T \sin \alpha - R \cos \alpha + qs \sin(\varphi + \alpha). \end{aligned} \quad (1)$$

Будем считать, что при деформациях выполняется закон Гука, выполняется закон плоских сечений и что площадь поперечных сечений не меняется. Найдём связь между внешними силами и деформациями. Для этого мысленно выделим бесконечно малый кусочек колонны CA (рисунок 3).

Пусть dL_0 – длина осевой поверхности CA и пусть до



деформации она имела длину ds . Тогда относительное удлинение осевой поверхности будет равно $\varepsilon_0 = \frac{dL_0 - ds}{ds}$, отсюда

$$\frac{dL_0}{ds} = 1 + \varepsilon_0. \quad (3)$$

Слой (или волокна) этого кусочка, имеющий координату h по перпендикуляру к осевой поверхности, имеет длину

$$dL = dL_0 - h \cdot d\alpha,$$

где $d\alpha < 0$ – изменение угла наклона касательной при переходе от C к A . Относительное удлинение этого слоя

$$\varepsilon = \frac{dL - ds}{ds} = \varepsilon_0 - h \frac{d\alpha}{ds}.$$

Это удлинение вызовет напряжение

$$\sigma = \varepsilon E = E \left(\varepsilon_0 - h \frac{d\alpha}{ds} \right). \quad (4)$$

Проинтегрировав по всему сечению A , найдём продольную силу в этом сечении

$$T_A = \int_{(S)} \sigma dS = E \left(S \varepsilon_0 - \frac{d\alpha}{ds} \int_{(S)} h dS \right).$$

Из-за симметрии поперечного сечения трубы относительно осевой линии AA (см. рисунок 4, где R_1, R_2 – внутренний и внешний радиусы) имеем $dS(-h) = dS(h)$ (площадь нижних заштрихованных областей равна площади верхних заштрихованных областей), поэтому

$$\int_{(S)} h dS = 0. \quad (5)$$

Следовательно, $T_A = \varepsilon_0 ES$, отсюда

$$\varepsilon_0 = \frac{T_A}{ES}.$$

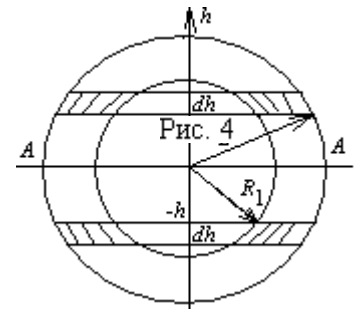


Рисунок 4

Это значение ε_0 и величину T_A из (1) подставим в формулу (3) и получим

$$\frac{dL_0}{ds} = 1 + \frac{T_A}{ES} = 1 + \frac{T \cos \alpha - R \sin \alpha - qs \cos(\varphi + \alpha)}{ES}. \quad (6)$$

Составим условие равновесия моментов внешних сил относительно осевой линии AA .

$$\vec{M} + \vec{M}_A + \vec{M}_P = \vec{O}, \quad (7)$$

где $\vec{M}$ – момент внешних сил, действующих на сечение O ,

$\vec{M}_A$ – момент внешних сил, действующих на сечение A ,

$\vec{M}_P$ – момент силы тяжести участка OA .

Эти векторы перпендикулярны плоскости чертежа, $\vec{M} = M\vec{k}$, $\vec{M}_A = M_A\vec{k}$, $\vec{M}_P = M_P\vec{k}$, где $\vec{k}$ – орт оси Oz . Поэтому равенство (7) можно записать в скалярной форме

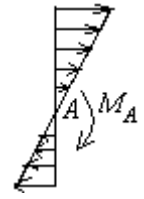
$$M + M_A + M_P = 0. \quad (8)$$

Внешние силы параллельны плоскости Oxy , поэтому их моменты перпендикулярны этой плоскости. Найдём величину каждого момента.

Неравномерность распределения напряжения по сечению (рисунок 5) приводит к появлению изгибающего момента относительно осевой линии AA:

$$M_A = - \int_{(S)} h \sigma dS = -E \left(\varepsilon_0 \int_{(S)} h dS - \frac{d\alpha}{ds} \int_{(S)} h^2 dS \right).$$

Рис. 5.



Величина $\int_{(S)} h^2 dS = J$ есть момент инерции сечения A; для трубы он равен

$$J = \frac{\pi}{4} (R_2^4 - R_1^4). \text{ С учётом (5) получим}$$

$$M_A = EJ \frac{d\alpha}{ds}. \quad (9)$$

Применив эту формулу к сечению O, будем иметь

$$m = M_O = -EJ \frac{d\alpha(0)}{ds}.$$

Знак минус обусловлен тем, что момент m стремится вращать это сечение в противоположную сторону по отношению к M_A (см. рисунок 1). Прежде чем находить M_P , найдём M_{dP} – момент, создаваемый силой тяжести произвольного промежуточного кусочка трубы длины dl вблизи сечения B, имеющего координаты $x = x(l)$, $y = y(l)$, $l \in [0, s]$ (рисунок 6). Его вес $dP = qdl$, вектор силы тяжести $d\vec{P} = (qdl \cos \varphi, -qdl \sin \varphi, 0)$. Так как $\vec{AB} = (x - x(s), y - y(s), 0)$, то

$$\begin{aligned} \vec{M}_{dP} = \vec{AB} \times d\vec{P} &= \begin{vmatrix} \vec{i} & \vec{j} & \vec{k} \\ x - x(s) & y - y(s) & 0 \\ qdl \cos \varphi & -qdl \sin \varphi & 0 \end{vmatrix} = \\ &= qdl [(x(s) - x) \sin \varphi + (y(s) - y) \cos \varphi] \vec{k}. \end{aligned}$$

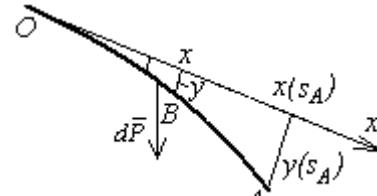


Рис. 6.

Отсюда

$$\begin{aligned} M_P &= \int_0^s M_{dP} = q \int_0^s [(x(s) - x) \sin \varphi + (y(s) - y) \cos \varphi] dl = \\ &= qs [x(s) \sin \varphi + y(s) \cos \varphi] - q \int_0^s (x \sin \varphi + y \cos \varphi) dl. \end{aligned} \quad (10)$$

Так как $\vec{AO} = (-x(s), -y(s), 0)$, то момент суммы сил $\vec{T} = (-T, 0, 0)$ и $\vec{R} = (0, R, 0)$ (действующих на сечение O) относительно осевой линии сечения A равен

$$\vec{AO} \times (\vec{T} + \vec{R}) = \begin{vmatrix} \vec{i} & \vec{j} & \vec{k} \\ -x(s) & -y(s) & 0 \\ -T & R & 0 \end{vmatrix} = -(Rx(s) + Ty(s)) \vec{k}.$$

Теперь получаем суммарный момент сил, действующих в сечении O

$$M \square m \square Rx(s) \square Ty(s). \quad (11)$$

Подставив выражения (9) - (11) в (8) и выполнив простые преобразования, будем иметь

$$EJ \frac{d\alpha(s)}{ds} + m + x(s)(qs \sin \varphi - R) + y(s)(qs \cos \varphi - T) - q \int_0^s (x(l) \sin \varphi + y(l) \cos \varphi) dl = 0.$$

Продифференцируем это уравнение по переменной s :

$$EJ \frac{d^2 \alpha}{ds^2} + (qs \sin \varphi - R) \frac{dx}{ds} + (qs \cos \varphi - T) \frac{dy}{ds} = 0. \quad (12)$$

Но $dx = dL_0 \cos \alpha$, $dy = dL_0 \sin \alpha$ (рисунок 7), поэтому

$$\frac{dx}{ds} = \cos \alpha \cdot \frac{dL_0}{ds} = \cos \alpha \left[1 + \frac{T \cos \alpha - R \sin \alpha - qs \cos(\varphi + \alpha)}{ES} \right], \quad (13)$$

$$\frac{dy}{ds} = \sin \alpha \cdot \frac{dL_0}{ds} = \sin \alpha \left[1 + \frac{T \cos \alpha - R \sin \alpha - qs \cos(\varphi + \alpha)}{ES} \right]. \quad (14)$$

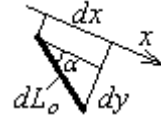


Рисунок 7

Подстановка этих значений в (12) приводит к нелинейному дифференциальному уравнению

$$EJ \frac{d^2 \alpha}{ds^2} + \left[1 + \frac{T \cos \alpha - R \sin \alpha - qs \cos(\varphi + \alpha)}{ES} \right] [qs \sin(\varphi + \alpha) - T \sin \alpha - R \cos \alpha] = 0. \quad (15)$$

Из (13), (14) и требований $x(0) = 0$, $y(0) = 0$ (сечение O трубы не смещается) получаем

$$x(s) = \int_0^s \cos \alpha(l) \left[1 + \frac{T \cos \alpha(l) - R \sin \alpha(l) - ql \cos(\varphi + \alpha(l))}{ES} \right] dl, \quad (16)$$

$$y(s) = \int_0^s \sin \alpha(l) \left[1 + \frac{T \cos \alpha(l) - R \sin \alpha(l) - ql \cos(\varphi + \alpha(l))}{ES} \right] dl. \quad (17)$$

В условиях скважины величина $\alpha = \alpha(s)$ мала, мала также величина

$$\frac{T \cos \alpha(l) - R \sin \alpha(l) - ql \cos(\varphi + \alpha(l))}{ES},$$

что позволяет упростить выражения (15) – (17)

$$EJ \frac{d^2 \alpha}{ds^2} - T \alpha = R - qs \sin j, \quad (18)$$

$$x = s, y = \int_0^s \alpha(l) dl. \quad (19)$$

При $\alpha(0) = 0$, $\alpha(L_0) = 0$, $T > 0$ из уравнений (18), (19) находим

$$y(x) = \frac{(R - Re^{-kL_0} - qL_0 \sin j)(e^{kx} - 1) - (Re^{kL_0} - R + qL_0 \sin j)(e^{-kx} - 1)}{kT(e^{kL_0} - e^{-kL_0})} + \frac{qx^2 \sin j - 2Rx}{2T}, \quad (20)$$

где обозначено

$$k = \sqrt{\frac{T}{EJ}}.$$

Из условия $y(L_0) = 0$ следует

$$R = \frac{qL_0 \sin j}{2}.$$

Подстановка этого значения в (20) даёт

$$y(x) = \frac{qL_0 \sin j}{2kT} \frac{(1 - e^{kx})(1 + e^{-kL_0}) + (1 - e^{-kx})(1 + e^{kL_0})}{(e^{kL_0} - e^{-kL_0})} - \frac{qx \sin j (L - x)}{2T}.$$

Функция $y(x)$ имеет минимум при $x = \frac{L_0}{2}$, равный

$$y_{\min} = \frac{qL_0 \sin j}{2kT} \frac{1}{4} - \frac{kL_0}{4}.$$

Теперь потребуем, чтобы между скважиной и обсадной колонной оставался зазор, обеспечивающий приемлемое цементирование вокруг колонны. Это означает выполнение условия $y_{\min} = -\frac{2}{3}(R_c - R_2)$, где $y_{\min}$ – радиус скважины. Тогда будем иметь

$$\frac{qL_0 \sin j}{2kT} - \frac{kL_0}{4} - \frac{kL_0}{4} y_{\min}.$$

Сделаем замену

$$t = \frac{kL_0}{4} = \frac{L_0}{4} \sqrt{\frac{T}{EJ}}.$$

Тогда

$$\frac{qL_0^4 \sin j}{128EJ} - \frac{t - tht}{t^3} J - y_{\min}. \quad (21)$$

Итак, мы нашли связь между углом наклона скважины φ , расстоянием между центраторами L_0 и продольной силой T , при которой возможно качественное цементирование обсадной колонны.

Найдём расстояние L_0 , при котором не потребуется прилагать силу натяжения. При $T \rightarrow 0$ имеем $t \rightarrow 0$, откуда $\frac{t - tht}{t^3} \rightarrow \frac{1}{3}$ и из (21) получим

$$L_0 J \sqrt[4]{\frac{384EJy_{\min}}{q \sin j}}. \quad (22)$$

Рассмотрим пример:

угол наклона скважины $\varphi = 45^\circ$,
расстояние между центраторами, установленное на поверхности земли $L_0 = 10$ м,
наружный диаметр обсадной колонны $D_2 = 0.1461$ м (тогда $R_2 = 0.07305$ м),
внутренний диаметр обсадной колонны $D_1 = 0.1307$ м (тогда $R_1 = 0.06535$ м),
масса единицы длины трубы $m = 26.2$ кг/м,
диаметр скважины $D_c = 0.2159$ м (тогда $R_c = 0.10795$ м),
плотность цементного раствора $\rho_{\text{ц}} = 1800$ кг/м³,
плотность продажной жидкости $\rho_{\text{п}} = 1200$ кг/м³,
модуль Юнга $E = 2.1 \cdot 10^{11}$ Па.

Найдём вес единицы длины трубы в условиях скважины

$$q = mg + \pi R_1^2 \rho_{\text{п}} g - \pi R_2^2 \rho_{\text{ц}} g = 118,934 \text{ Н}.$$

Далее, $y_{\min} = -0.0233$ м, $J = 8,041 \cdot 10^{-6}$ м⁴. Подставив эти значения в (22), получим $L_0 J = 20,588$ м. При $L_0 > 20,588$ м нужна сила натяжения, определяемая формулой (21):

при $L_0 = 21$ м получаем $T = 1,25 \cdot 10^4$ Н;
при $L_0 = 23$ м получаем $T = 7 \cdot 10^4$ Н;
при $L_0 = 25$ м получаем $T = 1.3 \cdot 10^5$ Н;
при $L_0 = 30$ м получаем $T = 2.7 \cdot 10^5$ Н. [2-10].

Список литературы:

1. Кинашвили Р. С. Сопротивление материалов.- М.: Наука, 1965. – 388 с.
2. Gabdrakhmanova, K.F. The way of using geothermal resources for generating electric energy in wells at a late stage of operation [Text] / K.F. Gabdrakhmanova, G.R. Izmaylova, P.A.

3. Пат. 2622059 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/24, F 01 К 25/14. Способ добычи нефти путем воздействия на нефтяной пласт [Электронный ресурс] / Арсланов И.Г., Габдрахманова К.Ф., Колосов Б.В., Ларин П.А., Сулейманов Р.Н., Усманова Ф.Г.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2016114107; заявл. 12.04.2016; опубл. 09.06.2017, Бюл. № 16. – Режим доступа: <http://new.fips.ru/>.

4. Ларин, П.А. Работа центробежного насоса на два коллектора [Текст] / П.А. Ларин, А.С. Галеев, Р.Н. Сулейманов // 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. 62-68.

5. Работа насоса на два коллектора [Текст] / П.А. Ларин, А.С. Галеев, Г.И. Бикбулатова, Ю.А. Болтнева // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан (Альметьевск, 28-29 октября 2016 г.) / отв. ред. Р.З. Нургалиев. – Альметьевск: Изд-во Альметьевского государственного нефтяного института, 2016. – Т. 2. – С. 383-386.

