

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Уфимский государственный нефтяной
технический университет»
Филиал в г. Октябрьском

**Материалы 42-й Международной
научно-технической конференции
молодых ученых, аспирантов и студентов
24 апреля 2015 г.**

Том 1

Уфа-2015

УДК 622.276
ББК 33.36
С56

С56 Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: сборник научных трудов в 2 т. Т. 1. – Уфа: УГНТУ, 2015. – 390 с.

ISBN 978-5-93105-253-3

В сборнике представлены материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов филиала ФГБОУ ВПО УГНТУ в г. Октябрьском, проведенной 24 апреля 2015 года, в которых отражены результаты исследований в области разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, нефтепромысловых машин и оборудования, рассмотрены вопросы общеинженерных дисциплин, социально-гуманитарных наук и применения информационных технологий.

Сборник предназначен для студентов, аспирантов и преподавателей технических вузов.

УДК 622.276
ББК 33.36

ISBN 978-5-93105-253-3

© Уфимский государственный нефтяной
технический университет, 2015
© Коллектив авторов, 2015

**Секция «РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»
«БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»**

УДК 622.276.658.5

**ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ
В УСЛОВИЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДУАЛЬНОСТИ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ**

***В. Ш. Мухаметшин** (д. г.-м. н., профессор, директор),
К. Т. Тынчеров (д. т. н., зам. директора по НИР)
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация: Рассмотрена организация научно-исследовательской работы студентов филиала Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском. Проведен анализ состояния указанной работы. Предложено в процессе организации инновационной работы учитывать такую современную тенденцию, как дуальность в высшем профессиональном образовании. Раскрывается суть дуальности применительно к научно-исследовательской работе студентов.

Ключевые слова: научно-исследовательская работа студентов, дуальность в образовании.

UDC 622.276.658.5

**PECULIARITIES OF ORGANIZATION OF SCIENTIFIC-
RESEARCH WORK OF STUDENTS IN THE CONTEXT
OF ENSURING DUALITY
OF HIGHER PROFESSIONAL EDUCATION**

***V. Sh. Mukhametshin** (d. g.-m. s., professor, director),
K. T. Tyncherov (d. t. s., deputy director for research)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. The paper deals with the organization of scientific-research work of students in the Oktyabrsky branch of Ufa State Petroleum

Technological University as well as provides the analysis of the stated work. The authors of the article suggest to take into account such modern tendency as duality in higher professional education in the process of organizing innovative work. The paper reveals the essence of duality as applied to scientific-research work of students.

Keywords: scientific-research work of students, duality in education.

Научно-исследовательская работа студентов в филиале ФГБОУ ВПО УГНТУ организована в соответствии с Федеральным законом (ФЗ) от 29.12.2012 г. № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации», ФЗ «О науке и научно-технической политике» (от 23.08.96, № 127-ФЗ с последующими изменениями), Уставом ФГБОУ ВПО УГНТУ, Положением о филиале ФГБОУ ВПО УГНТУ в г. Октябрьском, действующими нормативными документами по науке и научной деятельности, Положением о научно-исследовательской работе студентов (НИРС) в филиале ФГБОУ ВПО УГНТУ в г. Октябрьском.

НИРС является важным средством повышения качества подготовки и воспитания специалистов, способных творчески применять в практической деятельности достижения научно-технического и культурного прогресса. Привлечение студентов к научной работе позволяет использовать их творческий и трудовой потенциал для решения актуальных задач в области разведки и разработки месторождений углеводородов, нефтегазодобычи, бурении и т. д.

Основные задачи научно-исследовательской работы студентов:

- овладение научным методом познания и на его основе углубленное и творческое освоение учебного материала;
- овладение методикой и средствами самостоятельного решения научных и технических задач;
- приобретение навыков работы в научных коллективах и ознакомление с методами организации научной работы;
- непосредственное участие в решении научных и технических задач в нефтегазовой отрасли.

Студенческая научная работа является продолжением и углублением учебного процесса и организуется непосредственно на кафедрах. Базой организации такой работы являются НИР, выполняемые научно-педагогическими работниками кафедры. Содержание студенческих исследований соответствует профилю кафедры. Участвующими в НИРС считаются студенты, выполняющие элементы само-

стоятельной работы в области социально-общественных, гуманитарных, естественных, специальных и технических наук.

В филиале направления студенческой научной работы подразделяются на:

- учебно-исследовательскую работу (УИРС), включаемую в учебный процесс;
- собственно НИРС — работу, выполняемую во внеучебное время. Например, в лаборатории вибродиагностики, возглавляемой доцентом Р. Н. Сулеймановым, студенты проводят все свое свободное время.

НИРС, включаемая в УИРС, осуществляется в следующих формах:

- выполнение лабораторных, домашних работ, курсовых и дипломных проектов, содержащих элементы научных исследований;
- введение элементов научного поиска в практические и семинарские занятия;
- выполнение конкретных нетиповых заданий научно-исследовательского характера в период производственной и преддипломной практик.

Такая форма организации студенческой научной работы приносит свои плоды. Только в период 2014/15 года наши студенты приняли участие в более двадцати различных конкурсах, грантах, федеральных целевых программах и исследованиях. По понятным причинам не все становятся призерами. Однако увлеченность идеями разработок и инноваций, жажда новых открытий сами по себе являются победой. Главное, чтобы эти желания постоянно поддерживали наши преподаватели.

Важным аспектом в организации научно-исследовательской работы в вузе является обеспечение дуальности образования. Под дуальностью понимается такой вид обучения, при котором теоретическая часть подготовки проходит на базе образовательной организации, а практическая — на рабочем месте. Т. е. предприятия делают заказ образовательным учреждениям на конкретное количество специалистов, работодатели принимают участие и в составлении учебной программы. Студенты проходят практику на предприятии без отрыва от учебы [1].

В дуальной системе обучения усиливается и качественно меняется роль работодателя. На территории предприятия создаются учеб-

ные рабочие места для студентов, которые могут отличаться от обычного рабочего места наличием виртуального симуляционного оборудования. При этом важнейшим компонентом является наличие подготовленных кадров, которые выступают в качестве наставников.

Первый опыт работы получен совместно с НПФ «Пакер». Помимо прохождения практик и организации экскурсий предприятие создало и оснастило своим оборудованием специализированную лабораторию. В качестве основной задачи стала ориентация студентов на это предприятие. Появилась возможность проведения практических занятий с углубленным изучением продукции НПФ «Пакер».

В планах руководства филиала создание подобных лабораторий на базе еще одного из флагманов регионального производства: ОАО «ОЗНА-Измерительные системы». Предприятие также заинтересовано в получении специалистов, не требующих глобальной переподготовки, знакомых со спецификой производства.

Дальнейшая работа в области обеспечения дуальности в высшем профессиональном образовании и научно-исследовательской работы в филиале видится в необходимости заинтересовать предприятия нефтегазового комплекса в создании рассмотренных выше баз, обосновании выгоды заказчиков в вопросах экономии средств на обучение, расчете экономического эффекта от затрат на учебно-лабораторное оборудование, способное обеспечить и инновационную работу.

Список литературы

1. Дуальное обучение: с чего начинать в НЛМК? [электронный ресурс] / Ю. Плотников. – Добавлено 29.05.2014. – Проверено 21.10.2015. – <http://www.mashportal.ru/career-35093.aspx>

УДК 622.276.5

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ УШГН В УСЛОВИЯХ БИАВАШСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А. М. Дагирманов (БГР-11-12), Н. А. Ворсина
*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация: Рассмотрен способ добычи нефти штанговыми глубинными насосами. Предложено применение насоса для обеспе-

чения максимального использования возможностей пласта. Приводятся данные технологического режима эксплуатации скважин.

Ключевые слова: установка штангового глубинного насоса, технологический режим, наработка на отказ.

UDC 622.276.5

EFFECTIVENESS OF APPLICATION OF SUCKER-ROD PUMPS IN THE BIAVASHSKOE OILFIELD

*A. M. Dagirmanov (BGR-11-12), N. A. Vorsina
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract: a method of oil sucker rod pumps. The proposed use of a pump for ensuring the maximum use of possibilities of the formation. New data are presented of the technological mode of wells operation.

Keywords: installation of sucker rod pump operation, MTBF.

Способ эксплуатации нефтяных скважин установками штанговых глубинных насосов (УШГН) вот уже более века используется на нефтяных промыслах мира. Благодаря постоянному совершенствованию УШГН в настоящее время остаются простым, довольно надежным, экономически приемлемым и конкурентоспособным оборудованием [1].

Современными штанговыми насосными установками можно добывать нефть из одного или двух пластов скважин глубиной до 3500 м и с дебитом жидкости от нескольких кубометров до нескольких сотен кубометров в сутки.

Эксплуатация штанговых глубинных насосов является основным способом добычи на Биавашском месторождении. Биавашское нефтяное месторождение является одним из старейших месторождений НГДУ «Арланнефть». Разрабатываемые объекты: верейский, тульский, бобриковский и радоевский горизонты. Месторождение находится на второй стадии разработки и преимущественно эксплуатируется штанговыми глубинными насосами. В таблице 1 представлены технологические параметры скважин.

Таблица 1 — Технологические параметры эксплуатации скважин с УШГН Биавашского месторождения

Способ эксплуатации	Количество скважин	Средние значения (средневзвешенное по действующему фонду)								
Диаметр УШГН		забойного давления, МПа	пластового давления, МПа	динамического уровня, м	подвески насосов, м	погружения насосов, м	дебита жидкости, м³/сут	дебита нефти, т/сут	обводненности, %	коэффициента подачи
Верейский горизонт										
32 мм	5	0,6	2,8	1096	1170	74	1,0	0,8	7,3	0,42
Тульский, бобриковский и радаевский горизонты										
Общее по горизонтам	68	5,0	8,3	1071	1328	257	7,2	2,9	55,2	0,49
27 мм	1	4,4	6,5	1092	1296	204	3,5	3,0	3,9	0,33
32 мм	49	4,4	8,0	1131	1361	230	4,9	2,3	48,9	0,47
38 мм	8	5,7	8,7	981	1415	434	10,0	4,2	53,5	0,58
44 мм	9	6,8	9,5	868	1141	273	14,9	5,3	60,5	0,55
57 мм	1	8,9	10,1	701	867	166	29,3	2,3	91,2	0,64

Для отложений верейского горизонта применяются насосы типа НВ1Б-32. Глубина спуска насосной установки изменяется в пределах от 1050 м до 1289 м при среднем значении 1170 м. Динамический уровень в скважинах находится в пределах от 1001 м до 1192 м при среднем значении 1096 м. Расчетная минимальная допустимая глубина погружения насосов под динамический уровень составляет от 208 м до 263 м [2].

Отложения тульско-бобриковского-радаевского горизонта эксплуатируются УШГН, применяются насосы типа: НВ1Б-27, НВ1Б-32, НВ1Б-38, НВ1Б-44, НН2Б-44, НН2Б-57. Глубина спуска насосной установки изменяется в пределах от 832 м до 1556 м при среднем значении 1328 м. Динамический уровень в скважинах находится в пределах от 472 м до 1421 м. От умелого и правильного использования этих установок зависит, как будут использованы такие скрытые резервы, как: введение технологического режима работы установки, обеспечивающего максимальное использование возможности пласта при его установленном режиме работы; минимизация затрат на извлечение нефти; снижение себестоимости добываемой продукции и т. д. Поэтому требуется всестороннее изучение технологического режима скважин и поиск путей, позволяющих эксплуатировать их более эффективно, с наименьшими затратами [3].

На Биавашском месторождении средняя наработка на отказ УГШН составляет 630 сут. Основными видами выхода из строя УГШН (155 отказов) являются: износ или засорение клапанов (48% отказов), износ или заклинивание плунжера (42% отказов), обрыв по корпусу ШГН (5% отказов), образование трещины в корпусе (3% отказов), обрыв штока (2% отказов). Причинами отказов являются отложения парафина (17,6% скважин), образование высоковязкой эмульсии, механический износ и засорение механическими примесями. В анализе участвовали насосы, установленные в скважинах в период с 01.01.2005 г. и снятые с эксплуатации в период с 01.01.2005 г. по 01.06.2012 г. На износ или засорение клапанов приходится 74 отказа, на износ или заклинивание плунжера — 66 отказов, на обрыв по корпусу ШГН — 8 отказов, на образование трещины в корпусе — 4 отказа, на обрыв штока — 3 отказа.

На Биавашском месторождении, эксплуатируемом НГДУ «Арланнефть», проводятся мероприятия, связанные с оптимизацией режима работы установок штангового глубинного насоса [4, 5]. Расчет технологического режима работы скважин рекомендуется производить с помощью ПТК «НАСОС». По штанговым насосам необходимо применять режимы откачки с наибольшим соотношением длины хода к числу качаний (длина хода 2–3 м; число ходов не более 5–6 в мин).

Таблица 2 — Рациональные интервалы изменения параметров УСШН при оптимизации технологических режимов работы скважин

Параметр	Типоразмер насоса				
	НВ1Б-27	НВ1Б-32	НВ1Б-38	НН2Б-44	НН2Б-57
Подвеска насосов, м	1000–1600	1000–1600	1000–1600	900–1500	900–1500
Погружение насосов под динамический уровень, м	50–250	50–250	50–250	50–250	50–250
Коэффициент подачи, д. ед.	0,2–0,5	0,4–0,5	0,4–0,6	0,5–0,7	0,5–0,7
Средний дебит скважины жидкости, м ³ /сут	1–6	4–8	5–13	7–17	9–25

Для существующих скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами с учетом условий эксплуатации, рекомендуется оптимизировать работу установок путем пересмотра компоновки используемых штанг, возможного применения новых типов насосных штанг, эксплуатации штанговых насосов согласно СТО-00135645-

216-2007 «Эксплуатация установок скважинных штанговых насосов в ОАО АНК «Башнефть» [6].

В скважинах со сверхнормативным искривлением ствола (более 2° на 10 м), эксплуатируемых УСШН, следует использовать штанговые протекторы или укороченные штанги. Расстановка протекторов-центраторов на штанговой колонне проводится согласно РД-03-00147275-065-2001 «Глубиннонасосное оборудование. Методика подбора» [7, 8]. Для скважин с повышенным значением газового фактора с целью снижения влияния газа на работу насоса необходимо использовать газовые якоря (по ОСТ 39-177-84 и технической документации заводов изготовителей).

Механизированная добыча нефти и газа с использованием УГШН является основным рекомендуемым способом эксплуатации, поскольку фактические и прогнозные дебиты лежат в области применения этих насосов. Также можно отметить, что в области подач от 1 до 25 м³/сут УГШН имеют более высокий КПД по сравнению с другими способами добычи нефти и при подаче, равной 25 м³/сут, он может достигать максимального значения (36%) [9].

Дальнейшую эксплуатацию скважин Биавашского месторождения рекомендуется проводить при помощи штанговых глубинных насосов при дебитах до 25 м³/сут. Запланированных уровней добычи при текущих забойных давлениях можно достичь стандартным оборудованием, используемом на Биавашском месторождении. Сравнивая текущие показатели эксплуатации с планируемыми, можно отметить, что оборудование всегда работает в пределах своих технических характеристик [10].

Все это говорит о потенциале данного метода добычи, который нужно правильно развивать и совершенствовать, так как проблема рационального использования недр и эффективной эксплуатации оборудования в наши дни приняла весьма актуальный характер.

Список литературы

1. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, № 4. – С. 47–50.
2. Ворсина Н.А. Геолого-промысловое обоснование выбора скважин технологии и параметров воздействия с целью повышения

эффективности интенсификации / Н.А. Ворсина, В.Ш. Мухаметшин // Отчет НИС 121-15-96. – 1996. – 50 с.

3. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.

4. Ворсина Н.А. Анализ эффективности обработки скважин кислотой замедленного действия в условиях НГДУ «Туймазанефть» / Н.А. Ворсина, Е. А. Беркутов // Сборник материалов 38-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов филиала ФГБОУ ВПО УГНТУ в г. Октябрьском. – 2011. – С. 28–32.

5. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

6. Прогнозирование характера обводнения и целесообразности проведения водоизоляционных работ / Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, Э.Р. Хамидуллина [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2012. – № 3. – С. 55–60.

7. Нафикова Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты / Р.А. Нафикова, Т.Д. Дихтярь // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 4. – С. 52–55.