6. Колосов, Б.В. Модель анизотропной жидкости для плоского течения куэтта [Электронный ресурс] / Б.В. Колосов, П.А. Ларин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2016. – № 1. – С. 255-270. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

7. Пат. 2568360 Российская Федерация, МПК F 26 В 3/02, F 26 В 21/04, F 26 В 23/02, F 26 В 19/00. Способ и устройство для утилизации газов в сушильной установке [Электронный ресурс] / Колосов Б.В., Габдрахманова К.Ф., Ларин П.А., Усманова Ф.Г., Бессонов С.И.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2014142382/06; заявл. 21.10.2014; опубл. 20.11.2015, Бюл. № 32. – Режим доступа: <http://new.fips.ru/>.

8. Ларин, П.А. О решении одномерного неоднородного волнового уравнения в конечном виде [Текст] / П.А. Ларин // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 9-10. – С. 2169-2173.

9. Галеев, А.С. Выбор экономичного режима работы насоса, качающего на два коллектора [Текст] / А.С. Галеев, А.Н. Горшков, П.А. Ларин // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2014. – Т. 12. – № 1. – С. 169-174.

10. Ларин, П.А. Определение расстояния между центраторами на участке обсадной колонны, подвергнутом деформации растяжения или сжатия [Текст] / П.А. Ларин, Р.В. Степанов, В.Н. Ковалёв // Научно-технический вестник Поволжья. – 2010. – № 1. – С. 110-115.

**НЕОБХОДИМОСТЬ УЧЕТА ИЗМЕНЕНИЙ
КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН
В ПРОЦЕССЕ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА**

В.Ш. Мухаметшин

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Октябрьский)

Аннотация. Проведено изучение влияния комплекса геолого-промысловых параметров на коэффициенты продуктивности залежей в условиях различных групп объектов в коллекторах. Выявлен характер и степень влияния параметров. Исследованы факторы, оказывающие влияние на изменение продуктивности скважин в процессе вскрытия пласта: механические, физико-литологические, физико-химические и термохимические.

Ключевые слова: коэффициент продуктивности; залежи нефти; карбонатный коллектор; разработка нефтяных месторождений, факторы изменения продуктивности пласта.

**NEED TO ACCOUNT FOR CHANGES
THE PRODUCTIVITY INDEX OF WELLS
IN THE PROCESS OF CLEANING THE BOTTOM-HOLE ZONE OF THE
FORMATION**

Mukhametshin V. Sh.,

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

Abstract. The influence of the complex of geological and field parameters on the productivity coefficients of deposits in different groups of objects in reservoirs was studied. The nature and degree of influence of parameters are revealed. The factors influencing the change of wells productivity in the process of formation opening are investigated: mechanical, physico-lithological, physico-chemical and thermochemical.

Keywords: productivity coefficient; oil deposits; carbonate reservoir; development of oil fields, factors of reservoir productivity change

Во время бурения и вскрытия продуктивного горизонта призабойная зона пласта (ПЗП) претерпевает различного рода воздействия, что приводит к существенному изменению производительности скважины по отношению к естественной.

После вскрытия пласта на стенке скважины возникают кольцевые напряжения, приводящие к смыканию трещин и ухудшению фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта, которая, по мнению Г.Т.Овнатанова, ограничивается окружностью радиусом, не превышающим 1 м.

Среди факторов, оказывающих влияние на изменение продуктивности скважин в процессе вскрытия пласта, в работах выделяются механические, физико-литологические, физико-химические и термохимические.

Механическое загрязнение ПЗП обуславливается: засорением пористой среды ПЗП твердой фазой бурового или промывочного раствора при бурении; впрыскиванием в поровую среду ПЗП породы, разрушаемой долотом; закупоркой тонкого слоя породы вокруг забоя глиной или тампонажным цементом в процессе крепления скважин; проникновением глинистого и особенно тампонажного растворов в трещины; обогащением ПЗП коллоидно-дисперсной системой за счет кольматажа и суффозии при возвратно-поступательном движении фильтрата и пластового флюида в процессе спуско-подъемных операций.

Основой физико-литологических причин ухудшения продуктивности глинистых пластов является гидратация и разбухание глинистого материала при контакте с пресной водой. Степень набухания глинистых минералов зависит от их качественного состава и количества воды, которое может удержать этот или иной минерал. Это ухудшение обусловлено проникновением в ПЗП фильтрата бурового раствора. Кроме того, снижение продуктивности происходит и по другим причинам, а именно: при контакте пресной воды с некоторыми минералами может произойти обмен основных радикалов, разложение минералов, перераспределение зерен и перекрытие фильтрационных каналов; при большом объеме проникшего в ПЗП фильтрата возможно растворение, перенос и переотложение солей, а также отложение их из высокоминерализованного фильтрата; при разбуривании вышележащих пород в глинистый раствор могут попасть глинистые частицы минералов с высокой степенью разбухания, причем в химически обработанном буровом растворе разбухание их происходит медленно, а после вдавливания этих частиц в поры или трещины призабойной зоны пласта происходит разбухание и значительное увеличение их размеров.

К группе физико-химических причин, ухудшающих продуктивность скважин, относятся: проникновение в пористую среду воды, что приводит к увеличению водонасыщенности, и создание «блокирующей» преграды фильтрации нефти и газа за счет разности поверхностных натяжений с пластовым флюидом; возникновение капиллярного давления, которое появляется при проникновении фильтрата в породу. При угле смачивания породы водой менее 90^0 (гидрофильные породы) избыточное капиллярное давление противодействует вытеснению ее из пласта; закупорка пор каплями нефти в потоке фильтрата или фильтрата в потоке нефти. Во время освоения скважины при обратном движении жидкости капли нефти попадают в фильтрат промывочного раствора и воды. Если диаметр таких капель меньше диаметра фильтрационных каналов, то происходит перекрытие и ухудшение проницаемости; не растворимые в нефти адсорбционные пленки, образующиеся на границе раздела вода-нефть, которые обладают высокой прочностью и напряжением сдвига. В пористой среде капли, окруженные этими адсорбционными пленками, не могут слиться ни с общим фронтом воды, ни с погребенной водой, находящейся около контактов зерен породы. Эти капли, двигаясь в нефти, занимают центральную часть пор, закупоривая их, если диаметр пор не превышает диаметра капли. При подходе фронта нефти во время вытеснения фильтрата промывочного раствора из пористой среды эти капли воды, окруженные пленками асфальтенов, не способны в процессе дальнейшего течения их в пористой среде слиться друг с другом. В определенных условиях это может привести к существенному снижению проницаемости ПЗП, образованию эмульсии в гидрофобной среде. На поверхности раздела нефть-вода концентрируются асфальтосмолистые вещества нефти, образуя твердые пленки, присутствие которых исключает возможность слияния капель воды и вызывает закупорку отдельных пор или участков пористой среды, что затрудняет приток нефти к забою скважин. Образованию эмульсий способствуют соли, растворимые в воде; образование «бронированной» эмульсии в крупнозернистой среде, в основном в трещинах. Под «бронированной» эмульсией понимается эмульсия, состоящая из глобул с повышенной прочностью поверхностной пленки. Эта прочность создается прилипшими к пленке микроскопическими твердыми частицами, которые на своей поверхности тоже имеют пленку из жидкости с поверхностно-активными веществами. Чем больше этих частиц на поверхностной пленке глобул эмульсии, тем больше ПАВ удерживается на них и, следовательно, на поверхности пленки глобул. Кроме того, частицы, плавающие на пленке, соединяются между собой вследствие сил притяжения. Эти физико-химические явления увеличивают толщину поверхностно-активной пленки глобул эмульсии и уменьшают стекание жидкости с них. Все это повышает прочность пленки, как бы бронируя глобулы и эмульсию в целом от разрушения. Эмульсия продавливается в крупные поры и трещины призабойной зоны, в результате чего ухудшается фильтрационная характеристика ПЗП; обогащение бурового раствора пластовыми водами верхних горизонтов. Проникший в микротрещины фильтрат, содержащий щелочную воду,

соприкасаясь с глиной, может вызвать диспергирование ее щелочными электролитами. Это может привести к связыванию дисперсной среды в гидратные оболочки значительной толщины и к ухудшению проницаемости ПЗП; гидрофильная коагуляция, обусловленная электролитами, содержащимися в глинистых суспензиях, особенно в естественном промывочном растворе. Щелочные электролиты, натриевые соли, сода и полифосфаты после обменной адсорбции ионов вызывают сильную гидротацию частиц глины. Электролиты с полиэквивалентными катионами, хлориды кальция, магния, алюминия вызывают после адсорбции ионов резкую дегидратацию поверхностей частиц. Взаимодействие электролитов может привести к сцеплению их по всей поверхности и к образованию агрегированной взвеси в пористой среде. Этот физико-химический процесс также может отразиться на проницаемости призабойной зоны; флокуляция коллоидно-дисперсных частиц и оседание их в пористой среде при контактировании фильтрата промывочного раствора с пластовой водой. Этот процесс тем сильнее, чем больше разница в физико-химических свойствах соприкасающихся вод, что также вызывает ухудшение продуктивности скважин; образование на поверхности породы пристенных слоев жидкости за счет замещения одной жидкости в поровом пространстве другой. С увеличением полярности жидкости уменьшается ее проницаемость.

К группе термохимических причин, которые приводят к снижению естественной продуктивности при изменении термодинамического равновесия в ПЗП, относятся: отложение парафина на скелете пласта в залежах с низкой пластовой температурой и увеличение вязкости нефти. Процесс этот происходит при охлаждении призабойной зоны во время вскрытия пласта; проникновение в продуктивный пласт нижних высокотемпературных и сильноминерализованных вод и последующее охлаждение их, способствующее отложению солей и ухудшению проницаемости призабойной зоны.

Все эти факторы значительно снижают потенциальные возможности скважин и проявляются как совместно, так и по отдельности.

После перфорации, освоения и пуска скважин в эксплуатацию начинается процесс очистки призабойной зоны, сопровождающийся увеличением продуктивности. Время очистки призабойной зоны определяется многими факторами и изменяется в довольно широких пределах. Так, например, по данным Г.Б.Выжигина, время восстановления продуктивности скважин месторождений Куйбышевской области составляет 2 – 3 года для карбонатных коллекторов и 5 – 6 лет – для терригенных. А.И.Четыркиным показано, что для условий месторождений Пермской области время восстановления продуктивности скважин изменяется от нескольких недель до четырех лет. Исследования, проведенные В.И.Азаматовым, показывают, что в среднем время очистки ПЗП скважин, пробуренных с промывкой на глинистом растворе, составляет 156 суток, а на безглинистом сокращается до пятидесяти суток. А.В.Сидоровский отмечает, что частичная самопроизвольная очистка ПЗП происходит во время освоения или исследования скважины в течение 1-3 суток, а полная – в течение 10-40 суток.

Время очистки призабойной зоны определяется по данным гидродинамических и геофизических (при наличии моделей) исследований. Наиболее информативным параметром, позволяющим оценить степень загрязнения призабойной зоны пласта, является показатель скинэффекта, определение которого производится путем проведения гидродинамических исследований методом восстановления давления и установившихся отборов. Момент очистки может быть установлен исходя из наблюдений за изменением коэффициента продуктивности во времени. Момент стабилизации этого параметра характеризует момент окончания очистки ПЗП.

При отсутствии систематических гидродинамических исследований за потенциальный коэффициент продуктивности можно принять его прогнозную величину, определенную по косвенным (геофизическим) данным. Сравнение потенциального и фактического значений коэффициента продуктивности позволяют определить состояние призабойной зоны.

В условиях слабой освещенности гидродинамическими исследованиями скважин и

пластов объектов в карбонатных коллекторах, анализируемых в данной работе, время очистки призабойной зоны скважин определялось с использованием подхода, предложенного в работах [1]. Согласно этим работам время очистки ПЗП равно времени с момента начала эксплуатации скважины до момента достижения скважиной максимального оптимального дебита в период отсутствия закачки с учетом рационального режима эксплуатации. Время очистки ПЗП определялось отдельно по скважинам четырнадцати групп объектов [2], которые были освоены с использованием солянокислотных обработок и без использования. С целью устранения дополнительных «шумов» были выбраны скважины, в которых во время очистки не проводилось воздействие на ПЗП (не считая обработки при освоении). Считалось, что скважина достигла максимального оптимального дебита в момент, после которого он не превышал десять процентов, т.е. на величину погрешности определения дебита скважин.

Анализ распределения скважин по времени выхода на максимальный оптимальный дебит отдельно по группам скважин, в которых проводились соляно-кислотные обработки при освоении и не проводились, показал, что в условиях разных групп объектов наблюдается различие во времени выхода скважин на максимальный оптимальный дебит как с применением СКО при освоении, так и без неё, что объясняется геолого-физическими особенностями пород-коллекторов и различием в физико-химических свойствах пластовых флюидов, которые обуславливают степень загрязнения призабойной зоны продуктами бурения и срок ее очистки. Практически в пределах всех групп объектов наблюдается уменьшение времени выхода скважин на максимальный оптимальный дебит при проведении СКО по сравнению со скважинами, в которых обработки при освоении не проводились. Сокращение времени очистки призабойной зоны пласта и восстановление проницаемости до естественной при этом достигается за счет нарушения равновесия поверхностно-молекулярных сил, которые имеют место в результате внедрения в пласт технической воды при бурении, прочно удерживаемой капиллярными силами.

Приведенные в таблице 1 значения времени выхода скважин на максимальный оптимальный дебит показывают, что время очистки призабойной зоны пласта без проведения СКО при освоении изменяется от одного до пятнадцати месяцев, с проведением СКО – от одного до двенадцати месяцев.

Однако подавляющее большинство скважин (от 80 до 90% общего фонда) выходят на максимальный оптимальный дебит в течение первых шести месяцев.

Средние значения времени достижения скважинами максимального оптимального дебита по группам объектов без проведения СКО составляют 90-165 сут (в целом по всем объектам – 116 сут), а с проведением СКО – 69-119 сут (в целом по всем объектам – 93 сут). При этом проведение солянокислотных обработок при освоении позволяет сократить время очистки призабойной зоны в 1,01 – 1,45 раза, а в целом по всем объектам в 1,25 раза. Обращает на себя внимание тот факт, что в условиях наиболее трещиноватых коллекторов объектов групп 5 (известняки турнейского яруса Юго-Восточного склона Русской платформы) и 7 (известняки фаменского яруса Белебеевско-Шкаповской вершины) проведение СКО практически не приводит к сокращению времени достижения максимального оптимального дебита (время очистки сокращается соответственно лишь в 1,01 и 1,08 раза). По этим же объектам отмечается и меньший срок выхода на максимальный оптимальный дебит без проведения СКО при освоении. Этот факт, по-видимому, можно объяснить тем, что в процессе вскрытия пластов бурением промысловая жидкость проникает в пласт, в основном, по трещинам.

После перфорации скважины продукты бурения достаточно эффективно выносятся из пласта при создаваемых депрессиях. При этом поверхностно-молекулярные силы не играют существенного значения и нет особой необходимости уменьшать их путем проведения солянокислотных обработок.