8. Миннивалеев А.Н. Насосная добыча нефти на Туймазинском месторождении / А.Н. Миннивалеев, И.Г. Фаттахов // Теоретические и прикладные вопросы науки и образования: сб. науч. трудов по материалам Международной научно-практической конференции в 16 частях. – 2015. – С. 103–104.

9. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

10. Методы оценки текущего энергетического состояния пласта, определения профиля притока, техсостояния колонны / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, О.А. Грезина [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 8–1. – С. 76–88.

11. Мухаметшин В.Ш. Оценка коэффициента продуктивности залежей по косвенным данным на стадии составления первых про-

ектных документов / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, № 3. – С. 11–12.

12. Фаттахов И.Г. Использование статистических методов для анализа эффективности и проблем нестационарного заводнения / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров // Инженер-нефтяник. – 2013. – № 4. – С. 5–9.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА СУТОРМИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

*Д. М. Мкртчян (МГЛ-21-13), В. Г. Уметбаев (профессор)
(ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет»)*

Аннотация. В статье приведены результаты анализа применяемых методов интенсификации добычи нефти, повышения нефтеотдачи пластов и их эффективности на Суторминском месторождении.

Ключевые слова: методы интенсификации добычи нефти, нефтеотдача, горизонтальная скважина, боковой ствол, гидравлический разрыв пласта, обработка призабойной зоны, выравнивание профиля притока, эффективность, дополнительная добыча нефти.

ANALYSIS OF EFFECTIVENESS OF METHODS AIMED AT OIL RECOVERY INTENSIFICATION AND ENHANCING THE LEVEL OF OIL RECOVERY IN THE SUTORMINSKOE OILFIELD

*D.M. Mkrtchan (MGL-21-13), V.G. Umetbaev (professor)
(FSBEI HPE Ufa State Petroleum Technological University)*

Abstract. The article presents the results of the analysis as a result of the required methods of intensification of oil production, enhanced oil recovery and their effectiveness at the Sutorminskoye field.

Keywords: methods of intensification of oil production, the oil-tuottaja, horizontal well, lateral shaft, hydraulic fracturing, processing bottom-hole zone, the alignment of the flow profile, efficiency, incremental oil production.

На Суторминском месторождении Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции наибольший прирост добычи нефти обеспечивает гидроразрыв пласта (ГРП) (5,9 млн т за 5 лет), что составляет более 11,5 тыс. т на одну скважино-операцию и прирост коэффициенту извлечения нефти (КИН) на 0,0079 д. ед. Следует отметить, что из 5,8 млн т дополнительной добычи нефти почти 4,6 млн т приходится на долю работ по переводу на другие объекты. Третье место занимают гидродинамические методы — 1,9 млн т, или 675 т на одну скважино-операцию (прирост КИН на 0,0025 д. ед.). За счет обработки призабойной зоны (ОПЗ) дополнительно добыто около 1,6 млн т нефти, или 772 т на 1 скважино-операцию (прирост КИН на 0,0021 д. ед.); за счет выравнивания профиля приемистости (ВПП) — около 1,0 млн т, или 986 т на 1 скважино-операцию (прирост КИН на 0,0013 д. ед.).

В целом за счет методов повышения нефтеотдачи на Суторминском месторождении за 5 лет дополнительно добыто около 9 млн т нефти (2,7 тыс. т на 1 скважино-операцию), а методы интенсификации обеспечили дополнительную добычу около 7,4 млн т нефти (2,1 тыс. т на 1 скважино-операцию). Эти цифры, ожидаемые с точки зрения проектов разработки месторождений в последние годы.

Что касается отдельных пластов, наибольшее количество дополнительной нефти добыто по пласту БС₁₀¹ — около 6,4 млн т (2275 т на 1 скважино-операцию), далее по пластам БС₉¹ — около 3,5 млн т (2323 т на 1 скважино-операцию), БС₁₀² — около 2,1 млн т (1181 т на 1 скважино-операцию), БС₁₁ — 1,8 млн т (2960 т на 1 скважино-операцию), БС₇ — около 1,4 млн т (2022 т на 1 скважино-операцию). По перечисленным пластам наибольший прирост — около 3,4 млн т (10,4 тыс. т на 1 скважино-операцию) — достигнут за счет ГРП в пласте БС₁₀¹, за счет прочих методов (в основном переводы на другие объекты) — около 2,1 млн т (5,9 тыс. т на 1 скважино-операцию) в пласте БС₉¹, за счет гидродинамических методов (форсированный отбор жидкости, циклическое заводнение) — 664 тыс. т (673 т на 1 скважино-операцию), за счет ГРП — около 1,4 млн т (10,4 тыс. т на 1 скважино-операцию).

По пласту БС₁ проведено 203 работы, дополнительно добыто 545 тыс. т нефти (2680 т на 1 скважино-операцию), в том числе 44 операции ОПЗ и 139 операций прочих работ; по пласту БС₈ — 183 работы (476 тыс. т, 3553 т на 1 скважино-операцию), в том числе 30 операций ОПЗ и 132 операции прочих работ.

По остальным пластам группы БС проведено от 2 до 42 операций интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов. Обращают на себя внимание всего 6 пробуренных горизонтальных скважин, 5 из них по пласту БС₁₀², 20 скважин, в которых пробурены боковые стволы, в т. ч. по пластам БС₁ (5), БС₅ (2), БС₇ (5), БС₈ (2), БС₉¹ (4), БС₁₀¹ (1). По пласту ЮС₁ осуществлена зарезка бокового ствола только в одной скважине, больше никаких работ по этому пласту не проведено.

В огромном фонде скважин, в том числе со значительным количеством технически неисправных, высокообводненных, проведена всего 81 скважино-операция ВИР и РИР. При этом дополнительно добыто 75 тыс. т нефти, или 925 т на 1 скважино-операцию, то есть удельная эффективность этих работ даже выше гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов. Эффективность бурения горизонтальных скважин составляет 12,7 тыс. т/скважино-операций.

Выводы:

1. Наибольший прирост добычи нефти по месторождению достигнут за счет ГРП, на втором месте — прочие работы, на третьем месте — гидродинамические методы.
2. Наибольшее количество дополнительной нефти добыто по пласту БС₁₀¹, на втором месте — пласт БС₁₀² и на третьем месте — пласт БС₁₁.
3. Проведено всего 81 скважино-операция водо-изоляционных и ремонтно-изоляционных работ, что крайне недостаточно в большом фонде высокообводненных и технически непрерывных скважин.

Список литературы

1. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. — М.: Недра, 2001.
2. Пересчет запасов нефти, конденсата, свободного и растворенного газа и сопутствующих компонентов ТЭО КИН Суторминского, Северо-Карамовского нефтегазоконденсатного и Западно-Суторминского нефтяного месторождений. — М.: ООО «Парадайм Геофизикал», ОАО «ЦГЭ», ОАО «ВНИИнефть», 2009.
3. Анализ разработки Суторминского месторождения. — М.: ОАО «ВНИИнефть», 2006.

4. Проект разработки Суторминской группы месторождений — Суторминского, Западно-Суторминского и Северно-Карамовского. — М.: ОАО «ВНИИнефть», 2009. — 458 с.

5. Сонич В.П. Влияние на нефтеотдачу форсированных отборов и перспективы их применения. / В.П. Сонич [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2001. — № 8. — С. 47–54.

УДК 622.276

**ПОСТРОЕНИЕ ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩИХ
ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
И ПРОБЛЕМЫ, ВОЗНИКАЮЩИЕ НА ЭТАПЕ
СБОРА ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ**

Алсу Ф. Шакурова, Айгуль Ф. Шакурова

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Применение постоянно действующих геолого-технологических моделей на сегодняшний день стало основным инструментом в руках инженеров-технологов для оптимизации и регулирования процесса разработки нефтяного месторождения

Ключевые слова: модель, оптимизация, скважина, проект разработки.

UDC 622.276

**CONSTRUCTING PERMANENT GEOLOGICAL
AS WELL AS TECHNOLOGICAL MODELS
AND PROBLEMS, ARISING DURING GATHERING
SOURCE INFORMATION**

Alsou F. Shakurova, Aigul F. Shakurova

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. The use of permanent geological and technological models of today became the main instrument in the hands of engineers for optimization and regulation of the process of oil field development

Keywords: model, optimization, well, the project of developing.

Нефтегазодобывающая отрасль Российской Федерации является одной из основных отраслей промышленности нашего государства. От эффективности ее работы зависит и экономическое состояние общества.

На сегодняшний день одним из мощных направлений по повышению качества контроля и регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений является применение геолого-гидродинамических моделей. С использованием данных моделей появляется возможность контролировать выработку остаточных запасов, прогнозировать добычу природных углеводородов, моделировать различные геолого-технические мероприятия, выбирать наиболее рациональные и экономически выгодные варианты разработки месторождения с запасами нефти и газа.

Постоянно действующие геолого-гидродинамические модели позволяют уточнять модель по мере поступления новой информации и соответственно корректировать разработку месторождения с целью улучшения технологических и экономических показателей.

На сегодняшний момент процесс интеграции постоянно действующих геолого-технологических моделей связан с внедрением современных компьютерных программных продуктов при управлении разработкой нефтяного и газового месторождения.

Модель (фр. *modèle*, от лат. *modulus* — мера, аналог, образец) — это система, изучение которой служит средством для получения информации о другой системе. Модель может воспроизводить упрощенное представление о реальном устройстве или каком-либо процессе и явлении.

Построение и исследование моделей, помогает в изучении имеющихся в реальном устройстве (процессе, явлении) свойств и закономерностей. Применяются модели для нужд познания (созерцания, анализа и синтеза).

Моделирование является одной из частей различных исследований и разработок, составляющей частью жизни человека, поскольку сложность любого объекта и окружающего его мира неисчерпаема. Одни и те же устройства, процессы, явления могут иметь много разных видов моделей. Таким образом, существует много видов и названий моделей, большинство из которых отражает решение определенной конкретной задачи.

Рассматривая же применение моделей непосредственно для решения геологических задач, можно дать следующее определение для

модели пласта: **модель пласта** — это количественное и качественное представление о геологических свойствах пласта, используемое при расчете разработки месторождений с запасами природных углеводородов.

Также одно из определений геологической модели приводится в [1]: «...под цифровой трехмерной адресной геологической моделью месторождения понимается представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора карт (двухмерных сеток) или трехмерной сетки ячеек...».

Если дать более простое определение геологической модели, то это способ представления того, как такие свойства пласта, как пористость и проницаемость, распределены в пределах моделируемого участка. При этом в построенной модели должна быть отражена и неоднородность распределения этих свойств в общей структуре пласта, связанность проницаемых и непроницаемых пластов между собой и, конечно же, наличие различных тектонических нарушений, перемычек и экранов, которые в итоге будут оказывать влияние на движение пластового флюида.

Главная цель создания корректной, адекватной и достоверной геологической модели — это создание основы для дальнейшего гидродинамического моделирования на данном объекте. Кроме того, построенная геологическая модель дает возможность получить информацию о строении и неоднородности пласта.

Основные этапы построения геологической модели можно представить в следующей последовательности [2]:

- сбор, анализ, систематизация необходимой исходной информации, оцифровка данных и перевод их в нужный формат для последующей загрузки в используемый программный комплекс;
- структурное моделирование (создание каркаса, построение основных горизонтов и разломов);
- создание сетки и перенос скважинной информации на сетку;
- фациальное моделирование;
- петрофизическое моделирование;
- подсчет запасов углеводородов.

При построении геологической модели особое внимание уделяется следующим моментам:

- геометрическая характеристика ловушек нефти, присутствие в структуре различных изолированных участков;

— распределение углеводородов в общей структуре моделируемого объекта;

— пространственное распределение основных фильтрационно-емкостных свойств пласта, барьеров и экранов.

Этап сбора, анализа и систематизации исходной информации является одним из трудоемких и очень значимых для качества результата. На этапе создания исходной базы для создания модели приходится переработать очень большой объем различной информации и, конечно же, постоянно оценивать ее полноту и качество. В случае отсутствия информации требуется составлять различные запросы. Для этих целей разрабатываются новые методики и программы, которые позволяют перерабатывать исходную информацию и переводить в требуемый формат.

Для крупных месторождений с большим количеством скважин эксплуатационного фонда и сложным геологическим строением выполнение данной задачи осложняется рядом сложностей и проблем:

— разработка крупных месторождений ведется достаточно длительное время и имеет большую длительную историю, к тому же начало их эксплуатации идет с далекого прошлого, когда применение компьютерных технологий и формирование информации в цифровом виде отсутствовало;

— проблемы перевода информации с бумажных носителей в оцифрованный вид;

— проблемы сбора большой базы геологической, геофизической и промысловой информации из различных источников и их взаимная увязка;

— проблема хранения всей использованной для создания моделей информации в едином пространстве;

— необходимость учета возникновения так называемого «человеческого фактора» вследствие большого количества участников при сборе необходимой информации.

Кроме того, многообразие современных программных продуктов требует систематизации и оцифровки исходной информации в определенном формате, который поддерживает тот или иной программный комплекс. Например, исходные данные для работы в программе RMS имеют формат «.las» (рис. 1.).

Также необходимо учитывать на данном этапе, что собираемая исходная информация характеризуется различным качественным

уровнем. Для того чтобы оценить качество собранной информации, могут применяться следующие методики:

- сравнение данные из разных источников;
- выявление данных, которые не укладываются в закономерность распределения того или иного параметра, то есть аномально низкие или высокие значения показателей;
- выполнение различных проверочных запросов.

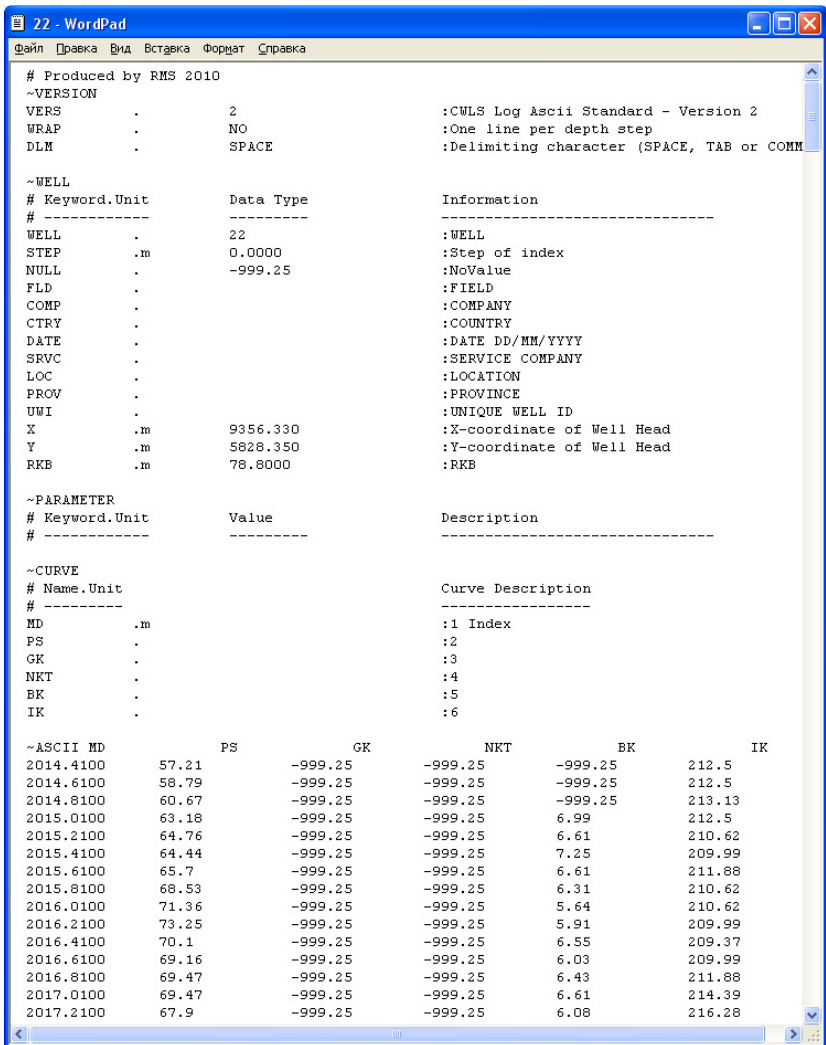


Рисунок 1 — Пример формата исходных данных в RMS

Создание необходимой базы данных для построения геологической модели требует участия разносторонних специалистов с различным профессиональным уровнем, что введет к возникновению определенного количества неточностей и ошибок. Поэтому на этапе сбора информации необходимо использовать различные алгоритмы для выявления случайных ошибок такого рода.