Изучение изменения коэффициента продуктивности скважин во времени с момента освоения и до выхода на максимальный оптимальный дебит показало, что кривые, характеризующие динамику изменения коэффициента продуктивности по скважинам групп объектов, достаточно близко располагаются друг от друга в координатах $K'_{prod} / K_{prod} - t' / t_0$, где K'_{prod} - текущее значение коэффициента продуктивности в момент времени t' , т.е. времени, прошедшего с момента пуска скважины в эксплуатацию; K_{prod} - коэффициент продуктивности, определенный в момент времени t_0 , т.е. времени, прошедшего с момента выхода ее на максимальный оптимальный дебит.

Таблица 1 - Значение времени выхода скважин на максимальный оптимальный дебит

Группа объектов	Без проведения СКО при освоении, сут		С проведением СКО при освоении, сут	
	максимальное	среднее	максимальное	среднее
1	395	116	365	101
2	456	140	274	100
3	456	165	365	117
4	426	137	334	119
5	395	95	334	94
6	426	125	304	93
7	426	90	243	83
8	334	103	182	75
9	365	101	274	80
10	365	122	274	98
11	365	130	304	103
12	456	110	274	87
13	304	99	304	78
14	334	100	304	69
1-14	456	116	365	93

Статистическая обработка результатов исследований позволили получить следующие зависимости:

$$\frac{K'_{prod}}{K_{prod}} = \frac{t' / t_0}{0,3 + 0,7 t' / t_0} \quad (1)$$

(для условий скважин объектов группы 1);

$$\frac{K'_{prod}}{K_{prod}} = 0,32 + 0,68 t' / t_0 \quad (2)$$

(для условий скважин объектов группы 2);

$$\frac{K'_{prod}}{K_{prod}} = 0,30 + 0,70 t' / t_0 \quad (3)$$

(для условий скважин объектов группы 3);

$$\frac{K'_{prod}}{K_{prod}} = 0,18 + 0,82 t' / t_0 \quad (4)$$

(для условий скважин объектов группы 4);

$$\frac{K'_{prod}}{K_{prod}} = 0,99 + 0,26 \ln \left(\frac{t'}{t_0} \right) \quad (5)$$

(для условий скважин объектов группы 5);

$$\frac{K'_{prod}}{K_{prod}} = 0,31 + 0,69 \frac{t'}{t_0} \quad (6)$$

(для условий скважин объектов группы 6);

$$\frac{K'_{prod}}{K_{prod}} = 1,00 + 0,25 \ln \left(\frac{t'}{t_0} \right) \quad (7)$$

(для условий скважин объектов группы 7);

$$\frac{K'_{prod}}{K_{prod}} = 0,30 + 0,70 \ln \left(\frac{t'}{t_0} \right) \quad (8)$$

(для условий скважин объектов группы 8);

$$\frac{K'_{prod}}{K_{prod}} = 0,49 + 0,51 \frac{t'}{t_0} \quad (9)$$

(для условий скважин объектов группы 9);

$$\frac{K'_{prod}}{K_{prod}} = \frac{2,48 \frac{t'}{t_0}}{1,50 + \frac{t'}{t_0}} \quad (10)$$

(для условий скважин объектов группы 10);

$$\frac{K'_{prod}}{K_{prod}} = 0,35 + 0,65 \frac{t'}{t_0} \quad (11)$$

(для условий скважин объектов группы 11);

$$\frac{K'_{prod}}{K_{prod}} = 0,19 + 0,81 \frac{t'}{t_0} \quad (12)$$

(для условий скважин объектов группы 12);

$$\frac{K'_{prod}}{K_{prod}} = 0,35 + 0,65 \frac{t'}{t_0} \quad (13)$$

(для условий скважин объектов группы 13);

$$\frac{K'_{prod}}{K_{prod}} = 0,82 + 0,92 \frac{t'}{t_0} \quad (14)$$

(для условий скважин объектов группы 14).

Значения коэффициентов корреляции зависимостей (1) – (14) изменяются от 0,855 до 0,977, значения относительных погрешностей – от 5,7 до 33,1% (в среднем – 16,8%).

Установлено, что в интервале изменения параметра t'/t_0 от 0,05 до 1,0, т.е. практически с момента пуска скважины в эксплуатацию и до момента выхода на максимальный оптимальный дебит, происходит закономерное увеличение коэффициента продуктивности за счет очистки призабойной зоны пласта. Причем максимальное значение

продуктивности имеет место в момент выхода скважины на максимальный оптимальный дебит.

Характер очистки призабойной зоны при этом в условиях различных групп объектов имеет как определенные сходства, так и различия. Так, например, характер изменения коэффициента продуктивности скважин турнейских объектов групп 2, 3, 6, а также фаменских объектов группы 8 практически идентичен (исходя из сравнения коэффициентов регрессии уравнений (2), (3), (6), (8)).

Аналогичен характер изменения свойств призабойной зоны в процессе очистки у скважин объектов групп 5 и 7, а также групп 4, 13, 12. Скважины относительно наиболее трещиноватых объектов групп 5 и 7 отличаются от скважин других объектов более интенсивной очисткой призабойной зоны в начальный период. На момент времени, равный четверти времени выхода скважин на максимальный оптимальный дебит, коэффициент продуктивности по отношению к начальному увеличивается в 2,5 раза, а за оставшийся период – в 1,5 раза.

По остальным объектам коэффициент продуктивности на всем интервале изменения параметра t'/t_0 растет равномерно (за исключением скважин объектов групп 1, 10, процесс очистки призабойной зоны которых имеет несколько иной, промежуточный характер). Наименьшее снижение коэффициента продуктивности скважин после ввода их в эксплуатацию по отношению к коэффициенту продуктивности на момент выхода на максимальный оптимальный дебит наблюдается по скважинам ассельско-сакмаро-артинских объектов группы 9 – в 2 раза, в то время как по скважинам остальных групп объектов продуктивность снижается в 3,3 – 10 раз, а в среднем, по скважинам всех объектов – в 4,5 раза.

Зависимости (1) – (14), а также модели для определения коэффициента продуктивности в момент выхода скважин на максимальный оптимальный дебит по косвенным данным позволяют решать приближенно ряд важных задач разработки как по анализируемым объектам, так и по аналогичным им по геолого-промысловой характеристике:

- прогнозировать время очистки призабойной зоны пласта (путем подстановки в соответствующее уравнение значений параметров $K'_{\text{прод}} / K_{\text{прод}}$ и t' ;
- прогнозировать увеличение коэффициента продуктивности скважин по месяцам и осуществлять на этой основе выбор оборудования и режимов его работы;
- оценивать необходимость проведения воздействия на призабойную зону с целью интенсификации процесса нефтеизвлечения;
- оценивать эффективность вскрытия пластов бурением при различных технологиях (путем сравнения полученных зависимостей и фактических после вскрытия пласта по иной технологии).

На использование зависимостей (1) – (14) накладываются следующие ограничения: $K'_{\text{прод}} / K_{\text{прод}} > 0,1$; $t_0 \leq 456 \text{ сут}$; $K_{\text{прод}} \leq 20 \text{ м} / \text{сут} \cdot \text{МПа}$; $t' \geq 30,4 \text{ сут}$.

Список литературы:

1 Термогазохимическое воздействие на малодобитные скважины / Г.А.Чаров, В.И. Азаматов, С.В.Якимов и др.-М.: Недра, 1986. - 150 с.

2 Мухаметшин, В.Ш. Идентификация залежей нефти в карбонатных коллекторах при решении задач разработки [Текст]: учебное пособие / В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УНИ, 1990. – 95 с.

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОЦЕНКИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН
НА ЗАЛЕЖАХ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**В.Ш. Мухаметшин,
Л.С. Кулешова*(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г.
Октябрьский)*

Аннотация. Изучение характера и степени изменения коэффициента продуктивности скважин в процессе их эксплуатации имеет важное значение для повышения точности технологических расчетов производительности скважин и решения различных задач разработки. Характеристика пласта по продуктивности остается постоянной только при определенных условиях, ограниченных во времени. В продолжение значительного большего периода времени продуктивность пласта изменяется под влиянием ряда факторов. Для удержания дебитов на проектных уровнях, по мере падения давления и добычи, увеличивают депрессию в скважине или поднимают давление в пласте путем закачки воды. Эти и другие мероприятия, направленные на регулирование процесса разработки, влияют на характер фильтрации и величину коэффициента продуктивности. При всем этом коэффициент продуктивности скважин после очистки призабойной зоны пласта может как увеличиваться, так и снижаться.

Ключевые слова: коэффициент продуктивности; залежи нефти; карбонатный коллектор; разработка нефтяных месторождений.

**TO PROVIDE AN ASSESSMENT OF PRODUCTIVITY OF WELLS
ON DEPOSITS IN CARBONATE RESERVOIRS****Mukhametshin V. Sh.,
Kuleshova L.S.***(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)*

Исследования, проведенные различными авторами, показывают, что снижение пластового и забойного давлений приводит к снижению проницаемости и продуктивности пласта вследствие упругих и упруго-пластических деформаций пористой среды. При этом меняется структура пород и порового пространства, а также характер упаковки. В порово-трещиноватых коллекторах кольцевые и вертикальные сжимающие напряжения при снижении давления на забое соответственно перераспределяются и отражаются как на сжатии скелета пористой среды, так и на смыкании трещин, соответственно снижая проницаемость и продуктивность скважин. Теоретические и экспериментальные исследования В.М.Добрынина показали, что при снижении пластового давления на 10 МПа в процессе разработки залежи, сложенной высокопористыми гранулярными коллекторами, может необратимо уменьшить проницаемость на 2-6%. Для порово-трещиноватых карбонатных коллекторов величина указанных изменений находится в пределах 6-15% начального значения проницаемости. Им было также установлено, что проницаемость уменьшается тем больше, чем выше эффективное напряжение и чем больше глинистого материала в породе.

В условиях отсутствия закачки воды в продуктивные пласты существенное влияние на изменение гидропроводности и продуктивности оказывает снижение депрессии на пласт ввиду снижения пластового давления. Результаты исследований показывают, что со снижением депрессии гидропроводность и продуктивность скважин может уменьшаться в несколько раз за счет уменьшения работающей толщины пласта и смыкания трещин.

Особенно существенно продуктивность снижается в неоднородных пластах. Организация поддержания пластового давления и повышение депрессии позволяют увеличить работающую толщину пласта, вовлечь в разработку дополнительные пропластки и способствуют увеличению продуктивности скважин.

В процессе эксплуатации скважин в призабойной зоне происходят различные физико-химические процессы, приводящие к затуханию фильтрации и снижению проницаемости и продуктивности. Это снижение происходит в связи с отложением асфальтосмолистых, парафиновых фракций и органических солей с формированием на поверхности пор и трещин адсорбционно-сольватных оболочек. Эти оболочки имеют аномально высокую вязкость по сравнению с нефтью и создают дополнительные сопротивления при течении жидкости вследствие уменьшения эффективного диаметра поровых каналов в призабойной зоне пласта и уменьшают проницаемость. Снижение проницаемости зависит от содержания полярных веществ, температуры, давления, минералогического состава породы и количества остаточной воды. При фильтрации нефти через пористые среды проницаемость снижается до определенного предела, соответствующего моменту наступления равновесия в системе нефть-порода. При увеличении содержания асфальтосмолистых веществ в нефти происходит дальнейшее снижение проницаемости, но затем процесс стабилизируется. С ростом давления и температуры уменьшается интенсивность затухания фильтрации за счет уменьшения толщины слоя адсорбированных молекул асфальтосмолистых веществ. Это связано с ослаблением молекулярных связей с поверхностью породы и ростом возможности срыва пленки нефти. Проницаемость при этом возрастает. Влияние минералогического состава породы обусловлено различной сорбционной способностью, размером породообразующих фракций и удельной поверхностью пород.

Снижение температуры вызывает резкое увеличение вязкости нефти, уменьшение ее подвижности, снижение производительности скважин. Влияние это не одинаково для различных месторождений и зависит от состава и свойств нефтей. Другой причиной изменения вязкости нефти в процессе разработки месторождений является перемещение более плотной и вязкой нефти с периферийных участков к центру залежи по мере отбора маловязкой нефти из центральных участков.

При снижении пластового и забойного давлений ниже давления насыщения имеет место фильтрация многофазной жидкости, что приводит к значительному снижению продуктивности скважин.

Снижение продуктивности в результате комплексного воздействия вышеперечисленных причин компенсируется в процессе разработки многочисленными технологическими операциями по воздействию на призабойную зону. Продуктивность в этих случаях, как правило, повышается, иногда в десять и более раз.

Таким образом, коэффициент продуктивности скважин не является величиной постоянной во времени и может существенно изменяться под влиянием различных факторов. Поэтому важное значение имеет изучение изменения его в процессе разработки для выявления периода, когда он в наибольшей степени отражает реальные свойства пласта, что необходимо для решения широкого круга задач разработки.

Анализ изменения коэффициента продуктивности во времени по 14-ти группам объектов в карбонатных коллекторах [1] показал, что после достижения максимальной продуктивности в момент выхода скважин на максимальный оптимальный дебит наблюдается некоторая стабилизация этого параметра и затем его падение (на участках, не охваченных заводнением) по скважинам, в которых не проводились солянокислотные обработки, что связано с комплексным влиянием вышеперечисленных причин. Однако темп и характер снижения продуктивности во времени в условиях групп различен, что указывает на особенности гидродинамического и геологического характера. Так, например, к восьмому году эксплуатации скважин коэффициент продуктивности по ним снижается по сравнению с коэффициентом продуктивности на момент выхода на максимальный оптимальный дебит в 1,4 – 5,0 раз, а в среднем по всем объектам в 2,5 раза. Наименьшее снижение отмечается по

скважинам турнейского яруса групп объектов 3 и 4, которые характеризуются большей активностью законтурных и подошвенных вод, и пластовое давление по ним падает менее интенсивно, чем в условиях других групп объектов. Наиболее интенсивно коэффициенты продуктивности снижаются в условиях более трещиноватых объектов групп 5 и 7 за счет смыкания трещин, а также объектов группы 13, имеющих повышенную вязкость нефти. Однако многократное снижение продуктивности скважин нельзя объяснить только снижением пластового давления и упругими деформациями пород, т.к., по данным В.М.Добрынина, проницаемость при снижении пластового давления на 10 МПа уменьшается в условиях порово-трещиноватых коллекторов лишь на 6-15%. По-видимому, такое снижение объясняется также падением депрессии на пласт, уменьшением работающей толщины, многофазностью потока жидкости и отложением асфальто-смолистых веществ в призабойной зоне пласта. Проведение солянокислотных обработок, как видно, в среднем в 1,5 – 2,0 раза повышает коэффициент продуктивности, однако тенденция снижения продуктивности во времени сохраняется.

В таблице 1 приведены значения времени начала падения коэффициента продуктивности скважин после выхода их на максимальный оптимальный дебит. При этом считалось, что продуктивность скважин снизилась, если она отличается на 10% от продуктивности в момент времени t_o (за счет погрешности определения K_{prod}).

Как видно из таблицы, наибольшее время стабилизации коэффициента продуктивности скважин имеют объекты групп 3, 4, 8, 10, что объясняется относительно медленным снижением пластового давления, а наименьшее время стабилизации отмечается по объектам группы 7 (трещиноватые известняки), группы 9 (имеет место режим растворенного газа за счет снижения практически с самого начала разработки пластового давления ниже давления насыщения нефти газом), группы 11 (порово-трещиноватые известняки башкирского яруса).

Таблица 1 - Время начала падения коэффициента продуктивности скважин после выхода их на максимальный оптимальный дебит

По скважинам групп объектов	1	2	3	4	5	6	7
Время, год	2,0	1,5	3,0	3,5	1,5	2,0	1,0

Продолжение таблицы 1

По скважинам групп объектов	8	9	10	11	12	13	14
Время, год	3,5	1,0	3,0	1,0	2,0	2,0	1,5

Дальнейший анализ показал, что после выхода скважин на максимальный оптимальный дебит дальнейшего роста продуктивности не наблюдается, что говорит о завершении в этот момент процесса очистки призабойной зоны после вскрытия пласта бурением [2].

Таким образом, при выборе значений коэффициентов продуктивности для решения различных задач разработки залежей в карбонатных коллекторах необходимо использовать периоды работы скважин, в которых наблюдается стабилизация значений этого параметра.

Список литературы:

1. Мухаметшин, В.Ш. Идентификация залежей нефти в карбонатных коллекторах при решении задач разработки [Текст]: учебное пособие / В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УНИ, 1990. – 95 с.
2. Мухаметшин, В.Ш. Оценка коэффициента продуктивности залежей по косвенным данным на стадии составления первых проектных документов [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 3. – С. 11-12.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Петров В.А., Петрова Л.В., Петров В.В.

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Октябрьский)

Аннотация. Призабойная зона – это часть продуктивного пласта вокруг скважины, в которой термодинамические условия фильтрации существенно отличаются от пластовых. Вследствие радиального и сферического потока и загрязнений коллектора в призабойной зоне пласта градиенты давления и скорости движения флюида, а также фильтрационные сопротивления и потери пластовой энергии составляют значительную величину и носят переменный характер. От состояния коллектора призабойных зон в значительной мере зависит эффективность работы эксплуатационных и нагнетательных скважин при разработке месторождения. Поэтому очень важно сохранить призабойную зону такой, какой она была до вскрытия пласта скважиной, и в последующем своевременно улучшать и восстанавливать ее общее состояние при эксплуатации с проведением эффективных геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: скважина, дебит, электро-гидравлическое воздействие.

RESULT OF APPLICATION ELECTROHYDRAULIC IMPACT ON OBJECTS OIL FIELD

Petrov V. A., Petrova L. V., Petrov V. V.

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

Abstract. A bottom-hole zone is a part of a productive formation around a well in which the thermodynamic filtration conditions differ significantly from those of the reservoir. Due to radial and spherical flow and collector contamination in the bottom-hole zone of the reservoir, pressure gradients and fluid velocity, as well as filtration resistances and reservoir energy losses are significant and variable. The efficiency of production and injection wells in the development of the field largely depends on the condition of the reservoir of bottom-hole zones. Therefore, it is very important to preserve the bottom-hole zone as it was before the well was opened, and in the future it is necessary to improve and restore its General condition in a timely manner during operation with effective geological and technical measures.

Keywords: well, flow rate, electro-hydraulic impact.

В виде геолого-технических мероприятий, направленных на восстановление и увеличение продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин, на нефтяных и газовых промыслах применяются различные методы воздействия на призабойную зону пласта. Выбор и использование того или иного метода зависит от геолого-физических характеристик продуктивного пласта и флюидов.

По механизму воздействия на коллектор пласта и на насыщающие его флюиды одним из наиболее эффективных является разработанный нами метод электрогидравлического воздействия (ЭГВ) на призабойную зону пласта, осуществляемый в импульсном режиме. Метод ЭГВ проводится без использования специальной технологической жидкости, а непосредственно в скважинной жидкости, находящейся на забое. Сконструировано и изготовлено специальное внутрискважинное оборудование для проведения метода ЭГВ –

скважинный генератор электрогидравлических ударов, который опускается и подвешивается на каротажном кабеле геофизического подъемника и приводится в действие в интервале перфорации продуктивного пласта. Для управления и контроля за работой скважинного генератора ЭГВ имеется дополнительный электронный поверхностный блок.

Источниками энергии, позволяющими осуществлять воздействие импульсно-ударными и депрессионо-знакопеременными нагрузками на пласт, являются: высоковольтный импульсно-периодический электрический разряд непосредственно в скважинной жидкости в интервале перфорации, при котором выделяется накопленная на специальных конденсаторах высококонцентрированная электрическая энергия и преобразуется в мощные ударные, тепловые и электромагнитные волны с чередованием импульсных депрессий.

Метод ЭГВ впервые в нефтедобыче (1973 г.) был испытан на нагнетательных скважинах 750 и 1866 Туймазинского нефтяного месторождения. После электрогидравлических воздействий увеличились коэффициенты приемистости этих скважин в 2,5...3 раза. Далее основными объектами для воздействия методом ЭГВ стали нефтяные скважины НГДУ «Туймазанефть», «Бавлынефть», «Азнакаевнефть», «Лениногорскнефть», «Иркеннефть», «Октябрьскнефть», «Повхнефть», СП «Соболь». На отдельных нефтяных скважинах метод ЭГВ проводился в комплексе с использованием химических реагентов. Успешность метода ЭГВ составила 76%; длительность эффекта более 7 месяцев.

В Альметьевском УБР использовался метод ЭГВ при цементировании стволов бурящихся скважин.

Имеются опыты работ по применению технологии метода ЭГВ для очистки фильтров водозаборных скважин на Бавлинской водозаборной станции для г. Октябрьский (совместно с ВНИГИС) и Бакалинского района республики Башкортостан и получены положительные результаты.

Результаты промысловых испытаний и внедрения метода ЭГВ показали его отличительные достоинства:

- высокую технологическую эффективность;
- малую энергоемкость и трудоемкость;
- высокую культуру производства и безопасность труда;
- экологически чистую технологию;
- селективную обработку по интервалу перфорации призабойной зоны продуктивного пласта и без пакеровки, а также без использования специальной рабочей жидкости;
- возможность воздействия в режиме расхаживания «сверху-вниз» или «снизу-вверх»;
- отсутствие подвижных деталей в конструкции скважинного генератора ЭГВ.

Совместно с акционерной нефтяной компанией «Башнефть» и МИНГ им. И.М.Губкина разработан руководящий документ «Инструкция по применению метода электрогидравлического воздействия на призабойную зону пласта», РД 39-2069457-263-88 Р, 1988 г.

На выставке ВДНХ СССР (1989 г.) за разработку «Техника и технология метода электрогидравлического воздействия на призабойную зону пласта» присуждена серебряная медаль.

Научные разработки метода ЭГВ обсуждались на Всесоюзных научно-технических конференциях г. Баку (1973 г.), г. Грозный (1977 г.); научной конференции, посвященной 100-летию со дня рождения Л.С.Лейбензона

(г. Москва, МИНГ им. И.М.Губина, 1979 г.), II Всесоюзной научно-технической конференции «Электрический разряд в жидкости и его применение в промышленности» (г. Николаев, Проектно-конструкторское бюро «Электрогидравлика» АН УССР, 1980 г.), а

также на научно-технических советах производственных нефтяных компаний «Башнефть», «Татнефть», «Юганскнефтегаз», «Когалымнефтегаз», СП «Соболь», «Татойлгаз», институтов «БашНИПИнефть» и «ТатНИПИнефть».

Другие возможные области использования метода ЭГВ:

- при освоении скважины;
- для разрушения валунов и при горных разработках;
- при разработке монолитных бетонных строительных материалов и фундаментов;
- для освобождения от прихватов в стволе скважины;
- для удаления отложений солей с поверхностей нефтепромыслового технологического оборудования;
- в других отраслях промышленности и народного хозяйства (машиностроение, металлургия, сельское хозяйство, медицина)

При проведении метода ЭГВ на скважине необходимо обеспечивать безопасность работ в соответствии с общими требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными постановлением Госгортехнадзора России №24 от 09.04.98 г., «Правил пожарной безопасности в Российской Федерации», ППБ-01-93, МВД РФ от 14.12.93 г. с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2001 г.

Список литературы:

1. Справочное руководство по проектированию, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др.// под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 455 с.

УДК 622.243.572

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Шакурова Айгуль Ф.

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» г. Октябрьский)

Аннотация. Для увеличения эффективности применения соляно-кислотных обработок разработан специальный состав (ЗСК), который добавляется к соляной кислоте и позволяет увеличить охват карбонатного пласта при обработке призабойной зоны за счет лучшего взаимодействия с нефтенасыщенной частью пласта, к тому же он предотвращает увеличение вязкости добываемой продукции.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, нефтяные скважины.

UDC 622.243.572

ANALYSIS OF EFFICIENCY OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENT OF PRODUCING WELLS

A.F. Shakurova

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

Abstract. To increase the effectiveness of the hydrochloric acid treatment developed a special composition (ZSK) that is added to hydrochloric acid and can increase the coverage of carbonate reservoir in the processing of bottom-hole zone due to better interaction with the oil-saturated part of the reservoir, moreover, it prevents the viscosity increase of the produced product.

Keywords: hydrochloric acid treatment, oil wells.

Методам интенсификации добычи нефти из карбонатных пластов и повышения нефтеотдачи, особенно кислотным обработкам призабойной зоны добывающих скважин, в ОАО «Татнефть» уделялось и уделяется самое пристальное внимание. За последние годы объемы внедрения различных технологий МУН существенно выросли [1-2]. Наибольший объем проводимых мероприятий приходится на физико-химические методы, за счет применения которых в общей сложности достигнут прирост свыше 25 млн т извлекаемых запасов. Для увеличения производительности добывающих скважин, работающих на карбонатные коллекторы турнейского яруса Ново-Елховского нефтяного месторождения, была применена технология повышения нефтеотдачи пластов на базе композиции, состоящей из соляной кислоты и щелочного стока производства капролактама. Применение щелочно-кислотной композиции для повышения продуктивности карбонатных коллекторов Ново-Елховского нефтяного месторождения при относительно невысокой обводненности добываемой продукции дает положительный промысловый эффект, повышающий рентабельность их разработки при выполнении ряда ограничивающих условий, главными из которых являются, с одной стороны, конкретные коллекторские свойства обрабатываемых пластов, а с другой – определенная дозировка применяемого реагента, а именно:

- максимальная продолжительность технологического эффекта от применения указанной композиции достигается при закачке ее в пласты с пластовым давлением в пределах от 3,5 до 4,5 МПа;

- минимально рентабельная величина дополнительной текущей среднемесячной добычи нефти (порядка 35 т/мес) достигается при значениях начальной нефтенасыщенности пласта (K_n), лежащих в диапазоне от 65 до 85%; открытой пористости пласта (K_p) – в диапазоне от 12,5 до 16%; абсолютной проницаемости пласта ($K_{прон.}$) – в диапазоне от 0,005 до 0,012 мкм².

В ОАО «Татнефть» технология направленной солянокислотной обработки широко применяется с 1989 г. За прошедший период проведено более 600 скважино-операций. Прирост среднесуточного дебита нефти составляет 3-4 т/сут, успешность работ равна 90-92%.

Вид обработки призабойной зоны пласта – циклическая направленная солянокислотная обработка - получил наиболее широкое распространение на нефтяных месторождениях Удмуртии, где с 1990 г. проведено более 400 скважино-операций с приростом среднесуточного дебита нефти 4-5 т/сут.

С 1990 г. на нефтепромыслах Татарстана и Удмуртии проведено более 350 скважино-операций по технологии глубокой соляно-кислотной обработки. Приращение среднесуточного дебита нефти составило в среднем 4-5 т/сут.

Дальнейшим развитием идеи глубокопроникающего физико-химического воздействия на карбонатный пласт стала технология кислотного гидравлического разрыва пласта (КГРП). С использованием новой технологии при значительно меньших затратах (на порядок) по сравнению с зарубежной технологией ГРП проведено более 150 скважино-операций.

Прирост среднесуточного дебита нефти составил в среднем 5-7 т/сут.

Испытания кислотной обработки горизонтальных скважин в НГДУ «Альметьевскнефть» и «Азнакаевскнефть» показали его высокую эффективность: дебит нефти увеличился в среднем от 2,5 до 5 т/сут при существенном снижении трудовых затрат. Эффект в скважинах стабильно продолжается.

Для увеличения эффективности применения соляно-кислотных обработок разработан специальный состав (ЗСК), который добавляется к соляной кислоте и позволяет увеличить охват карбонатного пласта при обработке призабойной зоны за счет лучшего взаимодействия с нефтенасыщенной частью пласта, к тому же он предотвращает увеличение вязкости добываемой продукции.

На объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефть» было проведено опытно-промышленное внедрение разработанного состава. Основные результаты проведения соляно-кислотных обработок с применением ЗСК приведены в таблице 1.

Таблица 1- Основные результаты соляно-кислотных обработок ЗСК

Кол-во обработок	До обработки			После обработки		
	Q жид, м ³ /сут	Q неф. т/сут	Обводненность, %	Q жид, м ³ /сут	Q неф. т/сут	Обводненность, %
49	4,3	2,6	29,3	7,5	4,9	29,4

Всего за рассматриваемый период было проведено 49 обработок в трех НГДУ, которые охватывают практически все разрабатываемые объекты, приуроченные к карбонатным коллекторам. Успешность проведения обработок составила 98%. Как видно из таблицы 1 в целом по технологии получено увеличение дебитов: по жидкости в среднем с 4,3 до 7,5 м³/сут (в 1,7 раза), по нефти с 2,6 до 4,9 т/сут (в 1,9 раза), обводненность добываемой продукции практически не изменилась. Эффективное время работы обработанных скважин колеблется от 20 до 350 суток при среднем значении более 150 суток. Первые обработки карбонатных пластов разработанным составом прошли в июне-сентябре 1999 г. в НГДУ «Чернушканефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Пермьнефть». Было проведено 19 обработок добывающих скважин на верейских залежах Кудрявцевского, Москудьинского, Шагиртского месторождения, а также на турнейской залежи Павловского месторождения. Объемы закачиваемой соляной кислоты составляли от 1,3 до 3,9 м³ на 1 метр нефтенасыщенной мощности пласта при среднем значении 2,3 м³. Обрабатываемые скважины имели широкий диапазон геолого-физических и технологических параметров, так как по отбору нефти скважины находятся на разных этапах эксплуатации, обводненность продукции варьируется от 5 до 95 процентов, дебиты скважин по жидкости имеют диапазон изменения от 1,6 до 15,6 м³. В целом отмечается высокая успешность соляно-кислотных обработок, которая составила 89%. В таблице 2 приведены основные средние показатели работы скважин до и после проведения обработок.