Крупные месторождения с большой историей разработки характеризуются большим объемом информации и длительным периодом изучения особенностей месторождения. Но большое количество информации не всегда характеризуется ее качеством. Поэтому систематизация и анализ всей имеющейся информации может привести к новому видению результатов исследований.

Список литературы

1. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений РД 153-39.0-047-00.

2. Закревский В.С. Геологическое 3D-моделирование. – М.: ООО ИПЦ «Маска», 2009. – 376 с.

3. Лебединец А.П. Бурение многозабойных горизонтальных скважин из эксплуатационных колонн [Текст] / А.П. Лебединец, В.Г. Григулецкий // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 12. – С. 5–7.

4. Зейгман Ю.В. Выбор оборудования и режима работы скважин с установками штанговых и электроцентробежных насосов [Текст]: учебник / Ю.В. Зейгман [и др.] – Уфа: УГНТУ, 2000. – 122 с.

5. Ахметов Р.Т. Коэффициент абсолютной проницаемости в рамках гантельной модели [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. С. 341–352.

6. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, № 4. – С. 47–50.

7. Фаттахов И.Г. Водоизоляционные работы в скважинах с боковыми стволами и в горизонтальных скважинах [Текст] / И.Г. Фаттахов, Ф.Ф. Фазлыев // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2013. – № 2 (9). – С. 20–23.

8. Гуторов А.Ю. Механизм и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 2. – С. 23–27.

9. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство

нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

10. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

11. Янтурин Р.А. О методах расчета осевой нагрузки в колоннах штанг, бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб [Текст] / Р.А. Янтурин, А.Ф. Зайнуллин, А.Ш. Янтурин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 88–91.

12. Фаттахов И.Г. Классификация объектов разработки с использованием метода главных компонент / И.Г. Фаттахов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 4. – С. 6–9.

13. Гайнетдинов Р.Г. Обработка и интерпретация материалов ядерно-геофизических методов для оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов / Р.Г. Гайнетдинов, О.Е. Рыскаль, А.Н. Огнев [и др.] // Каротажник. Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 7–8. – С. 129–138.

14. Хузина Л.Б. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами / Л.Б. Хузина, Л.В. Петрова, С.В. Любимова // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 62.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА КАРАМОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

*Алсу Ф. Шакурова, Айгуль Ф. Шакурова
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Существенным резервом повышения технико-экономических показателей эксплуатации и дебита нефти добывающих скважин являются современные технологии воздействия на около-скважинное пространство. Технология гидравлического разрыва пласта успешно применяется в условиях Карамовского месторождения.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, оптимизация, скважина, проект разработки.

APPLICATION OF HYDRAULIC FRACTURING IN THE KARAMOVSKOE OILFIELD

Alsou F. Shakurova, Aigul F. Shakurova
(*Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State*
Petroleum Technological University)

Abstract. A significant reserve of increasing of technical-economic indicators of exploitation and production of oil producing wells are the modern technologies impact on okolo-quainoo space. The technology of hydraulic fracturing has been used successfully in the conditions Karamushko field.

Keywords: hydraulic fracturing, optimization, borehole development project.

Промышленное применение гидравлического разрыва пласта на территории России начато в 1954 году. По данной технологии ежегодно проводится от 1500 до 2500 скважино-операций. Кроме того, данная технология нашла широкое применение для интенсификации добычи на месторождениях с запасами нефти и газа, добычи битумов, утилизации промышленных стоков, выработки геотермической энергии, утилизации промышленных стоков.

Процесс гидравлического разрыва пласта заключается в создании искусственных и расширении имеющихся трещин в породах призабойной зоны воздействием повышенных давлений жидкости, нагнетаемой в скважину. При повышении давления в породах пласта образуются новые или открываются (или расширяются) имеющиеся трещины. Вся эта система трещин связывает скважину с удаленными от забоя продуктивными частями пласта. Для предотвращения смыкания трещин после снижения давления производится закачка песчанно-жидкостной смеси, расклинивание образованных трещин с сохранением их высокой пропускной способности после проведения процесса. Проницаемость трещин с крупнозернистым песком внутри их в тысячи раз превышает проницаемость ненарушенного пласта.

Для проведения гидравлического разрыва пласта применяются 3 основные технологические схемы:

— одновременный ГРП, когда воздействию закачиваемой жидкости ГРП подвергаются все пласты или пропластки, эксплуатируемые скважиной;

— многократный ГРП, когда последовательно гидроразрыву подвергаются два или более пластов или пропластков, вскрытых скважиной;

— поинтервальный ГРП, когда гидроразрыву преднамеренно подвергается один заранее определенный пласт или пропласток из вскрытых скважиной.

По пласту БС₁₁ Карамовского месторождения технология гидравлического разрыва пласта применена в 10 скважинах.

В среднем прирост дебита жидкости составил 45 т/сут, нефти — 35,5 т/сут, превысив дебит до ГРП в 7,6 и 9 раз соответственно. Обводненность возросла на 20%. Среднее время работы скважины в месяц возросло в 2,9 раза, что позволило увеличить месячную добычу нефти в 25,1 раза.

По характеру эффекта проведенной обработки скважины можно разбить на 2 группы. Первая группа — скважины, практически не давшие притока до ГРП № 288. Геологический разрез скважин представлен только нефтенасыщенными пропластками небольшой толщины. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 7,2 м до 9,2 м. Пласт представлен одним или двумя пропластками, расчлененность — 1,667. Средняя проницаемость коллектора первой группы скважин равна $14 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Пористость равна 18,2%. Средний дебит жидкости после ГРП порядка 6 т/сут, обводненность — около 10%.

Ко второй группе относятся скважины, резко увеличившие дебиты жидкости. В разрезе этих скважин присутствуют нефтяные, водонефтяные и чисто водоносные пропластки. Средняя величина нефтесодержащих пропластков 9,1 м, проницаемость — $19 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Дебиты жидкости по этой группе скважин достигали от 42 т/сут (6 т/сут до ГРП) до 106,2 т/сут (8 т/сут до ГРП). При этом обводненность продукции по скважине увеличилась сразу же после ГРП с 17 до 33%, снизилась в процессе эксплуатации до 11%.

Наибольший эффект от применения ГРП по пласту БС₁₁ получен по скважине № 748. Скважина расположена в чистой нефтяной зоне. Геологический разрез нижней части продуктивного интервала представлен чередованием пяти тонких продуктивных нефтяных и водонефтяных пропластков. В верхней части разреза вскрыт пятиметровый высокопроницаемый пропласток.

Согласно промыслово-геофизическим исследованиям при наличии в кровельной части высокопроницаемых мощных пропластков нижняя часть, представленная чередованием, не подключается в разработку. Проведение ГРП позволило получить приток со всего разреза. При этом дебит жидкости по чередованию составил 40% от дебита жидкости скважины. В целом дополнительная добыча от проведения ГРП составила 53,79 тыс. т. Прогнозируемая продолжительность эффекта — 4 года.

По пласту БС₁₁ достигнута высокая эффективность применения ГРП. Водонефтяная зона и пропластки пониженной нефтенасыщенности могут значительно снижать продолжительность эффекта после ГРП. Наибольшие темпы обводнения продукции отмечаются при монолитном типе разреза. Бесприточные до ГРП скважины после ГРП имеют невысокие дебиты в порядке от 6 до 8 т/сут и непродолжительный эффект.

При анализе ГРП видим (рис. 1), что полученный эффект не зависит напрямую от величины закачиваемого объема проппанта.

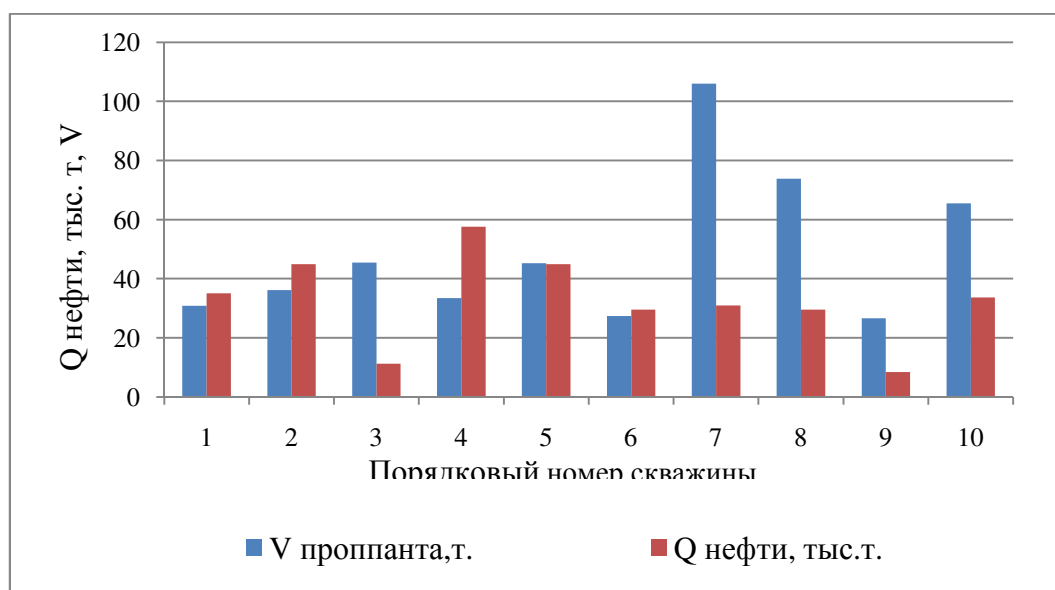


Рисунок 1 — Соотношение добычи нефти и объема закачиваемого проппанта в пласт

В среднем по сделанным операциям в пласт закачивается 49 тонн проппанта, при этом получаем вертикальную трещину со средней высотой в 27 м и полудлиной в 71 м, ширина трещины равна 0,54 см.

На рисунках 2 и 3 приведены зависимости полученного дебита после ГРП от параметров трещины (высоты, полудлины).

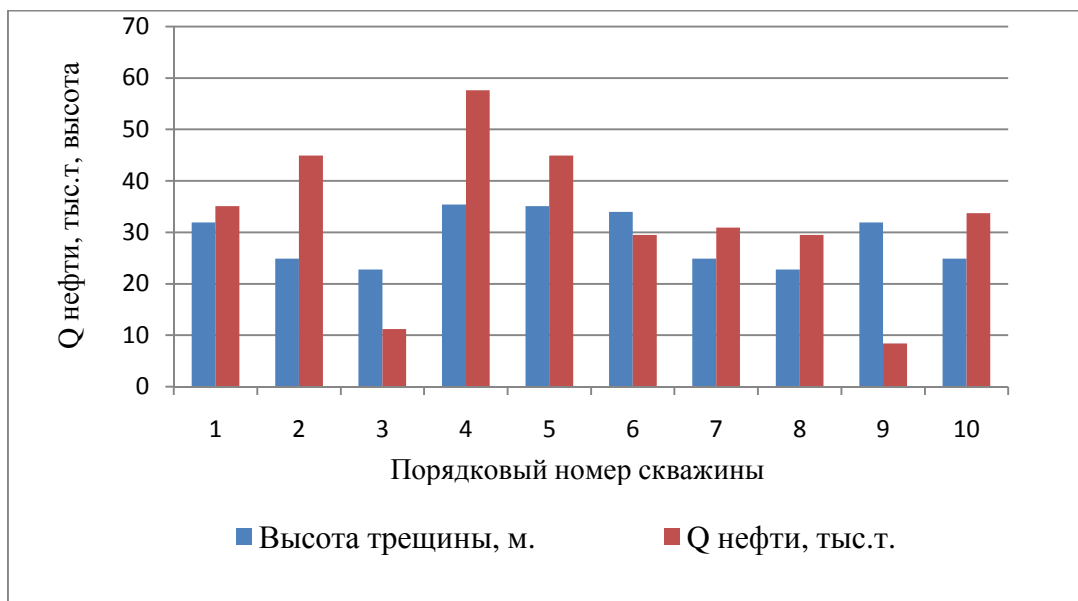


Рисунок 2 — Влияние высоты трещины на полученный дебит нефти

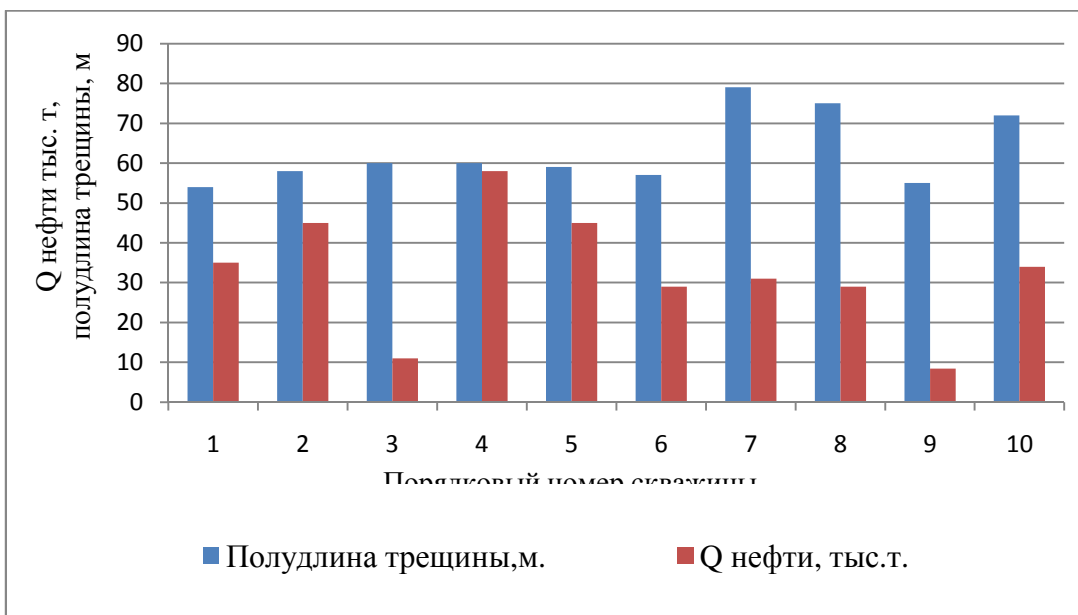


Рисунок 3 — Влияние полудлины трещины на полученный дебит нефти

Полученная трещина позволяет повысить дебит скважины в среднем на 22 т/сут, что отличается от предполагаемого результата на 40 т/сут. Из этих данных можно предположить, что проведенные ГРП не принесли задуманного эффекта, но полученное увеличение добычи является положительным результатом.

На рисунке 4 представлена динамика изменения параметров скважины до ГРП и после проведенных мероприятий.