Таблица 2 - Результаты соляно-кислотных обработок с ЗСК на объектах НГДУ «Чернушканефть»

Месторождение	Кол-во Обр.	Объект	До обработки			После обработки		
			Q жид, м ³ /сут	Q неф, т/сут	Обводненность, %	Q жид, м ³ /сут	Q неф, т/сут	Обводненность, %
Всего скваж.	19		7,5	4,3	32,8	9,5	6,5	30,8
Кудряцевск.	3	Верей	5,7	4,2	19,6	8,7	7	14,2
Москудьевск.	6	Верей	8,3	6,2	15,6	12	9,5	11,4
Павловское	3	Турне	5,0	2,7	37,3	5,6	3,5	38,1
Шагиртское	4	Верей	10,0	2,3	72,8	10,0	3,6	70,3
Краснояр-е	1	Турне	5,0	1,8	47,0	5,9	3,8	45,8

Как показывают результаты обработок, практически на всех объектах НГДУ «Чернушканефть» отмечается увеличение среднего дебита как по жидкости, так и по нефти при снижении обводненности добываемой продукции. В среднем по обработанным скважинам дебит по жидкости вырос с 5,5 до 7,6 м³/сут, дебит по нефти – с 3,1 до 4,3 т/сут, и обводненность продукции снизилась с 32,8 до 30,8%. Среднее эффективное время работы обработанных скважин на конец 2000 года составило 190 сут. Наиболее успешные результаты обработок получены на скважинах Москудьинского и Кудрявцевского месторождений, эксплуатирующих пласты В₃, В₄. Значительное снижение обводненности продукции (с 45,2 до 16,5%) получено на скважинах Павловского месторождения, эксплуатирующих турнейскую залежь. Это связано с тем, что на этих объектах была несколько изменена технология обработки: оптимизированы объемы закачки кислотного раствора и увеличено время реакции реагента с пластом. В НГДУ «Кунгурнефть» соляно-

кислотные обработки с ЗСК проводились на трех объектах – турнейском, тульском и башкирском горизонтах Чураковского месторождения. По всем обработанным скважинам получены приросты дебитов, которые выросли в среднем: по жидкости – с 1,8 м³/сут до 6,4 м³/сут, по нефти – с 1,5 м³/сут до 4,9 м³/сут, и обводненность снизилась с 13,3% до 12,3 %.

В настоящее время СКО широко применяют:

- для восстановления проницаемости коллектора растворением в кислоте засоряющих его продуктов;
- повышения продуктивности скважин в коллекторах с низкой проницаемостью;
- выборочного регулирования проницаемости отдельных пропластков.

Однако несмотря на значительные успехи, достигнутые в деле повышения продуктивности скважин, эксплуатирующих карбонатные отложения, опыт применения СКО на месторождениях Республики Татарстан показал, что ее эффективность в традиционном исполнении стала в последнее время снижаться.

Анализ причин этого явления показывает, что они имеют, как правило, сложный, комплексный характер. Известно, что эффективность СКО в значительной степени зависит от глубины проникновения кислоты в пласт, от полноты растворения в кислоте продуктов, засоряющих призабойную зону, снижающих проницаемость коллектора и ухудшающих охват пласта воздействием кислотным раствором.

В процессе кислотной обработки за счет неоднородности коллектора в призабойной зоне пласта образуется ограниченное число каналов растворения. При их распространении за пределы загрязненной зоны фильтрационное сопротивление призабойной зоны части пласта уменьшается, и дебит скважины увеличивается.

На скорость и глубину формирования каналов растворения в трещинно-поровом карбонатном коллекторе, а значит, и на эффективность СКО наибольшее влияние оказывает время нейтрализации кислоты, а оно в свою очередь зависит от физико-химических свойств и концентрации кислоты, пластовой температуры и давления, химического состава и структуры порового пространства коллектора, а также скорости закачки кислоты.

При закачке кислоты в трещинно-поровый коллектор действует механизм пропитки, основанный на диффузии молекул кислоты к реагирующей с ней минеральной составляющей поверхности породы, зависящей от таких физико-химических свойств кислотного раствора, как вязкость, плотность, химический состав кислоты и др., влияющих на подвижность ионов кислотного раствора, изменяя которые можно регулировать скорость его реакции с породой.

Вследствие существенной неоднородности строения продуктивного карбонатного пласта степень охвата его кислотным воздействием при проведении обычных СКО, как правило, невысока, так как в процессе обработки кислота движется в основном по одним и тем же каналам и трещинам, оставляя без воздействия значительную часть продуктивного пласта. Поэтому эффективность СКО быстро снижается с ростом числа повторных обработок, проведенных на одной скважине.

Одним из важных негативных факторов, существенно снижающих эффективность СКО, является интенсивное формирование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) как в фильтре, так и в призабойной зоне пласта (ПЗП). В этом случае без принятия соответствующих мер по устранению АСПО применение СКО даже путем повышения концентрации, давления и объема закачки оказывается малоэффективным.

Другой важной проблемой, снижающей эффективность СКО, является рост обводненности добываемой продукции, особенно если обводнение продуктивного пласта происходит неравномерно по отдельным пропласткам. В этом случае в силу преимущественно гидрофильных свойств соляно-кислотного раствора он поступает, как правило, в обводненные пропластки, оставляя нефтенасыщенные гидрофобные слои без воздействия.

Не менее сильно эффективность СКО зависит от величины пластового давления, а вернее, от степени его снижения по отношению к первоначальному.

При анализе технологической эффективности СКО необходимо учитывать не только величину прироста дебита по нефти после воздействия, но также и продолжительность эффекта, т.е. время, в течение которого сохраняется этот прирост. Результаты исследований показали, что нередки случаи, когда интенсивный прирост дебита по нефти имеет непродолжительный характер и сменяется не менее интенсивным обводнением, и наоборот, постепенный прирост дебита по нефти является, как правило, наиболее продолжительным и длительное время сопровождается соответственно невысокой обводненностью.

Более того, многими исследователями установлено, что проницаемость карбонатных коллекторов характеризуется значительной анизотропией, которая не только влияет на процесс проникновения соляно-кислотного раствора вглубь пласта, но также оказывает существенное влияние на процесс извлечения нефти из отработанного пласта, формируя при этом неравномерный профиль притока из пласта.

Все вышесказанное доказывает, что в карбонатных коллекторах в процессе их разработки протекают сложные флюидально-диффузионные процессы, которые носят, как правило, необратимый характер. Внешнее вмешательство в их протекание и попытки их регулирования существенно затруднены, поскольку слабо реализуются.

Однако необходимо отметить, что в настоящее время технологии СКО в основном носят несистемный характер. В то же время нельзя не признать, что к настоящему времени на практике уже наработан большой и ценный опыт применения СКО в различных модификациях и комбинациях применительно к конкретным геологическим условиям. Так, в последние годы получают признание технологии СКО, основанные на глубоких, направленных воздействиях, кислотных гидроразрывах, а также с использованием кислотных ванн. Другим направлением повышения эффективности воздействия на карбонатные коллекторы с целью продления периода их безводной эксплуатации и стабилизации уровней отбора нефти в настоящее время является применение различных комбинированных технологий СКО совместно с потокоотклоняющими и водоизолирующими составами. В то же время находит применение СКО в комбинации с воздействием на ближнюю и удаленную зоны пласта физическими полями: тепловыми и волновыми.

Полученные результаты соляно-кислотных обработок пласта Т_{л1} Чураковского месторождения показывают, что эффективность их несколько ниже остальных, что проявляется в значительно меньших приростах дебитов, а также в увеличении обводненности добываемой продукции после обработки. На скважинах, работающих на турнейском и башкирском горизонтах, встала проблема запуска скважин после проведения соляно-кислотных обработок вследствие забивки приема насоса продуктами реакции кислоты с породой. В связи с этим было предложено проводить очистку фильтра скважины с использованием ИПД (испытатель пласта депрессионный).

В НГДУ «Осинскнефть» соляно-кислотные обработки с ЗСК проводились на скважинах, эксплуатирующих пласты верейских и башкирских залежей. Лишь одна из пяти обработанных скважин (№ 1305 Кулешовского месторождения) не дала прироста дебита по нефти, хотя дебит по жидкости вырос в два раза. Все обработанные скважины характеризуются значительными увеличениями дебитов по жидкости, так, дебит скважины № 334 Рассветного месторождения вырос с 2 до 12 м³/сут., т.е. в 6 раз. Вместе с тем по всем скважинам отмечается увеличение обводненности добываемой продукции. Как показывают результаты проведения обработок, отмечается увеличение среднего дебита как по жидкости (с 2,3 м³/сут. до 6,6 м³/сут.), так и по нефти (с 1,6 т/сут. до 3,8 т/сут.). При этом происходит увеличение обводненности добываемой продукции на 8,4 %. Среднее эффективное время работы скважин на конец года составило 180 сут. Настораживает значительное увеличение дебитов скважин за счет большого отбора воды. На данных объектах следует проводить комплексные обработки, включающие водоизоляцию обводненных пропластков с последующей закачкой кислотного состава.

Наиболее опасной, с точки зрения увеличения агрессивности добываемой продукции скважин, является соляная кислота, при взаимодействии которой с карбонатными породами пласта выделяется углекислый газ.

Расчеты показали, что потенциально возможное количество углекислого газа, которое может образоваться в пласте при общем объеме применения соляной кислоты (6588,8 т) для ОПЗ и ПНП в год, составляет 2009209 м³. Такое количество углекислого газа способно окислить 10109 тонн металла.

Применение различных групп химикатов в больших объемах существенно сказывается на смежных технологиях, оказывая на них как положительное, так и отрицательное влияние.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что накопленный к настоящему времени обширный опыт промышленного применения СКО, в том числе в различных комбинациях с физико-химическими методами, в условиях сложнопостроенного карбонатного коллектора создает объективные предпосылки для создания системно-концептуального подхода по применению СКО. Необходимо ввести классификацию СКО по степени сложности строения объекта воздействия, а также с учетом комплексного применения в комбинации с другими технологиями воздействия.

Список литературы:

1. Тронов В.П. Химизация технологических процессов разработки месторождений и добычи нефти и их взаимное влияние // Интервал.-2002.- №7(42). - С. 14-18.
2. Селимов Ф.А., Качин В.А., Блинов С.А., Чупров Н.М., Кузин С.Л. Анализ применения соляно-кислотных обработок с ЗСК на объектах ООО «Лукойл-Пермьнефть». // Интервал. – 2003.- №2(49)– С. 47-49.

Секция 2. МЕТОДЫ, СИСТЕМЫ И СРЕДСТВА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 622.276

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ПЛАСТЕ БВ6 ПОТОЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Алексеева Д.А., Андреев В.Е.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа)

Аннотация. На основании данных о текущем состоянии разработки пласта, рассмотрены применяемые методы интенсификации добычи нефти на пласте.

Проанализированы данные о дополнительной добыче нефти по каждому методу.

Ключевые слова: пласт, запасы нефти, добыча нефти, методы нефтеотдачи пласта.

UDC 622.276

ANALYSIS OF METHODS OF INTENSIFICATION OF OIL PRODUCTION IN THE BV6 RESERVOIR OF THE FLOW FIELD

Alekseeva D.A., Andreev V.E

(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa)

Abstract. Based on the data about the current state of reservoir development, discussed the methods used for intensification of oil production on the reservoir. We analyzed data on additional oil production for each method.

Keywords: formation, oil reserve, oil production, methods of oil recovery.

Пласт БВ6 Поточного месторождения разрабатывается с 1978 года. К пласту приурочены 33% НИЗ месторождения.

Пласт характеризуется средними показателями разработки, а также наиболее оптимальными показателями закачки.

Отбор запасов в конце второй стадии составил 10%.

Вода в добываемой жидкости присутствовала с первого года разработки. Постепенный ввод добывающих скважин обеспечил умеренный темп обводненности. При максимальной добыче нефти доля воды в добываемой продукции составила 69,6%. Постепенно наблюдается снижение эффективности выбранной системы заводнения при отборе 25% НГЗ, что свидетельствует о необходимости применения методов повышения нефтеотдачи пласта.

Методы повышения нефтеотдачи пластов, применяемые на Поточном месторождении, можно разделить на следующие группы:

- бурение горизонтальных скважин;
- бурение боковых стволов и боковых стволов с горизонтальным окончанием;
- переводы скважин с объекта на объект;
- технологии интенсификации добычи путем воздействия на призабойную зону пласта (ОПЗ);
- дострелы.

На пласте БВ6 пробурено 5 горизонтальных скважин. Все горизонтальные скважины пробурены по кровле пласта БВ6. Снижение дебитов происходило с разной степенью интенсивности, в зависимости от местоположения скважины на залежи, вскрытой нефтенасыщенной толщины, качества строительства скважины и др. Накопленная добыча

нефти по 5 пробуренным на объекте горизонтальным скважинам на 01.01.2012 г. составила 104.1 тыс.т, что составляет 0.6 % от накопленной добычи нефти по объекту в целом.

Добыча нефти за 2011 год – 16.8 тыс.т (17.4 % добычи объекта).

С 2003 года на месторождении ведется бурение боковых стволов, всего пробурено 1 боковой ствол с горизонтальным окончанием, пробурено на пласте БВ6. Длина горизонтального участка составила 174.6 м, по нефтенасыщенной части проходит 155.8 м. Скважина запущена в работу с входным дебитом нефти 7.1 т/сут, дебитом жидкости 125.8 т/сут при обводненности 94.4 %.

Высокий процент воды обусловлен особенностями геологического строения пласта, связанными с присутствием активной подошвенной воды. Дополнительная добыча по скважине на начало 2012 года составила 1,5 тыс.т нефти. Донором для бурения БС послужила скважина этого же объекта, находившаяся в неработающем фонде.

Перевод скважин с объекта на объект на Поточном месторождении осуществляется с 1984 года. За историю разработки на объект БВ6 переведено 116 скважин (31.7 % перебивавшего фонда), накопленная добыча по переведенным скважинам составила 2003.8 тыс.т (12.5 % от общей добычи по объекту), в среднем 161.3 тыс.т на одну переведенную скважину.

Доля переведенного фонда в общей добыче объекта в настоящее время составляет 31 %.

Сравнивая входные показатели по успешным переведенным скважинам с показателями окружающих скважин на момент перевода, можно отметить, что 52 (43 %) скважины вошли с дебитом нефти выше, чем у окружающих, в среднем на 12.9 т/сут.

Входная обводненность 47 % скважин ниже, чем у окружающих, в среднем на 24 %.

За историю разработки на объекте БВ6 выполнено 5 операций дострелов, эффективность 100 %. Средний прирост дебита нефти на одну операцию 7.5 т/сут. Дополнительная добыча нефти от мероприятия составила 20.5 тыс.т, в среднем на одну скважину 4.1 тыс.т.

При проведении ОПЗ на Поточном месторождении применялись следующие технологии и составы: «Гелий», «Элтинокс», «Аксис», Соляно-кислотная обработка (СКО), Глино-кислотная обработка (ГКО), Кислотная микроэмульсия (КМЭ), Гидро-вибрационное воздействие (ГВВ), Виброволновое и депрессионно-химическое воздействие (ВДХВ).

Распределение технологических показателей относительно технологий представлено на рисунках 1 и 2.