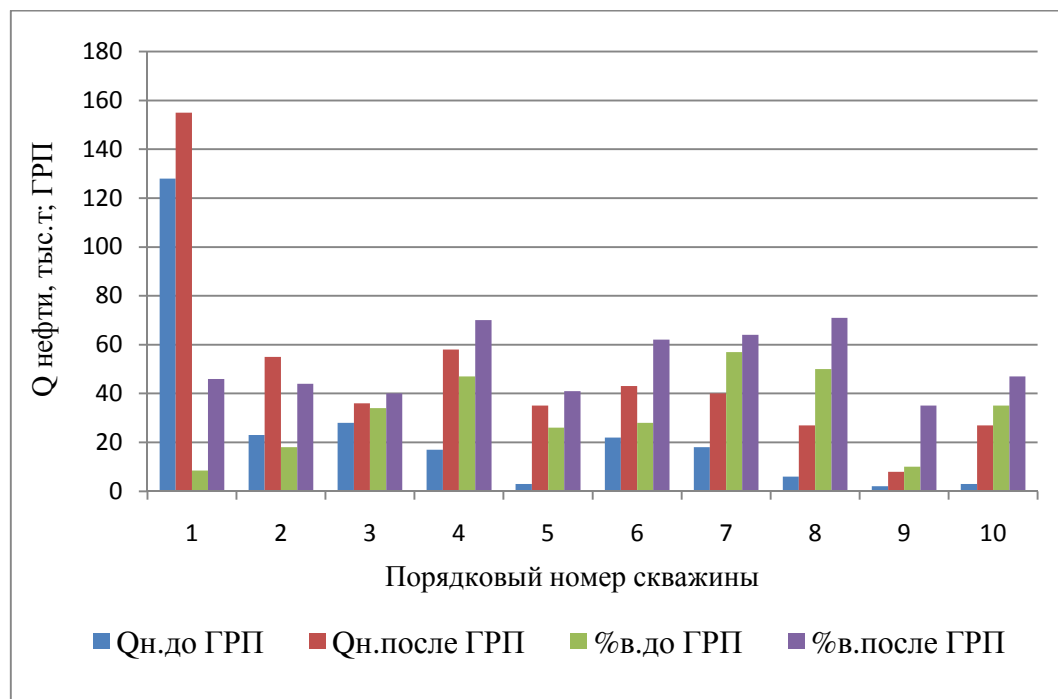


Рисунок 3 — Данные по скважинам до ГРП и после проведенных мероприятий

Список литературы

1. Лебединец А.П. Бурение многозабойных горизонтальных скважин из эксплуатационных колонн [Текст] /А.П. Лебединец, В.Г. Григулецкий // Нефтяное хозяйство. –1991. – № 12. – С. 5–7.
2. Зейгман Ю.В. Выбор оборудования и режима работы скважин с установками штанговых и электроцентробежных насосов [Текст]: учебник / Ю.В. Зейгман [и др.] – Уфа: УГНТУ, 2000. – 122 с.
3. Ахметов Р.Т. Коэффициент абсолютной проницаемости в рамках гантельной модели [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. – С. 341–352.
4. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации/ В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, № 4. – С. 47–50.
5. Фаттахов И.Г. Водоизоляционные работы в скважинах с боковыми стволами и в горизонтальных скважинах [Текст] / И.Г. Фаттахов, Ф.Ф. Фазлыев // Международное научное издание «Современные

фундаментальные и прикладные исследования». – 2013. – № 2 (9). – С. 20–23.

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

7. Бердников Д.А. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» [Текст] / Д.А. Бердников, Н.И. Рылов, Р.А. Нафикова [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

8. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

9. Янтурин Р.А. О методах расчета осевой нагрузки в колоннах штанг, бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб [Текст] / Р.А. Янтурин, А.Ф. Зайнуллин, А.Ш. Янтурин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 88–91.

10. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.

11. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.

12. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.

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

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

УДК 622.276.5

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН
В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕМ УПРАВЛЕНИИ
«АЗНАКАЕВСКНЕФТЬ»**

Л. Р. Хафизова (ГР-10-13), Л. В. Петрова (доцент, к. г.-м. н.)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Т. В. Чихерева (I-НТ-5), М. В. Жидкова (ассистент)

*(ФГБОУ ВПО «Самарский государственный
технический университет»)*

Аннотация. Основной задачей статьи является анализ эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками штангово-глубинных насосов и разработки мероприятий по повышению эффективности работы. В статье рассматривается проблема образования высоковязкой водонефтяной эмульсии в колонне НКТ, которая осложняет работу насосных установок. Автором предложено входное устройство ВУ-11-76 (делитель фаз) для применения на скважинах с проблемой образования эмульсии.

Ключевые слова: разработка, эмульсия, ремонт скважин, штангово-глубинный насос, штанга, межремонтный период.

UDC 622.276.5

**IMPROVEMENT OF OPERATING WELL STOCK
IN OGPD «AZNAKAEVSKNEFT»**

L. R. Khafizova (GR-10-13),

L. V. Petrova (associate professor, c. g.-m. s.)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

T. V. Chikhereva (I-НТ-5), M. V. Zhidkova

(FSBEI HPE Samara State Technical University)

Abstract. The main objective of the paper is to analyze the efficiency of operation of wells equipped with the installations trousers-said deep well pumps and the development of measures to improve efficiency. In the article the problem of the education of high-viscosity oil-water emulsion in

the drill pipe, which complicates the operation of pumping installations. The author suggested that the input device WU-11-76 (phase divider) for use in wells with the problem of emulsion formation.

Keywords: development, emulsion, workover, trousers-said deep-well pump, rod, overhaul period.

Современный этап развития нефтяной промышленности характеризуется немалыми осложнениями условий разработки большинства месторождений. Основное количество высокопродуктивных залежей и месторождений находятся на поздней стадии разработки, когда обводненность нефти резко возрастает, а добыча интенсивно снижается.

Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вызывает серьезные осложнения при добыче, сборе и подготовке нефти, связанные с образованием водонефтяных эмульсий, которые обладают высокими вязкостью и стойкостью к разрушению [1].

Объектом исследования является Павловская площадь НГДУ «Азнакаевскнефть» Ромашкинского месторождения, где предотвращение образования эмульсии является актуальной задачей.

Павловская площадь является одной из центральных площадей Ромашкинского месторождения. Средняя глубина залегания пластов 1750 метров. Тип коллектора терригенный.

Южный купол Татарского свода является основным структурным элементом Ромашкинского месторождения. Для современного рельефа кристаллического фундамента характерно блоковое строение, он состоит из трех блоков (Минибаевского, Азнакаевского и Павлово-Сулеевского), разделенных неглубокими прогибами 10–20 метров глубиной, меридионального простирания.

В сглаженном виде отложения терригенного девона повторяют структурные формы кристаллического фундамента и сглаживают полностью или частично прогибы, которые существовали в девонское время.

Основным объектом разработки на Павловской площади являются терригенные коллекторы пашийского горизонта верхнего девона (горизонт ДІ), в разрезе которого выделяются 8 пластов. Горизонт ДІ является единой гидродинамической системой, что подтверждается общим ВНК для всех пластов и высокой литологической связанностью между пластами [2].

Павловская площадь Ромашкинского нефтяного месторождения открыта в 1947 году, в разработку введена в 1954 году, эксплуатационное разбуривание осуществляется с 1982 года. В настоящее время Павловская площадь находится на четвертой стадии разработки.

За анализируемый период с 1953 по 2011 годы на объекте разработки Павловской площади Ромашкинского месторождения можно отметить три этапа максимального отбора нефти. До 1978 года добыча нефти была стабильной — 6,15–5,31 т/сут, далее наблюдается резкий спад. В 1993 году добыча нефти падает до 0,89 т/сут, а обводненность достигает 86,1%, что свидетельствует о полной обводненности месторождения [3].

Доля скважин, оборудованных глубинными штанговыми насосами, составляет 63,3% добывающего фонда. Средний дебит по нефти этой категории на 2011 год составляет 2,7 т/сут, по жидкости — 10,6 т/сут [3].

Структура фонда скважин, охватывающая месторождения НГДУ «Азнакаевскнефть» показывает, что более 90% скважин эксплуатируются механизированным способом, из них 63% составляют установки штанговых глубинных насосов. Даже создание целой серии бесштанговых насосов различного типа не вытеснило этот способ из арсенала технических средств добычи нефти [4].

В условиях роста эксплуатационных затрат на поздней стадии разработки задача увеличения межремонтного периода скважин, оборудованных УШГН, является актуальной.

Причины ремонта скважин, оборудованных УШГН, могут быть различны: обрыв штанги по телу, обрыв штанги по муфте, обрыв штанги у скребка, отворот штанг, отворот плунжера, износ клапанных узлов ШГН, трещина в теле НКТ, обрыв полированного штока, негерметичность НКТ в резьбовых соединениях, отложение солей на приеме насоса и на забое, отложение парафина в насосе, в НКТ и др.

На Павловской площади в течение 2011 года было проведено 80 ремонтов скважин, оборудованных УШГН. Самыми распространенными причинами выхода из строя скважин являются отворот насоса — 21 скважина (26,25%) и обрыв штанг по телу — 13 скважин (16,25%) [3].

Причины возможных осложнений в процессе эксплуатации скважин [5]:

- влияние водонефтяных эмульсий;
- образование асфальтосмолопарафинистых веществ [6];

- отложения солей;
- вынос механических примесей и т. д.

Образование в колонне НКТ высоковязкой водонефтяной эмульсии осложняет работу насосных установок: повышается гидравлическое сопротивление движению жидкости в канале лифтовых труб, увеличивается амплитуда изменения нагрузок на штанги и, соответственно, приведенные напряжения в материале штанг [7].

На Павловской площади НГДУ «Азнакаевскнефть» существует проблема влияния водонефтяной эмульсии на эксплуатацию скважин.

Современные методы разработки нефтяных месторождений путем заводнения приводят к необходимости не только закачки, но и добычи значительных объемов воды. Неблагоприятным фактором совместного извлечения нефти и воды насосным способом является тенденция к образованию стойкой водонефтяной эмульсии (ВНЭ) [8].

Наиболее эффективный и дешевый способ предотвращения влияния эмульсии на эксплуатацию скважин — это внедрение входного устройства (ВУ-11-76, разработанный институтом «ТатНИПИ-нефть»). Применение «делителя фаз» обеспечивает снижение гидродинамического сопротивления движению штанг, которое приводит к уменьшению амплитуды нагрузок.

Технология предназначена для снижения интенсивности образования в колонне НКТ высоковязкой водонефтяной эмульсии при эксплуатации нефтяных скважин с обводненной продукцией путем организации поочередной подачи нефти и воды на прием скважинного насоса [7].

Размещаемое под насосом устройство ВУ-11-76 состоит из переключателя потоков усовершенствованной конструкции и якоря нефти и газа, соединенных между собой хвостовиком, что обеспечивает поочередную подачу нефти и воды на прием скважинного насоса.

Следствия применения входного устройства:

- снижается обрывность штанговой колонны;
- растет межремонтный период работы скважины;
- устраняется необходимость периодических промывок скважин растворителями;
- снижаются потери напора в системе сбора и экономится электроэнергия на транспортировку продукции;
- улучшаются условия работы установок подготовки продукции.

Одним из недостатков работы «делителя фаз» является разброс процента воды при отборе проб в течение месяца, что затрудняет вывод конечного процента обводненности.

Кроме внедрения «делителя фаз» необходимо ежеквартально контролировать состояние «эмульсионного» фонда скважин и своевременно разрабатывать мероприятия по предупреждению влияния осложняющих факторов на работу эксплуатационного оборудования [7].

Таким образом, совершенствование эксплуатации фонда добывающих скважин в НГДУ «Азнакаевскнефть» позволяет получить прирост добычи нефти и обеспечить безаварийную работу скважин с увеличением межремонтного периода.

Список литературы

1. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче [Текст]: монография / Н.Г. Ибрагимов [и др.]. – Уфа: ООО «Издательство научнотехнической литературы «Монография», 2003. – 302 с.

2. Геологический отчет по НГДУ «Азнакаевскнефть», Азнакаево, 2011.

3. Годовой отчет по НГДУ «Азнакаевскнефть», Азнакаево, 2011.

4. Каплан Л.С. Совершенствование эксплуатации скважин штанговыми насосами [Текст]: учебное пособие / Л.С. Каплан. – Октябрьский: гортипография, 2000. – 234 с.

5. Ибрагимов Н.Г. Повышение эффективности добычи нефти на месторождениях Татарстана [Текст]: диссертация / Н.Г. Ибрагимов. – М.: Недра, 2005. – 316 с.

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

7. Технология эксплуатации скважин с применением входных устройств для поочередной подачи нефти и воды на прием скважинного насоса ВУ-11-89 [Текст] РД 153-39.0-433-06: утв. ОАО «Татнефть», 2006.

8. Руководство по эксплуатации скважин установками скважинных штанговых насосов в ОАО «Татнефть» РД 153-39.1-252-02. – Альметьевск, 2002 – 199 с.

УДК 622.276.66

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ СУГМУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В. В. Адонкин (ГР-10-13)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Приводится описание технологии многостадийного гидроразрыва пласта и целесообразность ее применения на примере Сугмутского месторождения филиала «Газпромнефть-Муравленко». Предлагается новая технология МСГРП для условий Сугмутского месторождения.

Ключевые слова: коллектор, продуктивный пласт, скважина, разработка, многостадийный гидроразрыв пласта, дебит, нефть.

UDC 622.276.66

EMPLOYMENT OF MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING IN THE SUGMUTSKOE OILFIELD

V. V. Adonkin (GR-10-13)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. Describes the technology of multistage fracturing and the feasibility of its application on the example of Sugmutskoye field branch of «Gazpromneft-Muravlenko». A new technology is proposed for MSHB conditions Sugmutskoye IU-steroidia.

Keywords: reservoir, reservoir, well development, multistage hydraulic fracturing, oil production rate, oil.

Поточное месторождение находится на стадии падающей добычи, о чем свидетельствует падение объемов добычи нефти в сравнении с прошлыми годами, а также рост обводненности. На месторождении продолжается бурение новых скважин, так как северо-восточная часть месторождения еще не освоена. Для удержания уровня добычи нефти проводятся ОПЗ, вводятся в эксплуатацию новые скважины, как нагнетательные, так и добывающие, используются различ-

ные методы повышения нефтеотдачи. Среди существующих методов повышения производительности скважин значительное место занимает такой метод, как гидроразрыв пласта, а в частности, его разновидность — многостадийный гидроразрыв пласта [1].

Основная залежь месторождения связана со структурно-литологической ловушкой, вытянутой в субмеридиональном направлении. Продуктивный пласт имеет четко выраженный регрессивный характер с улучшением коллекторских свойств к кровле. Длина залежи составляет примерно 70 км, ширина — 3–9 км. Продуктивный пласт БС₉² выклинивается на западе и замещается глинами на востоке. Абсолютные отметки пласта регулярно поднимаются с запада на восток и с севера на юг. При таком строении вся южная часть является чисто нефтяной зоной, а в центральной и северо-восточной частях располагается водонефтяная зона, которая ограничивается внешним ВНК на северо-западе. При заполнении такой ловушки в первую очередь должна сформироваться самая высокая южная часть залежи. Затем зональность заполнения должна идти параллельно современному ВНК с юго-востока на северо-запад. Это нашло отражение и в характеристиках нефтей. Общая толщина пласта составляет в среднем 39,9 м. Средняя нефтенасыщенная толщина — 10,5 м. Коэффициент расчлененности — 13,8 ед.

За последние три года на месторождении отмечается более интенсивный рост динамики отборов, что в первую очередь явилось следствием ввода в эксплуатацию горизонтальных скважин, отличающихся более высокими добычными возможностями, чем вертикальные. На месторождении из 619 скважин пробурено 47 ГС (13% от фонда добывающих скважин на месторождении). Накопленная добыча нефти по ГС на 01.01.2012 г. составила 20,6 млн т, или 34% от добычи всего месторождения. За 2011 год по ГС добыча нефти составила 2738,4 тыс. т, или 39,8% от общей годовой добычи нефти. В связи с этим необходимо было найти эффективный метод повышения продуктивности горизонтальных скважин. Одним из таких методов и является многостадийный гидроразрыв пласта [2].

Рассмотрим технологию проведения МСГРП. Для проведения операции многостадийного гидроразрыва пласта (МСГРП) используется специальная компоновка — хвостовик с пакерами, разделяющими ствол скважины на интервалы, и муфтами ГРП, позволяющими проводить закачку в каждый из интервалов. Изоляция интервалов обеспечивает в ходе операции ГРП точное размещение пачек проп-

панта, обеспечивая полный охват зон интенсификации и максимальную эффективную проницаемость трещин. Кроме того, компоновка МСГРП обеспечивает упрощенное закачивание скважины: для изоляции продуктивного интервала не требуется цементировать и перфорировать хвостовик, а также устанавливать цементные мосты. В результате, весь эксплуатационный участок ствола охватывается ГРП в ходе одной закачки, что снижает сроки выполнения работ с нескольких суток до нескольких часов.

Пакеры спускаются в необсаженный ствол скважины в составе компоновки МСГРП (хвостовика) и разделяют продуктивный пласт на интервалы. Между каждым комплектом пакеров расположены муфты ГРП, позволяющие проводить закачку.

Циркуляционный клапан (ЦК) (также — порт ГРП, муфта ГРП) входит в компоновку МСГРП и устанавливается в открытом стволе горизонтальной скважины и активируется шаром для проведения многостадийного селективного ГРП. Клапан может оснащаться посадочными седлами под шары различного типоразмера. Первый ЦК устанавливается непосредственно над башмаком колонны и открывается путем приложения давления (может быть заменен перфорированным патрубком), последующие ЦК гидравлически активируются сбросом шара. После посадки шара в седло создается необходимое давление для открытия порта.