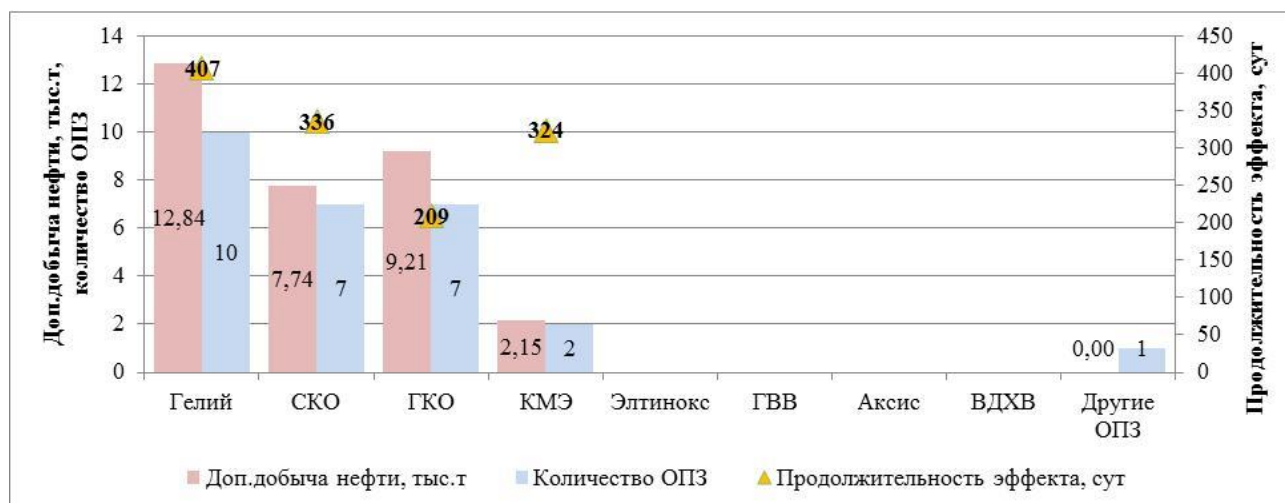


Рисунок 1 – Распределение технологических показателей относительно технологий

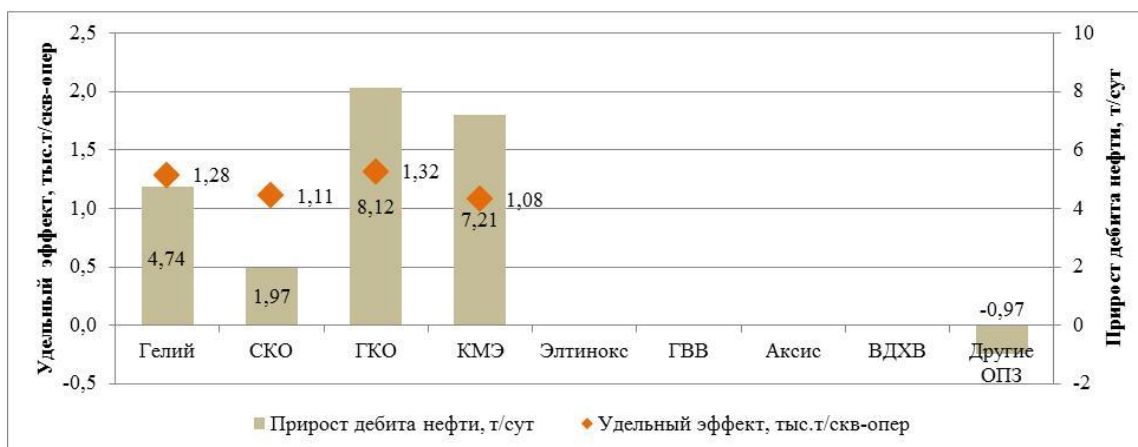


Рисунок 2 – Распределение технологических показателей относительно технологий

На пласте БВ6 большинство обработок произведено по технологии «Гелий», за счет этого и получено 12,84 тыс.т нефти дополнительно. Однако наиболее эффективно проявились ОПЗ с глинокислотным воздействием – удельный эффект и прирост дебита нефти составляют соответственно 1,32 тыс.т/скв-опер и 8,12 т/сут (у обработок «Гелий» эти показатели значительно ниже).

Вследствие малого количества обработок пласта кислотными микроэмульсиями, получены незначительные объемы дополнительной нефти – 2,15 т, но удельный эффект и прирост дебита нефти также высоки 1,08 тыс.т/скв-опер и 7,21 т/сут.

Рассматривая представленные данные можно сказать, что технологии «Гелий», СКО, ГКО показали себя наилучшим образом. Несмотря на высокие положительные результаты по технологии КМЭ, необходима более достоверная выборка.

Выводы:

Таким образом, для увеличения нефтеотдачи пласта и получения наибольшего объема дополнительной нефти необходимо комплексное применение различных методов.

Список литературы:

1. Андреев, В.Е. Геолого-технологические особенности разработки Лангепасской группы месторождений с применением методов увеличения нефтеотдачи [Текст]: учебное пособие / В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – 167 с.
2. Ибрагимов, Л.Х. Интенсификация добычи нефти [Текст] / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц. – М.: Наука, 2000.
3. Иванов, С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам [Текст] / С.И. Иванов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006.
4. Муслимов, Р.Х. Планирование дополнительной добычи нефти и оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи [Текст] / Р.Х. Муслимов. – Казань: Изд-во КГУ, 1999. – 280 с.
5. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов [Текст] / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

УДК 004

АППАРАТНЫЕ И ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ АСУ ТП НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Селиванова М.В.

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Октябрьский)

А.А.Оленев

*(Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Ставропольский государственный педагогический институт»)*

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы контроля и диагностики непозиционных процессоров АСУТП нефтегазового комплекса. Акцент сделан на аппаратные методы контроля и диагностики непозиционных вычислительных структур для цифровой обработки сигналов.

Ключевые слова: непозиционная система вычетов, аппаратные методы контроля и диагностики.

UDC 004

HARDWARE AND SOFTWARE CONTROL SYSTEMS OF OIL AND GAS COMPLEX

Selivanova M.V.

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

Olenov A.A.

*(The State Budget Educational Institution of Higher Education "Stavropol State
Pedagogical Institute)*

Abstract. The article discusses the issues of monitoring and diagnostics of the non-positional processor process control system oil and gas industry. Emphasis is placed on instrumental methods of control and diagnostics of non-positional computing structures for digital signal processing.

Keywords: the system of deductions, hardware methods of control and diagnostics.

Под контролем в АСУТП, в которой в качестве вычислительной основы применяются непозиционные вычислительные структуры, понимают процессы, обеспечивающие обнаружение ошибок в работе системы, вызванные отказом или сбоем аппаратуры [1-2].

Диагностирование представляет собой процедуру локализации неисправности объекта, т.е. установления того, какая часть диагностируемого объекта неисправна [3-5].

Основным отличием процедур контроля и диагностики является различная глубина поиска неисправности (глубина диагностирования). Для контроля достаточно обнаружить отказ или сбой системы.

При диагностировании необходимо определить отказавший узел, блок, элемент и т.д. С такой точки зрения контроль можно представить как частный случай диагностики и наоборот.

В различных системах стараются совмещать эти процедуры [6]. Т.е. сразу обнаруживают отказавший узел, блок, а не просто устанавливают факт наличия отказа.

Выявленная тесная связь процедур контроля и диагностики позволяет говорить о них совместно, без указания различий, которые между ними существуют.

Множество существующих методов контроля и диагностики вычислительных систем может быть разделено на аппаратные и программные [7-8].

Аппаратные методы обладают большим быстродействием, но требуют дополнительных аппаратных затрат. Программные методы последних не требуют, кроме дополнительного объёма памяти для размещения контролирующих и диагностических программ, но связаны с расходом дополнительного процессорного времени.

Учитывая требование оперативности контроля и диагностики, в непозиционных процессорах наиболее целесообразно применять в основном аппаратные методы, так как они позволяют в процессе функционирования обнаруживать как отказы, так и сбои элементов, что очень важно для спецпроцессоров, осуществляющих цифровую обработку информации (ЦОС) в реальном масштабе времени. Использование же программных методов привело бы как к дополнительным затратам процессорного времени, так и к несвоевременности обнаружения неисправности, а следовательно, и к выдаче неверных результатов ЦОС.

Поэтому предпочтение отдается в основном только методам аппаратного контроля и диагностики.

Большинство методов обнаружения и локализации ошибок в непозиционных процессорах основаны на корректирующих способностях системы вычетов (СВ) [9]. Корректирующие способности кода СВ проявляются при введении в него избыточности.

Основным методом построения избыточных кодов СВ является расширение исходной системы за счёт добавления контрольных модулей взаимно простых как между собой, так и с модулями первоначальной системы [9-10].

Для реализации корректирующей способности кодов в системе вычетов большое значение имеет тот факт, что любое искажение числа по одному из оснований увеличивает значение этого числа так, что оно выходит за пределы рабочего диапазона. Это утверждение справедливо, если избыточный модуль больше любого из модулей исходной системы. Числа, лежащие в рабочем диапазоне, принято называть правильными, а числа, лежащие вне рабочего диапазона - неправильными.

Так как совокупность всех правильных чисел составляет корректирующий код в системе остаточных классов, то для обнаружения ошибки достаточно определить величину неправильного числа и сравнить её с рабочим диапазоном системы вычетов по выбранным модулям (основаниям СВ).

Это может быть выполнено путём сравнения результата на выходе преобразователя из СВ в обычную позиционную систему счисления с величиной рабочего диапазона.

В [5-9] описаны устройства обнаружения ошибок, разработанные на основе данного свойства избыточной системы остаточных классов.

Другой способ обнаружения и исправления ошибок основан на вычислениях проекций числа, записанного в СВ [11].

СВ обладает тем свойством, что все проекции числа по любым основаниям равны между собой и совпадают с величиной этого числа. Справедливо и обратное утверждение, что если все проекции числа по любым основаниям равны между собой и совпадают с числом, то это число правильное.

Возможность исправления ошибок при связана с тем, что необходимым и достаточным условием ошибочности цифры в неправильном числе является правильность его проекции, по основанию [10]. Отсюда вытекает метод определения ошибочной цифры путём вычисления проекций, по различным модулям.

Примеры реализации устройств, использующих данный принцип, показаны в [5].

Кроме этих методов определения правильности числа, известен так называемый метод нулевизации [5], заключающийся в переходе от исходного числа к другому числу путём последовательного вычитания некоторых минимальных чисел - констант нулевизации. При этом константы нулевизации должны быть выбраны таким образом, чтобы при вычитании не имел места ни один выход из рабочего диапазона системы. Если величина отлична от нуля, то в проверяемом числе имеется ошибка.

Кроме рассмотренных методов обнаружения и локализации ошибок на основе корректирующих способностей кода СВ известны и другие методы, суть которых изложена в работах [2-11].

Наиболее известные методы коррекции:

- Сравнение с рабочим диапазоном;
- Проекций;
- Двойных проекций;
- Промежуточный перевод через обобщенную позиционную систему;
- Интервалов;
- Нулевизации;
- Квазиранга;
- Следа;
- Парной нулевизации [5].

Список литературы:

1. Тынчеров, К.Т. Внутрискважинная установка ударного вибросейсмического воздействия на пласт [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // 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. 109-112.
2. Тынчеров, К.Т. Обеспечение отказоустойчивости нейронных вычислений в базе непозиционной системы вычетов [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 4 (106). – С. 201-212.
3. Тынчеров, К.Т. Анализ требований к надежности и живучести вычислительных структур с постепенной деградацией [Текст] / К.Т. Тынчеров // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 1. – С. 39-41.
4. Тынчеров, К.Т. О целесообразности реализации нейросетевых вычислений в базе непозиционной системы счисления в вычетах [Текст] / К.Т. Тынчеров // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 2. – С. 34-37.
5. Тынчеров, К.Т. Отказоустойчивые модулярные структуры в базе нейронных сетей [Текст] / К.Т. Тынчеров. – СПб.: Лань, 2007. – 245 с.
6. Тынчеров, К.Т. Модулярный мультинейропроцессор для АСУТП нефтегазового комплекса [Электронный ресурс] / К.Т. Тынчеров // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 6. – С. 18-23. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
7. Тынчеров, К.Т. Оценка качества устройств контроля автоматизированных систем управления технологическим процессом [Текст] / К.Т. Тынчеров // Вестник Московского авиационного института. – 2011. – Т. 18. – № 3. – С. 216.
8. Use of modular coding for high-speed digital filter design [Text] / N.I. Chervyakov, A.V. Veligosha, K.T. Tyncherov, S.A. Velikikh // Cybernetics and Systems Analysis. – 1998. – № 34. – С. 254.
9. Тынчеров, К.Т. Оценка надежности модулярного нейропроцессора автоматизированных систем управления технологическим процессом [Текст] / К.Т. Тынчеров // Вестник Московского авиационного института. – 2011. – Т. 18. – № 3. – С. 219.
10. Тынчеров, К.Т. Реализация процедур масштабирования чисел в системе вычетов [Текст] / К.Т. Тынчеров // Вестник Московского авиационного института. – 2007. – Т. 14. – № 4. – С. 15.
11. Червяков, Н.И. Высокоскоростная цифровая обработка сигналов с использованием непозиционной арифметики [Текст] / Н.И. Червяков, К.Т. Тынчеров, А.В. Велигоша // Радиотехника. – 1997. – № 10. – С. 23-27.

ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНИВАНИЯ СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ

Селиванова М.В.

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Октябрьский)

Оленев А.А.

(Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Ставропольский государственный педагогический институт»)

Найденик А.А.

(ФГБОУ ВО "Уральский государственный горный университет")

Аннотация. В статье обосновывается выбор показателей и критериев оценивания средств контроля и диагностики АСУТП нефтегазового комплекса. Акцент сделан на живучие системы для цифровой обработки сигналов.

Ключевые слова: показатели, критерии, непозиционные вычислительные структуры, цифровая обработка сигналов, живучесть.

UDC 004

FEATURES OF EVALUATION OF CONTROL AND DIAGNOSTICS

Selivanova M.V.

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

Olenev A.A.

(The State Budget Educational Institution of Higher Education "Stavropol State Pedagogical Institute)

Naidenik A.A.

(Ural state mining University)

Abstract. The article substantiates the choice of indicators and assessment criteria of the control and diagnostics process control system oil and gas industry. The emphasis is on survivable systems for digital signal processing.

Keywords: indicators, criteria, non-positional computational structures, digital signal processing, survivability.

В процессе синтеза автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) наиболее важным этапом является выбор показателей и критериев оценивания качества средств контроля и диагностики.

В [1-6] доказано, что наиболее перспективным направлением разработки живучих систем является применение в качестве арифметической основы процессора системы вычетов. Такой класс вычислительных структур называется непозиционными процессорами [7-9].

Исходя из важности задач, решаемых высокопроизводительным специализированным процессором, составляющим ядро живучей АСУТП, можно определить показатели оценивания свойств, которыми должны обладать средства контроля и диагностики системы.

К таким показателям относятся:

1. Оперативность обнаружения и локализации неисправности. Для высокопроизводительных процессоров неисправность должна быть обнаружена и локализована за минимальный интервал времени от момента её возникновения, не превышающий времени цикла спецпроцессора.