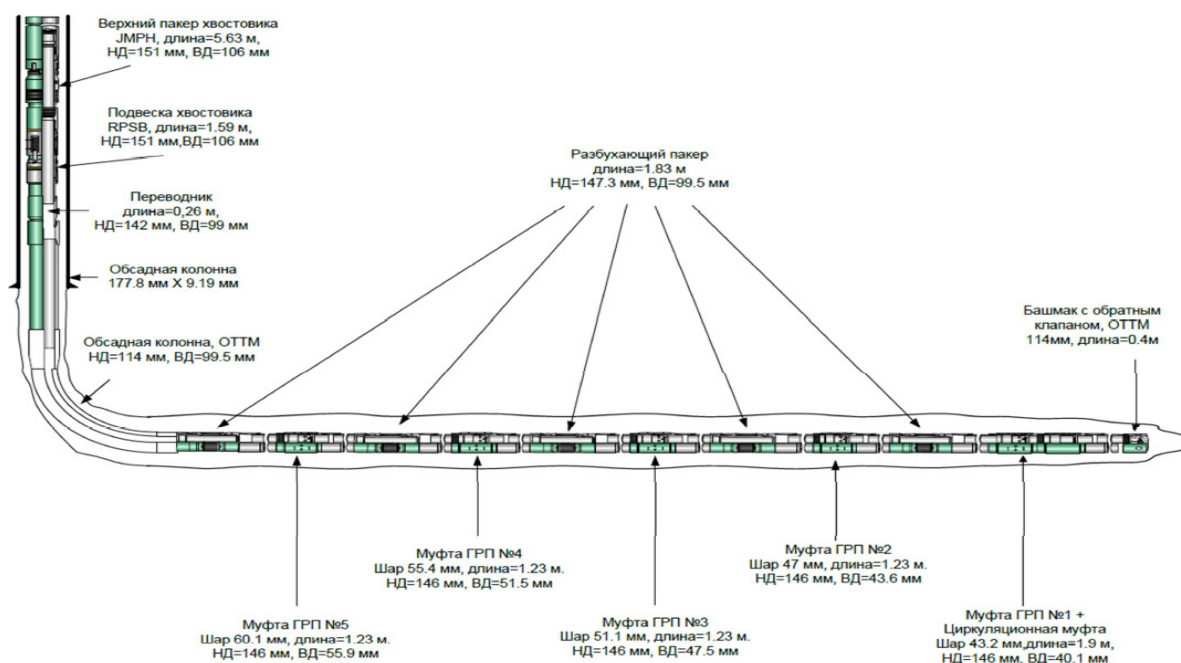


Рисунок 1 — Пример схемы компоновки многостадийного гидроразрыва пласта на 5-й стадии

Функциональное применение шара, как правило, сводится к перекрытию трубного пространства для последующего увеличения давления с целью опрессовки, гидравлического воздействия на внутри-скважинное оборудование и инструменты. В случае МСГРП шар используется для механического воздействия на скользящую втулку циркуляционных клапанов. После посадки шара в посадочное седло и последующего гидравлического воздействия втулка перемещается вниз и открывает промывочные окна. Механические свойства шара позволяют использовать его многократно.

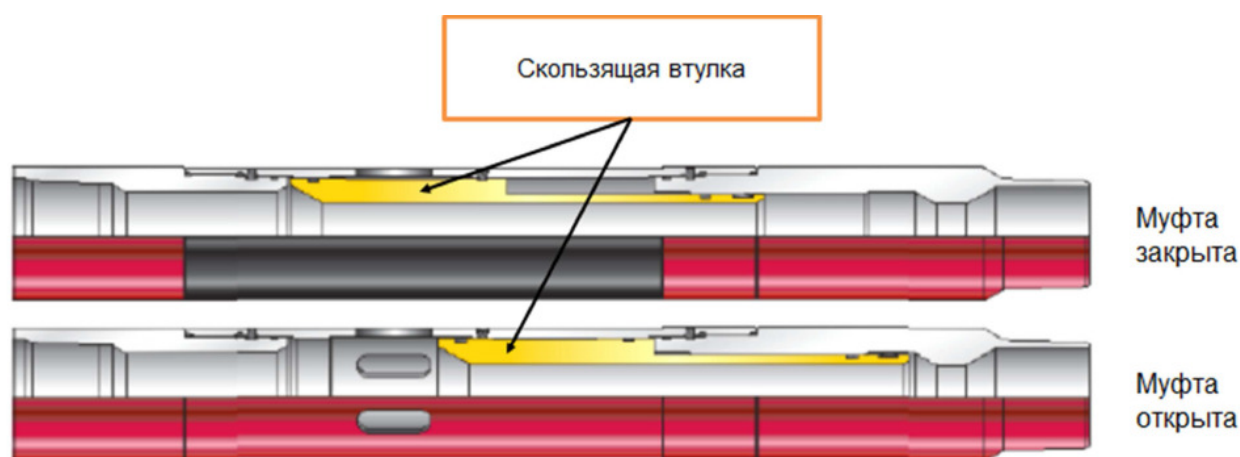


Рисунок 2 — Схема муфты гидроразрыва пласта

Многостадийный гидроразрыв пласта является эффективной современной технологией интенсификации добычи нефти в горизонтальных скважинах. Особенности данного метода позволяют проводить гидравлический разрыв в краткие сроки, существенно повышая проницаемость призабойной зоны горизонтальных скважин.

Список литературы

1. Геологическая зональность и условия формирования Сугмутского месторождения нефти [Текст] / АО «Геоинформмарк». Сер. Геология, экономика, методы прогноза, поисков, оценки и разведки месторождений топливно-энергетического сырья // Экспресс-информ. – 1994. – № 6. – С. 1–5.
2. Сафин С.Г. Особенности геологического строения и разработки Сугмутского месторождения [Текст] / С.Г. Сафин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2000. – № 11. – С. 11–14.
3. Техническая документация и презентационные материалы компании Schlumberger, 2012.

4. Техническая документация и презентационные материалы компании Weatherford, 2012.

5. Техническая документация и презентационные материалы компании TeamOilTools, 2012.

6. Стандарт компании СК-01.02.11 «Порядок проведения работ по ГРП на объектах компании». – ОАО «Газпромнефть», 2009.

7. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

8. Юсифов Т.Ю. Необходимость нового подхода при проведении геолого-технических мероприятий на завершающей стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле. – 2014. – С. 234–238.

9. Фаттахов И.Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, В.В. Адонкин // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2014. – С. 6–9.

10. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.

11. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.

12. Ахметов Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62.

13. Прогнозирование характера обводнения и целесообразности проведения водоизоляционных работ / Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, Э.Р. Хамидуллина [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2012. – № 3. – С. 55–60.

14. Технология вторичного вскрытия пласта с формированием протяженных фильтрационных каналов в прискважинной зоне продуктивного интервала / Д.А. Бердников, И.В. Львова, Н.И. Рылов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 90–93.

15. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

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

17. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.

18. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

19. Шакурова А.Ф. Моделирование гидравлического разрыва пласта / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 2. – С. 33–47.

20. Сидорчук А.И. Прогнозирование и оценка трещинной пористости по комплексу новых методов ГИС / А.И. Сидорчук, О.Е. Рыскаль // Каротажник. – 2003. – № 113. – С. 141.

21. Гуторов А.Ю. Анализ эффективности применения технологии термоимплозионной обработки скважин в условиях терригенных коллекторов Новоелховского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 6. – С. 63–66.

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

23. Пат. RUS 2296612 05.05.2005. Гидроакустический гомогенизатор для многокомпонентных и многофазных сред /Л.Р. Климова, Т.В. Климов, М.М. Тазиев, Р.Р. Зарипов, И.Г. Арсланов, Э.Ф. Маликова, А.И. Зайдуллин.

24. Патент на изобретение RUS 2464404 23.12.2010. Компенсатор промывочной жидкости / М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, В.Ш. Шаисламов, Т.Н. Миннивалеев.

25. Фаттахов И.Г. Программное обеспечение для подбора ремонтно-изоляционных работ / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Т.Ю. Юсифов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – № 5. – С. 49–52.

26. Фаттахов И.Г. Получение закономерностей эффективного проведения водоизоляционных работ // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9, № 4. – С. 34–35.

27. Bahtizin R.N., Fattakhov I.G., Galushka A.S., Kadyrov R.R., Jusifov T.J., Rabceovich S.A., Safin F.R. Importance of modeling application to increase oil recovery ratio. / Middle East Journal of Scientific Research. – 2013. – Т. 17. – № 11. – С. 1621–1625.

28. Фаттахов И.Г. Интеграция дифференциальных задач интенсификации добычи нефти с прикладным программированием // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 5. – С. 115–119.

29. Определение характера обводнения скважины с использованием специализированного программного обеспечения «Гидроизоляция» / Н.Г. Ибрагимов, Л.С. Кулешова, Р.Р. Кадыров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. 48–49.

УДК 622.276.66

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА
В УСЛОВИЯХ ТРОИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НГДУ «ТУЙМАЗАНЕФТЬ»**

А. И. Бадретдинова (ГР-10-11), Л. В. Петрова (доцент)
*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Приводится анализ результатов применения гидравлического разрыва пласта и на примере Троицкого нефтяного месторождения НГДУ «Туймазанефть» показывается, что эта технология проявляет себя положительно. Проведен анализ дебитов скважин до и после проведения мероприятия. Даны рекомендации для дальнейшего применения технологии гидравлического разрыва пласта с целью интенсификации добычи нефти.

Ключевые слова: коллектор, продуктивный пласт, скважина, разработка, гидравлический разрыв пласта, дебит, нефть.

UDC 622.276.66

ANALYSIS OF EFFECTIVENESS OF HYDRAULIC FRACTURING IN THE TROITSKOE OILFIELD, OGPD «TUIMAZANEFT»

A. I. Badretdinova (GR-10-11), L. V. Petrova (associate professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. The analysis of the results of the application of hydraulic fracturing and on the example of the Trinity IU oil-steroidia NGDU «Tuimazaneft» shows that this technology manifests itself positively. The analysis of well flow rates before and after the event. Recommendations are given for further application of the technology of hydraulic fracturing to stimulate oil production.

Keywords: reservoir, reservoir, well development, hydraulic fracturing, oil production rate, oil.

В настоящее время в НГДУ «Туймазанефть» в разработку широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы углеводородов, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. При этом эксплуатация скважин осложняется многими факторами, один из часто встречающихся — асфальтосмолопарафиновые отложения [1]. То же самое относятся и запасы Троицкого нефтяного месторождения.

Многие исследователи, обращая внимание на решение данной проблемы, предлагают применение различных технологий [2, 3, 4]. Месторождение является многопластовым. В настоящее время эксплуатируются пласты D_I , D_{II} , D_{III} , D_{IV} , песчаники бобриковского горизонта C_1^{vbb} , известняки верхнефаменского подъяруса D_3^{fm} и турнейского яруса C_1^t .

На Троицком месторождении глубина залегания продуктивных пластов варьируется от 1100 м (C_1^{vbb}) до 1680 м (D_{IV}). Проницаемость — 0,3–0,6 мкм². Пористость — 0,1–0,22. Нефтенасыщенная мощность пласта — 2,5–9,9 м. Нефтенасыщенность — 0,63–0,89. Начальная пластовая температура продуктивных девонских пластов — 30°C, ка-

менноугольных — 18–20°C [5]. На сегодняшний день месторождение находится на последней стадии разработки. На 2012 г. с начала разработки на Троицком месторождении добыто 4331,09 тыс. т нефти [6].

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов повышения производительности нефтяных скважин, т. к. характеризуется одним из самых высоких удельных проростов нефти на одну обработку. Применение ГРП имеет большой положительный опыт на многих нефтяных месторождениях Западной Сибири [7].

За период с 2009 г. по 2013 г. на Троицком месторождении проведено двенадцать ГРП. Дополнительная добыча нефти по этим скважинам составила 19244 тонны, в среднем на одну скважино-операцию приходится 1,6037 тонны. Средняя продолжительность эффекта не установлена, так как эффект по скважинам, где проводились первые ГРП, продолжается [8].

В таблице 1 эффективность ГРП определена из сравнения дебитов скважин до и после проведения воздействия. Базовый дебит скважины вычисляется за три месяца работы до проведения мероприятия.

Таблица 1 – Эффективность применения ГРП
в условиях Троицкого месторождения НГДУ «Туймазанефть»

Номер скважины	До проведения ГРП			После проведения ГРП			Дополнительная добыча, т
	Q _н , т/сут	В, %	Q _ж , м3	Q _н , т/сут	В, %	Q _ж , м3	
1633	1,6	24,7	2,3	11	30,2	25,6	987,2
1642	3,6	27,3	5,7	15,4	34,7	27,3	1240,1
1862	2,1	20,2	3	15,6	29,6	25,7	2772,4
1636	1,7	20,2	2,5	15,7	24,8	24,2	2883,0
1869	1,6	25,1	2,4	14,1	24,6	21,6	2336,1
1872	1,7	24,1	2,6	13	24,5	20	1588,5
1856	3	29,7	4,9	13,5	35,1	24,1	1607,2
1843	2,3	15,4	3,1	7,6	14,1	10,2	1387,4
1681	3,1	25,7	4,8	9,4	31,9	15,9	1498,2
1864	2,1	23,5	3,1	15,6	25,1	24	1368,8
1865	2,1	25,5	3,3	12,3	48,7	27,6	979,3
1616	1,6	34,4	2,8	13	31,8	22,1	998,3

Из таблицы видно, что после проведения мероприятия отборы по нефти значительно увеличились. Благодаря проведению ГРП уда-

лось получить дополнительную добычу, эффект продолжается в течение нескольких лет [5, 6, 8].

На стадии проектирования ГРП необходимо обязательное его моделирование [9]. Большую роль перед проведением мероприятия играет комплекс ГИС [10, 11]. Увеличение дебита жидкости после ГРП в значительной степени зависит от потенциальных возможностей скважины. Как потенциальную возможность рассматривают максимальный дебит жидкости до ГРП.

В преобладающей части участков операции ГРП, проводимые по низкодебитным скважинам, позволили в результате поднять их дебиты выше средних дебитов жидкости или выйти на уровень средних.

На рисунке 1 показано сравнение дебитов нефти на скважинах Троицкого месторождения до и после применения ГРП [5, 8]. Следует отметить, что ГРП на Троицком месторождении дает положительные результаты: прирост добычи нефти, дополнительную прибыль, снижение себестоимости нефти, повышение производительности. Мы рекомендуем проводить данное мероприятие, особенно на месторождениях, которые находятся на поздней стадии разработки, поскольку это один из самых эффективных методов интенсификации добычи нефти.

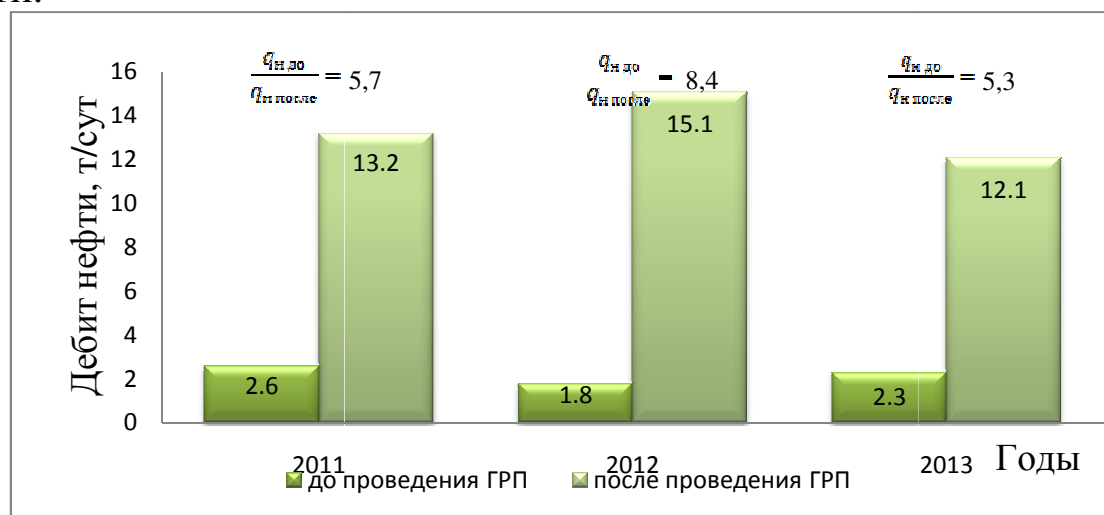


Рисунок 1 — Сравнение средних дебитов нефти до и после проведения мероприятия

Список литературы

1. Гуторов А.Ю. Механизм и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разра-

ботки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 2. – С. 23–27.

2. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

3. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, № 4. – С. 47–50.

4. Технология увеличения добычи нефти из малопродуктивных скважин / К.Р. Уразаков, Э.В. Абрамова, А.С. Топольников [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 4. – С. 201–211.

5. Дополнение к технологическому проекту разработки Троицкого нефтяного месторождения. – Уфа: БашНИПИнефть, 2013. – 440 с.

6. Пояснительная записка к годовому отчету за 2012 год НГДУ «Туймазанефть» ООО «Башнефть-Добыча». – Октябрьский, 2013. – 264 с.

7. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.

8. Геологический отчет Троицкого месторождения. – Октябрьский, 2013. – 315 с.

9. Шакурова А.Ф. Моделирование гидравлического разрыва пласта / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 2. – С. 33–47.

10. Развитие геофизических технологий для решения сложных геолого-технических задач в нефтяных и газовых скважинах / В.Т. Перелыгин [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 2. – С. 26–34.

11. Юсифов Т.Ю. Необходимость нового подхода при проведении геолого-технических мероприятий на завершающей стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле. – 2014. – С. 234–238.

12. Фаттахов И.Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степано-

ва, В.В. Адонкин // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2014. – С. 6–9.

13. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.

14. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.

15. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

16. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

УДК 622.276

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОЗАКРЕПЛЕНИЯ РСР-ПРОППАНТА ПРИ ГИДРАВЛИЧЕСКОМ РАЗРЫВЕ ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ НГДУ «УФАНЕФТЬ»

А. И. Бадретдинова (ГР-10-11)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Приводится анализ результатов применения гидроразрыва пласта с термозакреплением РСР-проппанта для крупных месторождений Башкортостана и на примере Сергеевского и Кушкульского нефтяных месторождений НГДУ «Уфанефть» показывает, что эта технология проявляет себя неоднозначно. Исследовано влияние температуры в интервале перфорации и пласте на процесс полимеризации РСР-покрытия и закрепление проппанта в трещине. Проведен анализ количества и причин отказов после применения

технологии термозакрепления RCP-проппанта. Даны рекомендации для дальнейшего применения технологии термозакрепления RCP-проппанта с целью увеличения базы статистических данных.

Ключевые слова: продуктивный пласт, жидкость, скважина, депрессия, гидравлический разрыв пласта, RCP-проппант, термозакрепление, концентрация взвешенных частиц, глубиннонасосное оборудование.

UDC 622.276.66

EXPERIENCE OF APPLICATION THE TECHNOLOGY OF HEAT FIXING RCP-PROPPANT DURING HYDRAULIC FRACTURING IN OGDP «UFANEFT»

A. I. Badretdinova (GR-10-11)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. The analysis of the results of hydro-fracturing with fusing RCP-proppant for large deposits of Bashkortostan and for example, Sergeev and Kush-Kul oil deposits of NGDU «Ufaneft» shows that this technology manifests itself ambiguous. The influence of temperature in the range of the perforation and the reservoir on the polymerization process of RCP's coverage and consolidation of the proppant in the fracture. The analysis of the number and causes of failures after application of the technology fuses RCP-proppant. Recommendations are given for further application of the technology fuses RCP-proppant to increase statistical database.

Keywords: reservoir, fluid, well, depressed, hydraulic fracturing, RCP-proppant, HERMOSA-mounting, suspended solids concentration, glubinnoe of equipment.

Известно, что в продуктивном пласте при проведении гидравлического разрыва образуются искусственные трещины, а также раскрываются естественные. Их закрепление происходит при помощи проппанта, негативные последствия от обратного выноса которого в наибольшей степени проявляются в нефтяных скважинах, эксплуатируемых с помощью погружных насосов. Этот процесс существенно снижает потенциальные возможности продуктивных пластов. Количество проппанта, поступающего в ствол скважины вместе с потоком

пластового флюида, особенно велико на этапах ее освоения и начальной эксплуатации.

Анализ информации об обратном выносе проппанта показывает, что поступление проппанта из продуктивного пласта, как правило, носит достаточно продолжительный характер, хотя в ряде случаев отмечается всего лишь его кратковременный вынос.

Для предотвращения выноса проппанта используется магниево-силикатный RCP-проппант. Основной особенностью проппанта RCP является наличие на его поверхности отвердителя и фенолформальдегидной смолы, которые самостоятельно закрепляются при температуре выше 50°C и давлении выше 69 атм.

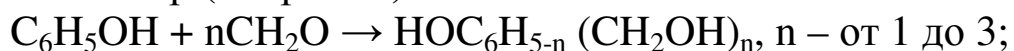
Для проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) на объектах с температурой ниже 50°C используют два варианта закрепления трещины: термозакрепление проппанта (ТЗП) и использование сшивателей. В данной статье будет рассмотрена технология ТЗП и некоторые результаты ее применения.

По технологии ТЗП RCP осуществляется за счет поликонденсации олигомеров фенолформальдегидных смол, находящихся на поверхности проппанта, под действием высоких температур. Инициация процесса ТЗП происходит при повышении температуры выше 50°C, 75°C, 100°C, в зависимости от типа проппанта. Повышение температуры в пласте до необходимого уровня достигается за счет тепла, вырабатываемого в ходе экзотермической реакции между закачиваемыми реагентами. При использовании водорастворимых реагентов ПСК-2 (пеносолевая композиция) и MS-1 (кислотная композиция) температура кратковременно (на 1–6 часов) повышается до 140°C и более, достаточной для сшивки олигомеров [1].

Если пластовой температуры недостаточно для инициации полимеризации RCP покрытия, то проппант остается незакрепленным и способен к выносу из трещины под воздействием гидродинамического напора жидкости при освоении скважины (рис. 1).

При спекании фенолформальдегидной смолы происходит следующая химическая реакция:

Олигомер (покрытие):



Сшивка:



$n \geq 1$ — термоактивные резольные смолы, сшиваются при нагревании;

$n < 1$ — новолачные смолы, сшиваются при 150–180°C в присутствии уротопина, формальдегида и кислот.

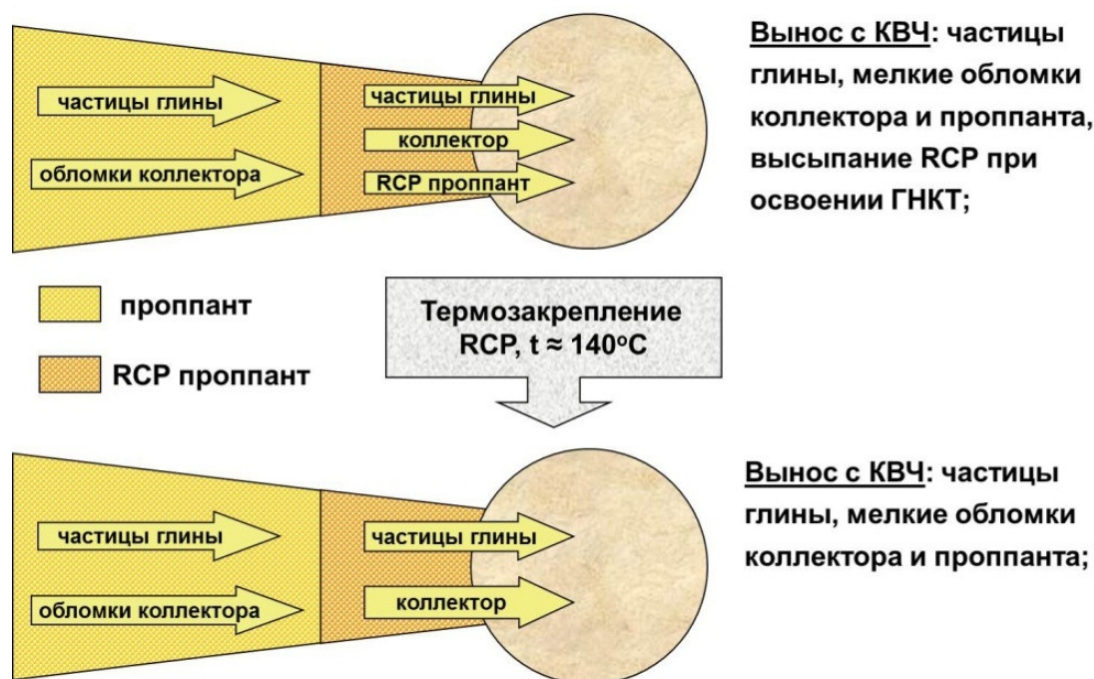


Рисунок 1 — Результат ТЗП RCP

Целевым является следующий фонд скважин:

- 1) добывающие скважины, на которых имеется интенсивный вынос механических примесей после проведения ГРП;
- 2) скважины, где невозможно произвести закрепление RCP-проппанта естественным путем (то есть при температуре пласта менее 50°C);
- 3) скважины, где запланировано проведение ГРП на низкотемпературных объектах разработки.

Первая обработка в ОАО «АНК «Башнефть» проведена в 2011 году (скважина № 5055 Кушнаренковского месторождения). По состоянию на 01.11.2012 года выполнено 17 обработок по технологии ТЗП после ГРП. Для проведения сравнительного анализа технологической эффективности в качестве базовой технологии принята технология ГРП с закачкой пачки RCP-проппанта. В качестве критерия эффективности принят показатель наработки на отказ глубиннонасосного оборудования (ГНО) [2].

Основными объектами воздействия по технологии ГРП с закачкой RCP-проппанта являлись терригенные толщи девона и нижнего карбона. Обработки с ТЗП проводились на 8 месторождениях (таб. 1),

на которых ранее отмечались отказы в работе насосного оборудования (в первые месяцы после ГРП) ввиду высокого содержания механических примесей в добываемой продукции и выноса проппанта из ПЗП. Часто на одном и том же месторождении проводятся ГРП либо только с ТЗП, либо без ТЗП, т. е. сравнение и анализ корректно произвести невозможно.

Для анализа эффективности наиболее показательными являются обработки на Сергеевском и Кушкульском месторождениях, поскольку на объектах этих месторождений проводились работы как по базовой технологии (РСР-проппант), так и по технологии ТЗП РСР.

Таблица 1 — Перечень скважин обработанных по технологиям ГРП с закачкой РСР-проппанта и ТЗП РСР

НГДУ	Месторождение	ТЗП РСР	РСР
Уфанефть	Сергеевское	4	3
Уфанефть	Кушкульское	2	4
Уфанефть	Бузовьязовское	0	2
Ишимбайнефть	Уршакское	0	3
Чекмагушнефть	Кушнареновское	2	0
Чекмагушнефть	Ахтинское	1	1
Чекмагушнефть	Амировское	1	0
Туймазанефть	Троицкое	3	0
Туймазанефть	Абдуловское	1	0
Краснохолмскнефть	Надеждинское	0	1
Краснохолмскнефть	Четырманское	0	1
Арланнефть	Арланское	1	0
Итого:		15	15

Сравнительный анализ эффективности (ООО «Уфимский НТЦ») технологии ТЗП после ГРП на Сергеевском месторождении показал, что:

1) При смешении двух компонентов в интервале перфорации по данным термограммы скважины № 1478 происходит кратковременное (около 2 мин) повышение температуры до 77°C. Среднее значение температуры, зафиксированной прибором в процессе проведения работ, составляет 30°C.

2) Средняя наработка на отказ скважины № 1478 составляет 106 сут, за год после ГРП проведено 3 ремонта со сменой ГНО.

3) Текущая наработка после ГРП с ТЗП скважин № 1390 и № 1181 составляет 52 и 57 суток соответственно. Отказов не зафиксировано.

4) По скважинам с ГРП по базовой технологии в первые 4 месяца работы было 5 отказов ГНО в трех скважинах. Основная причина — отложение проппанта и механических примесей.

5) Результаты испытаний технологии предварительно оцениваются как положительные, при этом необходим дальнейший мониторинг эксплуатации скважин № 1372 и № 1181.

Таблица 2 — Показатели эффективности ТЗП RCP на Сергеевском месторождении

Вид работ	Скв.	КВЧ до ГТМ (ср.)	КВЧ после ГТМ (ср.)	Депрессия (ср.)	Наработка после ГРП	Тек. МРП после ГРП	Количество отказов (отказавших скважин)				
							1 мес. после ГРП	2 мес. после ГРП	3 мес. после ГРП	4 мес. после ГРП	Итого
		мг/л	мг/л		сут	сут	шт.	шт.	шт.	шт.	шт.
RCP	1472, 1498, 1372, 22РЖД	220	490	100	290	109	2 (2)	0 (0)	2 (2)	1 (1)	5 (3)
ТЗП RCP	1478, 1181	—	380	125	197	62	1 (1)	1 (1)	0 (0)	0 (0)	3 (1)

Внедрение технологии ТЗП RCP на Кушкульском месторождении начато в августе 2012 года. Проведены работы на двух скважинах (№ 267 и № 168) с мониторингом изменения температуры в стволе скважины. Максимальная температура зафиксирована на уровне 38–40°C (среднее значение 31°C). Расчетная температура не достигнута.

В целом внедрение технологии ТЗП после ГРП на скважинах Кушкульского месторождения следует признать неэффективным. По обоим скважинам зафиксированы отказы ГНО, расчетная температура «спекания» формальдегидной смолы не достигнута. Но следует отметить, что на данном месторождении высока вероятность отказа ГНО по другим причинам, вызванным иными видами осложнений (АСПО, соли, образование стойких вязких эмульсий), либо их комплексом.

Резюмируя вышесказанное, можно отметить, что результаты анализа испытания технологии ГРП с ТЗП носят неоднозначный характер. С одной стороны, показания глубинного термометра, отмечающие недостижение расчетной температуры (т. е. не происходит полного смешения реагентов на расчетной глубине), и значительное количество отказов работы насосов после ГРП в нескольких скважинах показывают неработоспособность технологии ТЗП. С другой сто-

роны, невысокие значения КВЧ в пробах добываемой продукции, а также наличие других, осложняющих работу глубиннонасосного оборудования факторов, влияющих на наработку ГНО (АСПО, эмульсии, соли), не позволяют утверждать то, что отказы связаны только с выносом проппанта и механических примесей. Технология измерения температуры в скважине также не дает 100% гарантии, поскольку возможен одновременный контакт тела прибора с НКТ (разогревается реагентами до 70°C) и обсадной колонной (не подлежит разогреву по дизайну обработки, температура ниже 30°C), как следствие прибор показывает усредненную температуру, либо полное смещение реагентов происходит не в стволе скважины, а в призабойной зоне пласта (трещине ГРП).

Дальнейшее внедрение ТЗП РСР рекомендуется продолжить для увеличения базы статистических данных по вышеописанной технологии, при условии ее модернизации с целью достижения расчетной температуры. Лишь в этом случае возможно будет сделать однозначные выводы по поводу применимости ТЗП РСР за рамками опытно-промышленных испытаний [3–18].

Список литературы

1. РД по применению технологии термозакрепления РСР-проппанта при гидравлическом разрыве пласта. ОАО АНК «Башнефть».
2. Геологический отчет НГДУ «Уфанефть» за 2012 г. – Уфа, 2012.
3. Гуторов А.Ю. К вопросу об изучении поведения дисперсии параметров неоднородности продуктивных пластов в условиях разработки нефтяных месторождений Татарстана // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – № 1. – С. 35–42.
4. Гуторов А.Ю. Механизм и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 2. – С. 23–27.
5. Гуторов А.Ю. Применение потокоотклоняющих технологий для увеличения конечной выработки нефтяных пластов. – Октябрьский: ОГТ, 2014. – 185 с.
6. Гуторов А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана // Газовая промышленность. – М.: ООО «Газойл-пресс»,

2013. – № 696. – С. 61–63. – (Спец. вып.: Добыча углеводородов: геология, геофизика, разработка месторождений).

7. Гуторов А.Ю. Возможности применения термоимплозионного воздействия на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2013. – № 4. – С. 8–11.

8. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.

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

10. Гуторов А.Ю. Разработка комплексной технологии термогазобаровоздействия на призабойную зону пласта на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 2009. – 24 с.

11. Гуторов А.Ю. Разработка комплексной технологии термогазобаровоздействия на призабойную зону пласта на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 2009. – 158 с.

12. Гуторов А.Ю. О возможности оптимизации технологии термогазобарического воздействия на ПЗП добывающих скважин в условиях поздней стадии эксплуатации Акташской площади Ново-Елховского месторождения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 2. – С. 21–25.