2. Вероятность обнаружения и локализации ошибок. Необходимо, чтобы средства контроля и диагностики обнаруживали заданный класс ошибок с вероятностью, близкой к единице.

3. Полнота контроля. Контролем должны быть охвачены по возможности все узлы непозиционного процессора или, по крайней мере, наиболее важные (арифметико-логическое устройство, оперативная и постоянная память, преобразователи ПСС-СОК и СОК-ПСС), от которых зависит результат решения задачи.

4. Глубина диагностирования. Желательно, чтобы неисправность была установлена до неделимого узла или блока непозиционного процессора или, по крайней мере, до модульного канала, который можно заменить, произведя реконфигурацию структуры [9-11].

Таким образом, оценка качества средств контроля и диагностики может быть сведена к вычислению функционала из указанных показателей.

Для определения степени соответствия качества средств контроля и диагностики непозиционного процессора предъявляемым требованиям рекомендуется воспользоваться критерием пригодности.

Методы и средства контроля и диагностики, для которых выполняются указанные условия, пригодны для использования в АСУТП. Условие, связанное с полнотой контроля предназначено для средств контроля. Условие, связанное с глубиной диагностирования - для средств диагностики. В случае совмещения процедур контроля и диагностики необходимо проверять оба этих условия.

Разработке средств контроля, соответствующих изложенным требованиям, должен предшествовать анализ существующих методов контроля как с точки зрения качественных и количественных показателей, так и с точки зрения возможности их применения в специализированных процессорах, функционирующих в системе вычетов.

Список литературы:

1. Тынчеров, К.Т. Внутрискважинная установка ударного вибросейсмического воздействия на пласт [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // 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. 109-112.
2. Тынчеров, К.Т. Обеспечение отказоустойчивости нейронных вычислений в базе непозиционной системы вычетов [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 4 (106). – С. 201-212.
3. Тынчеров, К.Т. Анализ требований к надежности и живучести вычислительных структур с постепенной деградацией [Текст] / К.Т. Тынчеров // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 1. – С. 39-41.
4. Тынчеров, К.Т. О целесообразности реализации нейросетевых вычислений в базе непозиционной системы счисления в вычетах [Текст] / К.Т. Тынчеров // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 2. – С. 34-37.
5. Тынчеров, К.Т. Отказоустойчивые модулярные структуры в базе нейронных сетей [Текст] / К.Т. Тынчеров. – СПб.: Лань, 2007. – 245 с.
6. Тынчеров, К.Т. Модулярный мультинейропроцессор для АСУТП нефтегазового комплекса [Электронный ресурс] / К.Т. Тынчеров // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 6. – С. 18-23. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
7. Тынчеров, К.Т. Оценка качества устройств контроля автоматизированных систем управления технологическим процессом [Текст] / К.Т. Тынчеров // Вестник Московского авиационного института. – 2011. – Т. 18. – № 3. – С. 216.
8. Use of modular coding for high-speed digital filter design [Text] / N.I. Chervyakov, A.V. Veligosha, K.T. Tyncherov, S.A. Velikhikh // Cybernetics and Systems Analysis. – 1998. – №

34. – С. 254.

9. Тынчеров, К.Т. Оценка надежности модульного нейромикропроцессора автоматизированных систем управления технологическим процессом [Текст] / К.Т. Тынчеров // Вестник Московского авиационного института. – 2011. – Т. 18. – № 3. – С. 219.

10. Тынчеров, К.Т. Реализация процедур масштабирования чисел в системе вычетов [Текст] / К.Т. Тынчеров // Вестник Московского авиационного института. – 2007. – Т. 14. – № 4. – С. 15.

11. Червяков, Н.И. Высокоскоростная цифровая обработка сигналов с использованием непозиционной арифметики [Текст] / Н.И. Червяков, К.Т. Тынчеров, А.В. Велигоша // Радиотехника. – 1997. – № 10. – С. 23-27.

УДК 550.832

ОПЫТНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПОДЪЕМНИКА КАРОТАЖНОГО САМОХОДНОГО ПКС 5-01Г/5-02Г НА ШАССИ URAL NEXT

К.Т.Тынчеров

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Октябрьский)

Аннотация. Статья посвящена опытным испытаниям подвижного каротажного комплекса, оснащенного современными системами спутниковой связи, навигации и управления. ОАО «Нижневаровскгеофизика» получила комфортабельное геофизическое средство в арктическом исполнении, способное значительно улучшить логику использования техники, сократить затраты на ремонт, значительно повысить охрану труда при производстве работ и возможность приема-передачи скважинных данных на любые расстояния.

Ключевые слова: машиностроение, каротажный подъемник, геофизическое оборудование, система связи и управления, заказчик, партнеры, конкуренты, шасси, спутниковая связь, обмен данными.

UDC 550.832

PILOT TESTS OF THE LIFT LOGGING SELF-PROPELLED PKS 5-01G/5-02G ON URAL NEXT CHASSIS

K.T. Tyncherov

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

Abstract. The Article is devoted to experimental tests of a mobile logging complex equipped with modern satellite communication, navigation and control systems. JSC "Nizhnevarovskgeofizika" has received a comfortable geophysical facility in the Arctic design, which can significantly improve the logistics of using equipment, reduce repair costs, significantly improve labor protection in the production of works and the ability to receive and transmit well data at any distance.

Keywords: mechanical engineering, logging lift, geophysical equipment, communication and control system, customer, partners, competitors, chassis, satellite communications, data exchange.

В 2017 году по заказу ОАО «Нижневаровскгеофизика» разработано новый самоходный каротажный подъемник на современном шасси типа «Урал-next» в комфортабельном кунге арктического исполнения, оборудованном современными средствами спутниковой связи и управления, контроля и жизнеобеспечения.

Расчет экономического эффекта, который получил заказчик от внедрения в производство 1 единицы разрабатываемой техники составил

$$\mathcal{E}_T = \sum_{t=1}^T [-\Delta C_{\text{вх } t} + \Delta C_{\text{пр } t} + (\mathcal{C}_{\text{нт}} - \mathcal{C}_{\text{ст}})] N_t - \mathcal{Z}_{\text{вх}}$$

340 (тыс. руб./год),

где $\mathcal{E}_T$ — ожидаемый экономический эффект разработки и реализации мероприятий по приобретению более качественного оборудования (качества "входа" системы) за срок применения мероприятий (Т);

$\Delta C_{\text{вх } t}$ — перерасход из-за роста себестоимости единицы товара в году t за счет приобретения более качественного оборудования (дополнительные расходы на повышение качества "входа", поэтому они со знаком "минус");

$\Delta C_{\text{пр } t}$ — снижение себестоимости единицы товара в году t за счет повышения качество процесса при применении качественного "входа";

$\mathcal{C}_{\text{нт}}$ — прогноз цены нового товара (послевнедрения мероприятий) в году t ;

$\mathcal{C}_{\text{ст}}$ — то же, старого;

N_t — прогноз объема выпуска данного товара в году t , натуральные измерители (шт., т и т.п.);

$\mathcal{Z}_{\text{вх}}$ — единовременные затраты (инвестиции) на повышение качества "входа" (анализ ситуации, формулирование проблемы, заключение новых договоров, разработка организационных проектов и т.п.).

Экономический эффект обусловлен рядом факторов:

- высокой наработкой на отказ каротажного подъемника до 4,5 тыс. часов (1,5 года);
- совершенной логистикой использования передвижного оборудования;
- развитой сетью сервисных услуг, оказываемых ремонтными предприятиями (по сравнению с импортной техникой);
- экономией расходов на простои и оплату больничных издержек за счет обеспечения более совершенной охраны труда;
- использованием в качестве шасси отечественного автомобиля «Урал-next» 2017 года выпуска, отвечающего современным требованиям по экологии, проходимости, ремонтпригодности, экономичности и комфортабельности.

Анализ инновационно-технических возможностей и состояния научно-лабораторной базы университета, а также готовности к сотрудничеству компании ООО «Нижгеокомплект» (г. Туймазы) привели к заключению комплексного договора, к которому присоединились ОАО «Нижевартонскгеофизика», ООО концерн «Недра» и ООО «ПСМ-Инжиниринг».

Подобное сочетание умений ученых университета выполнять хоздоговорные работы на основе научно-инновационных разработок [1-3], богатый практический опыт предприятий-изготовителей и желание вывести на качественно новый уровень геофизическое оборудование предприятий – заказчиков создали условия для консолидации усилий всех участников договора.

В качестве документов, защищающих интеллектуальные права разработчиков, выступили патенты на изобретения, результаты проведенных НИР и поданные заявки на изобретения.

Одним из существенных отличий разработанного подвижного каротажного подъемника от его аналогов, является совершенная система спутниковой связи и управления, позволяющая не только обеспечивать устойчивую мобильную связь и on-line видеоконтроль выполняемых работ, но и осуществлять прием – передачу служебной информации о состоянии работ и скважинных данных.

Данный аспект является весомым аргументом в вопросах работы с потенциальными клиентами, позволяет усилить конкурентные преимущества и значительно опередить в честной борьбе своих коллег, занимающихся выпуском аналогичной продукции.

Разработанная бизнес модель предполагает производство специальной техники своими силами от начала до конца: по каркасу - сварка, обшивка, утепление, оборудование мебелью, дополнительными комплектующими, установка СПЛ. Готовый каркас устанавливается на покупное шасси «Урал-next». Ключевым партнерством в сфере закупок является сотрудничество с поставщиками основных материалов: шасси (г. Миасс), барабана ПКС-5, ПКС -7, редуктора 2СКЦ-4, металлопроката, дополнительного оборудования и т.д. Т. е.: на входе - материалы, на выходе – готовое изделие.

Выводы:

Планы выхода на рынок связаны с тем, что на основе качественно выполненной первой партии подвижных каротажных подъемников по уже заключенному договору с ООО «Нижневартовскгеофизика» получить авторитетную рекомендацию; по этой рекомендации выйти на новые уровни: Росгеологию, вывести научно-обоснованную разработку на стандарт Российской Федерации; затем на страны таможенного союза, ШОС и БРИКС.

Список литературы:

1. Тынчеров, К.Т. Методика анализа скважинных вибраторов [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 199-209.

2. Сафронов, С.В. Особенности коррозии в условиях Западной Сибири [Текст] / С.В. Сафронов, 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. 1. – С. 327-331.

3. Тынчеров, К.Т. Подъемник каротажный самоходный ПКС 5-01Г/5-02Г на шасси Урал NEXT [Текст] / К.Т. Тынчеров // 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. 50-58.

УДК 539.12

ВАРИАНТЫ ПОСТРОЕНИЯ ГРАФИКОВ ФУНКЦИЙ В ПОЛЯРНОЙ СИСТЕМЕ КООРДИНАТ

Усманова Ф.К.

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Октябрьский)

Аннотация. В математике известно множество подходов к построению графиков функций. В данной статье рассмотрены некоторые интересные способы построения графиков функций в полярной системе координат.

Ключевые слова: графики, функция, полярная система координат.

OPTIONS FOR PLOTTING FUNCTIONS IN THE POLAR COORDINATE SYSTEM

Usmanova F.K.

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

Abstract. Many approaches to the construction of function graphs are known in mathematics. In this article, we consider some interesting ways of plotting functions in the polar coordinate system.

Keywords: graphs, function, polar coordinate system.

Помимо популярной прямоугольной (декартовой) системы координат, в математике существуют много других подходов к построению графиков функций, в частности, полярная система координат, невероятно удобная для решения ряда практических задач.

В полярной системе координат можно построить множество необычных графиков таких как: спираль Архимеда, кардиоида, улитка Паскаля, трехлепестковая роза и т.д. Рассмотрим построение некоторых из этих графиков на примере.

$$r(t)=2t, t \in [0; 8\pi]$$

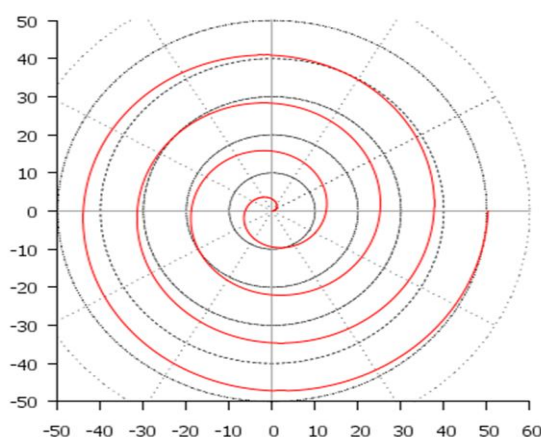


Рисунок 1 - Спираль Архимеда.

Рассмотрим алгоритм построения спирали Архимеда:

- 1) отметьте на чертеже точку, которая является центром спирали Архимеда (О – центр);
- 2) постройте из центра спирали окружность, радиус которой равен шагу спирали (шаг спирали Архимеда равен расстоянию, которое проходит точка по поверхности круга за один его полный оборот);
- 3) спираль Архимеда относится к лекальным кривым, поэтому она строится с помощью лекал, соединяющих точки на окружности (для получения точек кривой необходимо разделить окружность с помощью прямых линий на несколько равных частей, например, на 8);
- 4) для удобства необходимо пронумеровать прямые линии, разделяющие окружность по направлению вращения круга;
- 5) разделите радиус построенной окружности на то количество, на которое разделена окружность с помощью прямых линий;
- 6) пронумеруйте получившиеся отметки, начиная с самой близкой к центру окружности;

7) с помощью циркуля начертите дугу из центра окружности и обозначьте точку, в которой дуга соединяется с первой прямой;

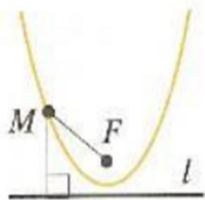
8) аналогично постройте следующую дугу от размеченной прямой до второй прямой и так далее;

9) с помощью лекала соедините центр окружности с первой точкой и соедините первую точку со второй и так соедините все отмеченные точки.

Таким образом, Вы получите первый виток спирали Архимеда, соединяя точки как можно ровнее. Спираль Архимеда получится более высокой точности, если разделить окружность на большее число равных частей и построить соответствующее число дуг. Спираль Архимеда обладает следующими уникальными свойствами:

- уравнение спирали Архимеда выражает ее основное свойство: какую бы точку этой спирали мы ни взяли, отношение длины ее радиус-вектора к полярному углу постоянно и равно $2a$;
- при раскручивании спирали, расстояние от одной точки до другой стремится к бесконечности, но шаг спирали остаётся постоянным (конечным);
- при вращении луча против часовой стрелки получается правая спираль, а при вращении по часовой стрелке — левая спираль;
- при вращении диска в одну сторону спираль закручивается, а в другую раскручивается.

Одним из красивых конических сечений является парабола. В математике она определена как фигура, состоящая из всех таких точек плоскости, расстояние от которых до заданной точки F , называемой фокусом параболы, равно расстоянию до заданной прямой L , называемой директрисой параболы.



Парабола не так уж редка в природе. Например, камень, брошенный человеком под углом к поверхности Земли, описывает параболу. Все лучи, исходящие из источника света, находящегося в фокусе параболы, после отражения оказываются направленными параллельно её оси. Это свойство параболы используется при изготовлении прожекторов, автомобильных фар, карманных фонариков, зеркала которых имеют вид параболоидов вращения.

Помимо этих графиков есть и другие, не менее интересные в своем построении: улитка Паскаля, кардиоида, полярная роза и т.д.

Архимед на основе своей спирали изобрёл винт, который успешно применяли для передачи воды в оросительные каналы из водоёмов, расположенных ниже.

Позже на основе винта Архимеда создали шнек («улитку»). Его очень известная разновидность — винтовой ротор в мясорубке. Шнек используют в механизмах для перемешивания материалов различной консистенции. В технике нашли применение антенны в виде спирали Архимеда. Самоцентрирующийся патрон выполнен по спирали Архимеда. Звуковые дорожки на CD и DVD дисках также имеют форму спирали Архимеда.

В СССР были разработаны специальные параболические нагреватели, состоящие из лампы и параболического зеркала, которые были предназначены для интенсивного прогрева участка тела. Часто возникает ситуация, когда нужно предсказать движения различных космических тел, например, с целью выяснения безопасности запуска очередного спутника, или другого космического научного объекта. Поэтому изучение физических и математических свойств параболы необходимо даже для элементарного моделирования.

Улитка Паскаля применяется для вычерчивания профиля эксцентрика, если требуется, чтобы скользящий по профилю стержень совершал гармонические колебания.

Кардиоида используется как линия для вычерчивания профилей, если требуется, чтобы скользящий по профилю стержень совершал гармонические колебания. При этом скорость поступательного движения стержня будет изменяться без скачков.

Этим свойством она выгодно отличается от спирали Архимеда, у которой, благодаря постоянности скорости стержня, в конце каждого хода стержня происходят удары (скорость скачком меняет значение скорости с v на $-v$), что вызывает быстрое изнашивание механизма.

Список литературы:

1. Гельфанд И. М., Глаголева Е. Г., Кириллов А. А. Метод координат. / И.М. Гельфанд, Е.Г. Глаголева, А.А. Кириллов // Издание пятое, стереотипное. Серия: Библиотечка физико-математической школы. Математика. Выпуск 1. М.: Наука, 1973, стр. 47-50.
2. Гильманова, А.М. Информационное обеспечение чертежно-конструкторских работ [Текст]: учебное пособие / А.М. Гильманова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 180 с.
3. Gabdrakhmanova, C. A probabilistic and statistical approach as a means of predicting the efficiency of hydraulic fracturing [Text] / C. Gabdrakhmanova, F. Usmanova, G. Khramov // Eastern European Journal of Enterprise Technologies. – 2016. – Vol. 3. – № 8-81. – Pp. 30-36.
4. Игтисамова, Г.Р. Формирование, измерение и оценка профессиональных компетенций студентов инженерных вузов [Электронный ресурс] / Г.Р. Игтисамова, Р.Х. Игтисамова // Современные проблемы науки и образования. – 2016. – № 3. – С. 256 (199 Kb). – Режим доступа: <http://www.science-education.ru>.
5. Ихсанова, Ф.А. Пути и способы повышения уровня математической подготовки студентов в техническом вузе [Текст]: монография / Ф.А. Ихсанова. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2015. – 116 с.
6. Маркушевич А.И. Замечательные кривые / А. И. Маркушевич // М.: Наука - 1978. 23-28 с.
7. Усманова, Ф.К. Использование технологии критического мышления при обучении студентов в техническом вузе [Текст] / Ф.К. Усманова // 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. 187-192.
8. Усманова, Л.З. Влияние компетентностного подхода на качество подготовки выпускника технического вуза [Текст] / Л.З. Усманова, Ф.К. Усманова // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 102-105.
9. Шайдуллина, Р.М. Применение кейс-технологий при изучении экономических дисциплин в техническом вузе [Текст] / Р.М. Шайдуллина // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 3. – С. 209-213.
10. Шайдуллина, Р.М. Сущность экономической социализации студенческой молодежи в современных условиях [Текст] / Р.М. Шайдуллина // Вестник Челябинского государственного педагогического университета. – 2012. – № 1. – С. 231-242.

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ВЗГЛЯДОВ НА РОЛЬ ГОСУДАРСТВА В ЭКОНОМИКЕ

Шайдуллина Р.М.

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Октябрьский)

Аннотация. В ходе исторического процесса представления человека о роли государства в экономическом и социальном развитии претерпели значительные изменения. И сегодня быстро меняющийся мир заставляет нас вновь искать ответы на основные вопросы о государстве: какова должна быть его роль, чем оно может заниматься, каковы его важнейшие функции.

Ключевые слова: мировые экономические научные школы, анализ

UDC 33

ANALYSIS OF CHANGING VIEWS ON THE ROLE OF THE STATE IN THE ECONOMY

Shaidullina R. M.

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

Abstract. In the course of the historical process, human perceptions of the role of the state in economic and social development have undergone significant changes. And today, the rapidly changing world forces us to look again for answers to the main questions about the state: what should be its role, what it can do, what are its most important functions.

Keywords: world economic scientific schools, analysis.

Решения, принимаемые в области государственного управления экономикой, определяются разными причинами. В их числе материальные интересы социальных групп, особенности экономического мышления, сформировавшиеся в силу традиций исторического развития страны, характер и острота проблем, с которыми сталкивается общество.

Важное место в ряду этих взаимосвязанных причин, оказывающих влияние на принимаемые хозяйственные решения, занимает экономическая наука, теоретическое объяснение форм и явлений хозяйственной жизни. Еще представители первой экономической школы – меркантилизма – видели основную задачу государства в стимулировании торговли и выступали за активное вмешательство государства в экономику. Современная теория государства и государственной экономической политики представлена прежде всего неоклассической школой, включающей монетаризм и экономику предложения, и широким спектром неокейнсианских концепций. Получила развитие также ортодоксальная школа экономических исследований Германии. Наконец, самостоятельным и достаточно влиятельным направлением мировой науки, продолжившим традиции социального анализа, выступает институционально-социологическая школа.

Таким образом, современная западная экономическая наука, формирующая теоретический базис государственной экономической политики, развивается в русле следующих основных направлений: неоклассического, неокейнсианского, ортолиберального, институционально-социального.

Истоки современной неоклассической школы:

- Австрийская школа конца 19-го века (К.Менгер, Ф.Визер, Е.Бем-Баверк) – сторонники теории предельной полезности. Маржиналисты считали, что в основе ценности благ лежит редкость и закон убывающей предельной полезности. Формирующиеся индивидуальные оценки покупателей и продавцов сталкиваются, сопоставляются, в результате чего возникает объективная общественная оценка полезности, являющаяся основой цены. В современных западных теориях односторонний подход «австрийцев» не доминирует.

- Неоавстрийская школа 20-го века (Ф.Хайек, Л.Мизес) – они считали капитализм системой, соответствующей естественной природе человека, а производство ради прибыли – производством ради удовлетворения общественных потребностей на основе автоматического рыночного саморегулирования. Представители этой школы подвергают резкой критике государственное регулирование экономики, считая, что государственное вмешательство «загрязняет» рынок, ведет к тоталитаризму.

-Кембриджская школа – ее лидеры – А.Маршалл и А.Пигу. Идеи Маршалла определили основы современной микроэкономики. Его главный методологический принцип – учесть как можно больше факторов, оказывающих влияние на цены, формирование дохода и т.п. В отличие от «австрийцев» Маршалл считал, что ценность блага определяется не одним фактором предельной полезности блага, а взаимодействием спроса и предложения товара на рынке.

В теории распределения Маршалл опирался на концепцию трех факторов производства Ж.-Б. Сэя. Если трудовая теория стоимости сводила создание богатства к единственному источнику – труду, то многофакторная концепция признавала вклад ряда факторов – капитала, земли, предпринимательской способности. Тем самым была сформулирована теоретическая альтернатива марксистской концепции эксплуатации труда.

Рассматривая вопросы общественного благосостояния, Маршалл подошел к ним с позиции максимизации величины потребительского излишка, воздействия на него косвенных налогов и субсидий как инструмента экономической политики государства. В целом же эта школа рассматривала рынок как саморегулирующуюся систему, не требующую государственного вмешательства.

- Американская школа(Б.Кларк) – он соединил принципы предельного анализа с теорией трех факторов производства и факторных доходов Ж.-Б.Сэя, создав теорию предельной производительности.

- Лозаннская школа(Л.Вальрас, В.Парето) – Вальрас выдвинул общие критерии экономического равновесия и первым построил на их основе теорию общего равновесия, в которой взаимосвязанное равновесие достигается на всех рынках – товаров и услуг, труда, капиталов(средств производства, информации, ценных бумаг). Парето ввел понятие «Парето-оптимум» или «Парето-эффективность» - состояние общества, при котором наиболее полно удовлетворяются потребности общества при заданных ограниченных ресурсах, когда невозможно увеличить благосостояние хотя бы одного члена общества, не ухудшая положения другого. Большинство современных экономистов неоклассического направления видят конечную цель экономической политики государства в достижении Парето-оптимального состояния.

В конце 19-го века эти четыре научные школы доминировали в экономической теории, образуя неоклассическое направление – продолжение традиций английской классики, стоявшей на позициях либерализма (невмешательства государства в экономическую жизнь).

Неоклассические взгляды господствовали в науке и общественном сознании до начала Великой депрессии, когда в США падение производства составило 46%, безработица из-за банкротства достигла 25%, пострадали все слои общества, термин «капитализм» стал непопулярен. Постепенно нарастало разочарование в либерализме. Эмпирическая политика усилила потребность в новой экономической теории, способной объяснить причины кризиса

и пути выхода из него. С этим связано возникновение кейнсианства – второго ведущего течения современной западной экономической мысли.

Дж.Кейнс доказал невозможность полноценного действия в новых условиях принципа «невидимой руки» А.Смита и опроверг закон Сэя. Саморегулирование рынка, с его точки зрения, не было абсолютно совершенным и в неблагоприятных условиях вполне могло вести к длительной консервации кризиса. В своей книге «Общая теория занятости, процента и денег»(1936) Кейнс обосновал необходимость постоянного присутствия государства в экономике. Он разработал государственную экономическую политику, основными рычагами которой были доходы и расходы бюджета, а также кредитно-денежные отношения. Эта политика потом десятилетиями активно и с успехом применялась в ряде стран и принесла Дж.Кейнсу славу «спасателя капитализма».

Кейнсианство сохраняло ведущие позиции в западной экономической теории до середины 70-х годов, однако умеренная оппозиция кейнсианству сохранялась. Правящие слои, представители крупного финансового капитала, недовольные рекомендациями Кейнса снижать уровень процента, перераспределять доходы в пользу бедных слоев населения, подвергли его резкой критике (о Кейнсе говорили, что «если он не «красный», то «розовый»). Мелкие и средние предприниматели также выражали недовольство, так как стимулирование инвестиций и сбыта увеличением государственных расходов касались в основном крупного производства. До 50-х годов это была пассивная критика кейнсианства, а в 50-60-е годы началось неоклассическое возрождение, связанное с Чикагской школой, возглавляемой Милтоном Фридменом. На несколько десятилетий основные позиции в западной науке завоевал монетаризм. Специфика его по сравнению с неоклассикой состоит в том особом значении, которое он придает сфере денежного обращения. По мнению монетаристов, экономическая функция государства состоит в поддержании стабильного денежного обращения.

Третье ведущее направление современной западной экономической мысли – германский неолиберализм. Он сформировался в начале послевоенного периода и занимал промежуточное положение между неоклассиками и кейнсианством.

Фрайбургскую школу возглавил В.Ойкен. Он впервые сформулировал методологические основы учения об идеальных типах хозяйств, причем назвал две идеальные крайности – свободное рыночное хозяйство и центрально управляемое хозяйство. Выбор нацией той или иной хозяйственной системы зависит от традиций, обычаев, воспитания, национального характера. Культурные и свободные народы, по мнению Ойкена, выбирают рыночную экономику. Задача государства – воспитывать народ в этом духе, а когда подготовленный народ сделает выбор в пользу свободы, государство должно уйти с поля экономической деятельности.

Четвертое направление западной экономической мысли – институционально-социальное. Основатели – Т.Веблен, У.Митчелл,

М.И. Туган-Барановский и др. Теоретики этого направления были сторонниками эволюционного подхода и социального реформаторства. Осознавая глубокую внутреннюю противоречивость экономических систем, они видели основную задачу правительств в умиротворении общества.

Именно поэтому концепция свободной торговли была для них неприемлема. Они выступали за государственное регулирование экономики, причем более глубокое, чем предлагаемое кейнсианцами: не только хозяйственное, но и социальное регулирование.

Вывод: идеи и рекомендации представителей основных направлений западной экономической мысли нашли применение в экономической политике многих государств.

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Ахметов Р.Т. Совершенствование методики поиска залежей нефти	3
Ахметов Р.Т. Исследование смачиваемости карбонатных коллекторов знаменской группы месторождений	5
Габдрахимов М.С., Мингулов Ш.Г., Сулейманов Р.И., Зиянгиров А.Р. Исследование эффективности добычи нефти из много пластовых нефтяных месторождений	9
Долгов Д.В., Сычёв Е.Г., Минязев И.К., Миннахмедов А.М. Осложнения добычи нефти с высоким содержанием газа	12
Квеско Б.Б., Кувшинов М.Н., Квеско Р.Б. Особенности моделирования притока нефти в условиях форсированного отбора	15
Ларин П.А. Расчет величины деформации обсадной колонны, закрепленной центраторами в наклонно-направленных скважинах	18
Мухаметшин В. Ш. Необходимость учета изменений коэффициента продуктивности скважин в процессе очистки призабойной зоны пласта	25
Мухаметшин В. Ш., Кулешова Л.С. Обеспечение точности оценки производительности скважин на залежах в карбонатных коллекторах	32
Петров В.А., Петрова Л.В., Петров В.В. Результаты применения электрогидравлического воздействия на объектах нефтяных месторождений	35
Шакурова А.Ф. Анализ эффективности соляно-кислотных обработок добывающих скважин	37

Секция 2. МЕТОДЫ, СИСТЕМЫ И СРЕДСТВА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Алексеева Д.А., Андреев В.Е. Анализ методов интенсификации добычи нефти на пласте БВ6 Поточного месторождения	43
Селиванова М.В., Оленев А.А. Аппаратные и программные средства контроля асу тп нефтегазового комплекса	46
Селиванова М.В., Оленев А.А., Найденик А.А. Особенности оценивания средств контроля и диагностики	49
Тынчеров К.Т. Опытные испытания подъемника каротажного самоходного ПКС 5-01Г/5-02Г на шасси Урал NEXT	51
Усманова Ф.К. Варианты построения графиков функций в полярной системе координат	53
Шайдуллина Р.М. Анализ изменения взглядов на роль государства в экономике	57

Научное издание

Проблемы разработки месторождений нефти и газа-2018

**Материалы
Всероссийской научно-технической конференции
(01 июня 2018 г.)**

Редактор и корректор М.В.Селиванова
Компьютерная верстка М.В.Селиванова

Издательство Уфимского государственного
нефтяного технического университета.