13. Гуторов А.Ю. К вопросу о путях повышения эффективности термогазобарической обработки призабойной зоны пласта в условиях терригенных коллекторов девонских отложений // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 1. – С. 27–31.

14. Мухаметшин В.Ш. К вопросу о возможности оценки степени риска обоснованного выбора объектов обработки призабойной зоны пласта методом термогазобаровоздействия / В.Ш. Мухаметшин, А.Ю. Гуторов. // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 8. – С. 28–29.

15. Гуторов А.Ю. Результаты исследования причин роста обводненности продукции после термогазобарической обработки ПЗП добывающих скважин в условиях Акташской площади Ново-

Елховского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 3. – С. 28–32.

16. Гуторов А.Ю. Современные тенденции в развитии различных видов технологий соляно-кислотных обработок и пути их оптимизации с целью повышения эффективности применения / А.Ю. Гуторов, Ю.А. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. – № 10. – С. 18–21.

17. Гуторов А.Ю. Анализ эффективности применения технологии термоимплозионной обработки скважин в условиях терригенных коллекторов Новоелховского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 6. – С. 63–66.

18. Гуторов А.Ю. Анализ результатов повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов Ново-Елховского месторождения на основе применения щелочно-кислотной композиции // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – № 12. – С. 37.

19. Юсифов Т.Ю. Необходимость нового подхода при проведении геолого-технических мероприятий на завершающей стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле. – 2014. – С. 234–238.

20. Фаттахов И.Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, В.В. Адонкин // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2014. – С. 6–9.

21. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.

22. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.

23. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.

24. Шакурова А.Ф. Моделирование гидравлического разрыва пласта / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 2. – С. 33–47.

УДК622.276

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ
ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ
ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ТЕРРИТОРИАЛЬНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОГО
ПРЕДПРИЯТИЯ «КОГАЛЫМНЕФТЕГАЗ»**

Р. З. Бикбаева

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация: ТПП «Когалымнефтегаз» является самым большим территориально-производственным предприятием ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Важность рассматриваемого вопроса — «Эффективность ГРП по участку Тевлинско-Русскинского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» — решает очень важную проблему по увеличению коэффициента нефтеотдачи, что ведет к повышению дебита эксплуатируемого фонда скважин и увеличению прибыли предприятия от прироста объемов добытой нефти, полученной в результате ГРП.

Ключевые слова: ГРП — гидравлический разрыв пласта, скважина, призобойная зона, нефть, нефтеотдача.

UDC 622.275

**EFFICIENCY OF APPLICATION OF HYDRAULIC
FRACTURING IN TEVLINSKO-RUSSKINSKOE OILFIELD IN
THE BUSINESS UNIT «KOGALYMNEFTEGAZ»**

R. Z. Bikbaeva

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract: the CCI «Kogalymneftegaz» is the largest territorial-production company ООО «LUKOIL-Western Siberia». The importance of the question under consideration — solves a very important problem to increase the oil recovery ratio that leads to higher rate of operated wells and increasing the company's profit from the growth of volumes of the extracted oil obtained by hydraulic fracturing.

Keywords: hydraulic fracturing — гидравлическое разрывное бурение, скважины, приобильная зона, нефть, нефтеотдача.

ТПП «Когалымнефтегаз» является одним из самых крупных производственных предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». В состав ТПП «Когалымнефтегаз» входят 4 центральные инженерно-технологические службы, 15 цехов добычи нефти и газа, 4 цеха подготовки и перекачки нефти, 3 цеха сбора и транспортировки газа, 2 газокompрессорные станции, нефтеперерабатывающий завод. Предприятие работает в пределах 22 лицензионных участков. Активная добыча углеводородов ведется на 20 лицензионных участках, включающих 24 месторождения (20 из них находятся в разработке, 3 — в разведке): Южно-Ягунская, Дружнинская, Тевлинско-Русскинская, Пуровская группы.

Тевлинско-Русскинское месторождение располагается в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 95 км северо-восточнее г. Сургута и в 115 км юго-западнее г. Ноябрьска. Наиболее крупными эксплуатируемыми месторождениями являются: Холмогорское, расположенное в 40 км к северу, Южно-Ягунское — в 20 км к востоку, Дружное — в 50 км к востоку, Федоровское и Когалымское — в непосредственной близости с Тевлинско-Русскинским месторождением.

Тема «Эффективность ГРП по участку Тевлинско-Русскинского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» считается достаточно актуальной, т.к. увеличение коэффициента нефтеотдачи является наиболее приоритетным мероприятием на месторождениях нефти и газа. В результате проведения ГРП происходит повышение добычи пластовой продукции и, соответственно, прибыль предприятия от дополнительно добытой нефти увеличивается. Во время процесса добычи трудноизвлекаемых запасов необходимо применять физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов. Как показала практика, основным и наиболее эффективным методом является гидроразрыв пласта (ГРП).

В 2014 году в эксплуатационном фонде скважин месторождений ТПП «Когалымнефтегаз» ГРП было применено на 213 скважинах, в среднем дополнительный прирост добычи нефти после обеспечения мероприятия составил 4,8 тонны в сутки в расчете на одну скважину.

Наибольшее площадное развитие на месторождении имеют залежи пластов группы БС102, БС103 и БС11, приуроченные к четвер-

той пачкеме гионовской свиты меловой системы. В группе пластов БС, в которых содержится основная доля утвержденных запасов месторождения, залежи нефти контролируются зонами литологического замещения песчаников глинистыми породами и выклинивания пластов. Зона нефтеносности этих пластов прослеживается от северного погружения Тевлинской структуры в виде полосы субмеридионального простирания. Нефть пласта БС10 охарактеризована поверхностными и глубинными пробами. Она содержит парафины, смолы (большее содержание), серные соединения (меньшее содержание). Динамика годовых объемов ГРП на месторождении в период 1999–2011 годов представлена на рисунке 1.

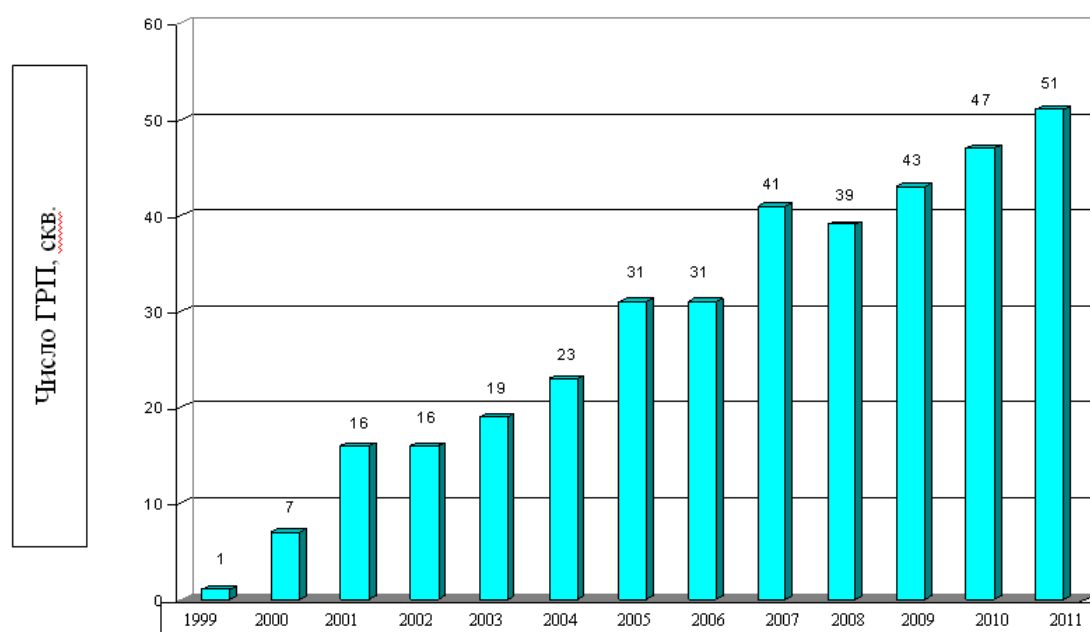


Рисунок 1— Динамика годовых объемов ГРП на Тевлинско-Русскином месторождении

Данный рисунок показывает, что начиная с 2005 г. по 2011 г. количество выполненных работ поддерживается на уровне от 31 до 51 операции в год. По состоянию на 01.01.2011 года выполнено 365 мероприятий ГРП на сваях, включая объекты: БС102-3–337 (92,4 %), БС11-12-26 (7,2%), ЮС1-2 (0,4%).

Ежегодно, начиная с 1999 года, наблюдается увеличение объема дополнительной добычи нефти благодаря проведению гидравлического разрыва пластов (ГРП) по Тевлино-Русскиному месторождению. Результаты динамики изменения дополнительной добычи изображены на рисунке 2.

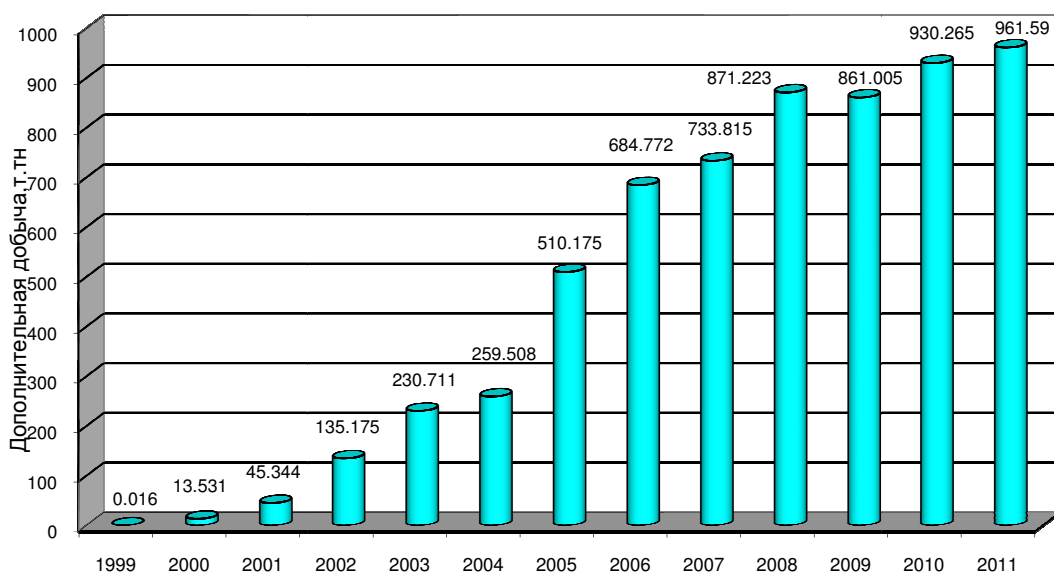


Рисунок 2 — Динамика изменения дополнительной добычи нефти за счет применения ГРП по месторождению

В 2009 году дополнительная добыча от обеспечения ГРП на месторождении составила 861,005 тыс. т нефти, за 2010 год — 930,265 тыс. т нефти, за 2011 год дополнительная добыча — 961,59 тыс. т нефти (накопленная дополнительная добыча нефти за 2011 год по 51 скважине месторождения с ГРП — 150,332 тыс. т).

На 01.01.2012 г. Дополнительная добыча нефти из расчета на одну скважино-операцию по месторождению — 15,009 тыс. т. Каждая операция ГРП произведена на продуктивный горизонт БС102-3, а также на сегрегированные части данного разреза.

Анализ предприятия показал, что дополнительная накопленная добыча нефти по месторождению после применения ГРП составила 3590,472 тыс. т. Низкопродуктивные зоны, определенные по степени связанности как зоны прерывистого коллектора (ПК), по объектам БС102 и БС103 распространены наибольшим образом. Литологически схожие коллекторы выглядят, как учащенное чередование песчаников, алевролитов, иглин. Именно поэтому ПК характеризуются пониженными значениями песчанистости и фильтрационно-емкостными свойствами пор.

Низкий коэффициент охвата пласта процессом заводнения $K_{\text{охв}}$ осложняет разработку коллекторов данного типа. Помимо этого, невысокая продуктивность и слабая гидродинамическая связь между нагнетательными и добывающими скважинами негативно влияют на

пластовое давление в призабойной зоне скважины. По этой причине прерывистые коллекторы являются основным объектом проведения операций по гидроразрыву пласта.

Анализ дифференцированного изучения гидроразрыва пласта в коллекторах двух разных типов — гидродинамически связанных (ГСК) и прерывистых (ПК) — обозначил, что основным эффектом от увеличения нефтеотдачи происходит в скважинах, вскрывших прерывистые коллекторы. Таким образом, гидравлический разрыв пласта позволяет получить более высокий результат в низкопроницаемых коллекторах. После его применения увеличиваются дебиты скважин по нефти, повышается нефтеотдача пласта.

Сущность ГРП состоит в том, что в продуктивный пласт при высоком давлении нагнетания закачивают жидкость. В результате происходит раскрытие естественных и образование искусственных трещин. При последующей закачке расширителя трещины расклиниваются и сохраняют высокую пропускную способность после окончания процесса и снятия избыточного давления.

Список литературы

1. Годовой отчет ТПП «Когалымнефтегаз» за 2007 год / ОАО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ТПП «Когалымнефтегаз». – Когалым, 2008.
2. Дополнение к проекту разработки Тевлино-Русскинского нефтяного месторождения /ОАО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ТПП «Когалымнефтегаз». – Когалым, 2008.
3. Бутов Л.Н. Применение различных методов повышения нефтеотдачи пластов [Текст] / Л.Н. Бутов Серия: Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 58 с.
4. Рудой В.С. Повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами [Текст] / В.С. Рудой, С.А. Жданова // Сб. науч. тр. ВНИИНефть. – М., 2005. – вып. 132. – 180 с.
5. Ковалев Н.И. Интенсификация добычи нефти. Наземное и подземное оборудование [Текст] / Н.И. Ковалев, Г.Г. Гиладев, М.Я. Хабибуллин. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2005. – 335 с.
6. Гиматудинова Ш.К. Справочная книга по добыче нефти [Текст] / Ш. К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1974. – 704 с.
7. Девликамов В.В. Техника и технология добычи нефти [Текст] / В.В. Девликамов, Зейгман Ю.В. – Уфа: УНИ, 1987. – 116 с.

8. Юсифов Т.Ю. Необходимость нового подхода при проведении геолого-технических мероприятий на завершающей стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле. – 2014. – С. 234–238.

9. Фаттахов И.Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, В.В. Адонкин // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2014. – С. 6–9.

10. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.

11. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.

ПРИМЕНЕНИЕ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА ЗНАМЕНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В. С. Власов (ГР 10-13), А. Ф. Шакурова (доцент)
*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Целью применения микробиологического метода является увеличение нефтеотдачи и уменьшение отборов попутно добываемой воды на участках залежей, находящихся на средней и поздней стадии разработки, где низка эффективность заводнения. Результаты, полученные здесь, подтверждают высокую эффективность данной технологии в связи с достижением хороших показателей по дополнительной добыче нефти. Технология обработки скважин является простой, не требующей переобустройства скважин и проведения каких-либо особенных исследований.

Ключевые слова: микробиологическое воздействие, пласт, нефтеотдача, сухой активный ил.

APPLICATION OF MICROBIOLOGICAL METHODS OF OIL RECOVERY INTENSIFICATION IN THE ZNAMENSKOE OILFIELD

*V. S. Vlasov (GR-10-13), A. F. Shakurova (associate professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. The purpose of the application of microbiological method is to increase oil recovery and decrease along the way up to selections-vivemos water deposits on plots located on medium and extended her stage of development, where low efficiency of the waterflood. The results obtained here confirm the high efficiency of Dan-tion technology in achieving good performance on additional oil production. Technology well treatment is simple, does not require pereobustroystva wells and conduct any special research.

Keywords: microbiological impacts, reservoir, oil recovery, dry activated sludge.

Для карбонатных залежей нефти Волго-Уральской нефтегазодной провинции характерно сложное геологическое строение: линзовидное распространение нефтенасыщенных пород, запечатанность вблизи поверхности водонефтяного контакта и в направлении контуров нефтеносности, наличие трещиноватости, низкая активность краевых вод, сильная изменчивость геолого-физических параметров. Вследствие этого отмечается низкая эффективность разработки на естественных режимах при использовании традиционных плотностей сеток скважин и технологий, принятых для условий залежей в терригенных коллекторах.

Результаты исследований по заводнению в карбонатных коллекторах, приведенных в многочисленных работах, указывают на значительную эффективность этого процесса практически в любых геологических условиях. В низкопродуктивных залежах в карбонатных коллекторах эффект от закачки воды наблюдается не всегда и с низкой технологической эффективностью, иногда заводнение приводит к отрицательным последствиям.

В этих условиях зарекомендовали себя микробиологические методы повышения нефтеотдачи, способные увеличить охват пласта заводнением и, как следствие этого, увеличить коэффициент нефтеот-

дачи. Технология микробиологического воздействия на пласт основана на закачке биомассы микроорганизмов в нагнетательные скважины на нефтяных месторождениях средней и поздней стадии разработки, где низка эффективность заводнения [1].

Механизм снижения обводненности добываемой продукции и повышения нефтеотдачи путем закачки биомассы в нагнетательные скважины состоит из комплекса микробиологических, физико-химических и гидродинамических процессов. Микробная масса, закачанная в истощенные пласты, распространяется и развивается в наиболее его промытых зонах, вследствие чего уменьшается их проницаемость, а также вовлекает в работу слабопроницаемые зоны пласта. Кроме того, газообразные продукты микробиологических процессов (CO_2 , CH_4) активно воздействует на пластовые флюиды, повышая коэффициент вытеснения остаточной нефти.

Микроорганизмы способны расти в широком диапазоне температур, давления, солености, в аэробных и анаэробных условиях, используя для роста и жизнедеятельности разнообразные источники питания и энергии от H_2 , CO_2 до нефти. При этом они образуют самые разнообразные метаболиты: газы (CH_4 , CO_2 , N_2 , H_2), органические и жирные кислоты, растворители, липиды, поверхностно-активные вещества, ферменты, разнообразные полимеры, в том числе полисахариды.

Увеличение нефтеотдачи объясняется, главным образом, свойствами микробных метаболитов, под действием которых могут меняться коллекторские свойства пластов, нефти и пластовых вод:

- ферменты микроорганизмов вызывают деструкцию тяжелых нефтей и битумов и в сочетании с биоПАВ увеличивают их подвижность;

- растворители типа ацетона, метанола, этанола, бутанола и изопропанола разжижают нефть;

- биополимеры способны увеличивать вязкость пластовых вод, селективно закупоривать поры, трещины и каверны [2].

Механизм селективной закупорки заключается в следующем. Агрегаты (колонии и хлопья) микроорганизмов подобны микрогелям, полимерным агрегатам растворов биополимеров. Для проникновения этих агрегатов даже в самую высокопроницаемую часть пласта они подвергаются сильной деформации под воздействием повышенных механических напряжений, существующих в непосредственной близости от нагнетательной скважины, и вновь приобретают свои перво-

начальные размеры и кольтматирующие свойства при убывании скоростей фильтрации в глубине пласта. Затем, по мере роста давления, под влиянием продолжающейся закачки воды явления деформации и переноса агрегатов могут повторяться, выравнивая, в конечном счете, проницаемость пласта.

Увеличение коэффициента нефтеотдачи пластов определяется не только количеством бактерий, от которого зависит увеличение охвата пласта заводнением, но и влиянием факторов, зависящих от биохимической активности микроорганизмов, приводящих к увеличению степени вытеснения остаточной нефти [3].

Процессы, происходящие в пробе свежего активного ила, описываются следующим образом. Аэробные и промежуточные (факультативные) формы бактерий начинают разлагать органическое вещество (ОВ), используя имеющиеся запасы растворенного кислорода. Строго аэробные организмы в таких условиях не могут существовать долго. При неполном окислении ОВ образуются кислоты, спирты и другие соединения. Факультативные бактерии, действуя уже в анаэробных условиях, извлекают связанный кислород нитратов и сульфатов, освобождая азот и серу. В присутствии метанообразующих бактерий процесс брожения завершается превращением органических кислот в газообразные конечные продукты — метан и углекислый газ.

На увеличение коэффициента вытеснения нефти влияют следующие микробиологические факторы:

- при наличии питательных веществ бактерии образуют значительное количество газов: N_2 , H_2 , CO_2 , CH_4 , NH_4 . Биогазы, растворяясь в нефти, снижают ее вязкость, изменяют pH, увеличивают пластовое давление;

- в результате бактериального обмена образуются биоПАВ, и жирные кислоты снижают поверхностное натяжение водной фазы на границе с воздухом, межфазное натяжение на границе «вода-нефть», «нефть-порода», могут деэмульгировать или эмульгировать нефть, способствовать мицеллообразованию.

На увеличение охвата пласта заводнением влияют следующие микробиологические факторы:

- в результате жизнедеятельности микроорганизмов образуются органические и неорганические (угольная) кислоты, которые, взаимодействуя с карбонатными, сульфатными и силикатными минералами породы, выщелачивают их, увеличивая пористость и прони-

цаемость коллектора. Это приводит к увеличению охвата пласта заводнением по толщине и по площади;

— микроорганизмы могут образовывать колонии, которые при закачке в пласт закупоривают высокопроницаемые водопроводящие каналы, в результате чего возможно изменение направления фильтрационных потоков и охвата пласта заводнением по площади.

Технологию следует применять на месторождениях с терригенными и карбонатными коллекторами на обводненных и высокообводненных участках. Глубина залегания и толщина продуктивной части пласта не ограничивается. Опытные участки микробиологического воздействия должны быть по возможности локализованы с самостоятельными системами заводнения и сбора продукции. В период биовоздействия режим нагнетательных и эксплуатационных скважин не должен претерпевать существенных изменений.

Из рассмотренных микробиологических методов в Аксаковской группе месторождений НГДУ «Ишимбайнефть» большее распространение получила технология сухого активного ила (САИ).

В таблице 1 эффект от закачки сухого активного ила определен «прямым» методом (по промысловым данным).

Таблица 1 — Результаты технологической эффективности закачки САИ на Знаменском месторождении

Номер очага	Реагирующие скважины	Количество реагента, т	Дополнительная добыча нефти, т	Удельный технологический эффект	
				на 1 т реагента, т/т	на одну скважину, т/скв.
377, 400	376, 384, 401, 403, 378	1,5	730	486,0	365,0
278, 173	270, 276, 174, 172, 279, 171	1,0	621	621,0	310,5
180, 184, 149	47, 175, 147, 29, 181, 46	3,5	949	271,1	316,3
195	196, 198, 356	0,8	365	456,3	365,0
95	94, 348	0,3	256	853,3	256,0
Итого		7,1	2930	412,7	325,6

Подсчет эффективности проводился по 5 очагам, включающим 9 нагнетательных и 22 добывающие скважины. Всего за счет закачки САИ по 5 очагам дополнительно добыто 2930 т нефти. Средняя удельная эффективность от применения технологии составила 325,6

т/скв. и 412,7 т/т. Экономический эффект составил 5951,1 тыс. руб. при 580,3 тыс. руб. на одну скважино-обработку.

Список литературы

1. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.
2. Шакурова А.Ф. Моделирование гидравлического разрыва пласта / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 2. – С. 33–47.
3. Шакурова А.Ф. Гидравлические потери в околоскважинной зоне пласта при кислотной обработке поровых коллекторов [Текст] / А.Ф. Шакурова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 1. – С. 11–17.
4. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.
5. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.
6. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.
7. Ахметов Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62.
8. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.
9. Хузина Л.Б. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами / Л.Б. Хузина, Л.В. Петрова, С.В. Любимова // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 62.
10. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М.

Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.

11. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

12. Обработка и интерпретация материалов ядерно-геофизических методов для оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов / Гайнетдинов Р.Г. [и др.] // Каротажник. – 2006. – № 7–8. – С. 129–138.

13. Фаттахов И.Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, В.В. Адонкин // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2014. – С. 6–9.

14. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА В НГДУ «ЧЕКМАГУШНЕФТЬ»

*А. М. Ахмадуллин (ГРЗ-09-12), А. Ф. Шакурова (доцент)
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
Нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Одним из эффективных методов увеличения нефтеотдачи являются микробиологические методы воздействия на нефтяной пласт. Технологии испытаны и внедряются на многих месторождениях Башкортостана, находящихся на завершающей стадии разработки. Целью этого метода является увеличение нефтеотдачи и уменьшение отборов попутно добываемой воды на участках залежей, находящихся на средней и поздней стадии разработки, где низка эффективность заводнения. Результаты, полученные здесь, подтверждают высокую эффективность данной технологии в связи с достиже-

нием хороших показателей по дополнительной добыче нефти. Технология обработки скважин является простой, не требующей переобустройства скважин и проведения каких-либо особенных исследований.

Ключевые слова: микробиологическое воздействие, пласт, нефтеотдача, избыточно активный ил.

UDC 622.276

APPLICATION OF MICROBIOLOGICAL METHODS OF OIL RECOVERY INTENSIFICATION IN OGDП «CHEKMAGUSHNEFT»

*A. M. Akhmadullin (GRZ-09-12),
A. F. Shakurova (associate professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. One of the most effective methods of increasing crude oil recovery are microbiological methods of influence on an oil layer. Technology tested and implemented on many fields of Bashkortostan, which is in its final development stage. The purpose of this method is to increase oil recovery and decrease selections produced water on sites deposits that are at middle and late stage of development, where low the effectiveness of waterflooding. The results obtained here confirmed indication of high efficiency of this technology in connection with achievement of good performance by additional production of oil. Technology well treatment is simple, does not require PE robustarobusta wells and conduct any special research.

Keywords: microbiological impacts, reservoir, oil recovery, excessively activated sludge.

Современные микробиологические методы увеличения нефтеотдачи пластов, достигшие стадии промышленного внедрения, подразделяются на две группы:

- введение агентов микробиологической природы, полученных в ферментерах (биоПАВы, биополимеры);
- активация пластовых или введенных культур микроорганизмов закачкой питательных растворов.

Анализ приведенных данных показывает, что одним из эффективных методов является микробиологическое воздействие, т. к. закачка ИАИ (избыточно активный ил) не требует больших экономических затрат, технология закачки проста, и высок технологический эффект от проводимых работ.

Микробиологическое обследование систем заводнения показало, что в пробах закачиваемой пресной и сточной вод обнаружена в основном аэробная микрофлора и состав ее разнообразен, концентрация микроорганизмов составляла в пределах $7 \cdot 10^5 - 3 \cdot 10^6$ клеток/мл. При разработке нефтяных месторождений с широким применением заводнения, закачка вод, как правило, сопровождается искусственным внедрением в залежи растворенного кислорода в концентрации до 10 мг/л. При наличии свободного молекулярного кислорода с участием аэробных бактерий создаются условия для дополнительного окисления нефти. В таблице 1 приведены наиболее перспективные направления использования микробиологических процессов для обработки пластов и скважин с целью повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти, выявленные на основе анализа отечественных и зарубежных исследований.

Таблица 1 – Микробиологические методы повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти

Методы обработки пластов и скважин	Биохимический процесс	Изменение свойств нефти, воды и породы
Увеличение подвижности пластовой нефти	Газообразование (CH_4 , H_2 , азот, CO_2); выработка ПАВ, ферментов; биodeградация части нефти	Увеличение газонасыщенности, снижение вязкости и плотности нефти, снижение поверхностного натяжения на границах раздела фаз, смена гидрофильных условий на гидрофобные, улучшение фильтрации нефти
Снижение подвижности закачиваемой воды	Обработка закачиваемых вод биоагустителями (экзополисахариды)	Снижение соотношения вязкости нефти и воды
Восстановление приемистости нагнетательных скважин	Растворение энзимами микроорганизмов мертвых тел бактерий, выброс мехпримесей под давлением образующихся газов	Увеличение проницаемости пласта в призабойной зоне
Улучшение фильтрационной характеристики пласта	Растворение и выщелачивание минералов породы и цемента органическими и неорганическими кислотами	Увеличение пористости и проницаемости коллектора

Увеличение охвата пласта заводнением	Закупорка проводящих каналов биомассой бактерий и продуктами их жизнедеятельности (биополимеры, слизи)	Снижение проницаемости высокопроницаемых пропластков, изменение фильтрационных потоков

На рисунке 1 приведены результаты применения микробиологического воздействия на Манчаровском месторождении за период 2011–2013 гг.

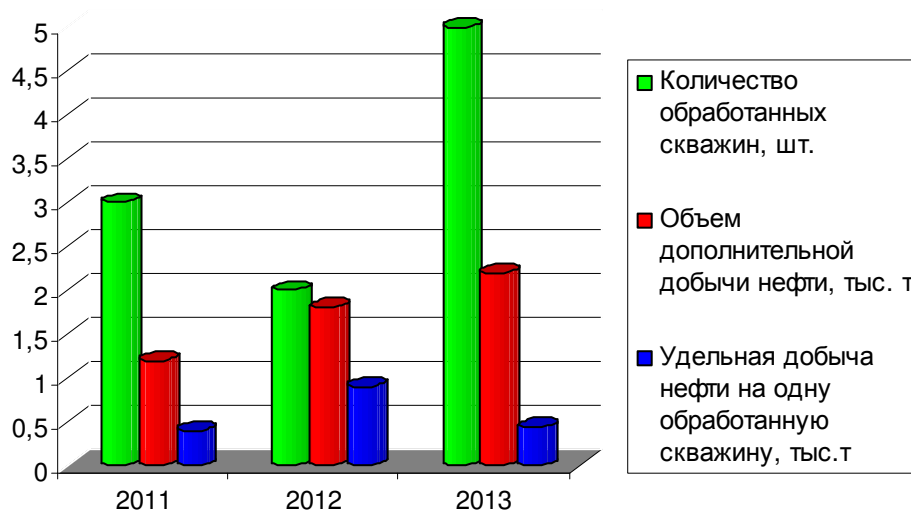


Рисунок 1 – Результаты внедрения технологии ИАИ на Манчаровском месторождении

Отсюда следует важный практический вывод: изменение состава вод в процессе эксплуатации нефтяных месторождений девона и карбона, разработка которых осуществляется на единых технологических принципах, неодинаково отражается на свойствах нефти и коллектора, а следовательно, на эффективности заводнения [1].

При рассмотрении зависимости между удельным весом и содержанием общей серы в нефтях более сорока месторождений Башкортостана установлено, что при одинаковом содержании серы, пониженной плотностью обладают нефти, содержащие в своем составе растворенный сероводород, образование которого, по современным представлениям, связано с жизнедеятельностью анаэробных сульфатвосстанавливающих бактерий.

Установлено, что определяющими факторами в продвижении бактерий по пласту при прочих равных условиях являются температура пласта, проницаемость коллектора в различных направлениях и степень минерализации пластовых вод. Расстояние между скважинами на распространение бактерий в залежи не влияет. Для методов се-

лективной закупорки первостепенное значение имеет характер неоднородности пласта. Минералогический состав породы и ее цемента, свойства нефти и пластовой воды детально изучены на стадии лабораторного моделирования процессов микробиологического воздействия и скважинных испытаний на промыслах [2].

Микробиологические методы, применяемые на месторождениях России, допускают величину минерализации пластовых вод до 100 г/дм^3 (закачка геобиореагента, активного ила, метод активизации пластовой микрофлоры) и температуры пласта до 90°C . При повышенной солености пластовых вод непереносимым условием внедрения микробиологических процессов является наличие опреснения пластовых вод. Это обеспечивается закачкой пресной воды в системе ППД или созданием ее оторочки впереди (и за фронтом) продвижения биореагента, объем которой устанавливается расчетным путем. Отмечающийся в лабораторных исследованиях хороший рост бактерий на разбавленных средах говорит о том, что ионный состав вод терригенных толщ и девона, и нижнего карбона Башкортостана сам по себе не является губительным для микроорганизмов.

Важное значение для внедрения микробиологических методов имеет совместимость биореагентов (способность к росту и обмену — метаболизму) в средах с пластовой водой и нефтью выбранного объекта; с пластовой микрофлорой; с биоцидами и ингибиторами коррозии соле- и парафиноотложений, используемых при подготовке закачиваемых вод; с химреагентами, используемыми для увеличения нефтеотдачи (комплексирование с другими методами нефтеотдачи), которые устанавливаются путем тестирования в лабораторных условиях. В таблицах 2 и 3 представлены критерии выбора месторождений для биовоздействия.

Данная технология микробиологического воздействия, разработанная для нефтяных месторождений, находящихся на средней и поздней стадии разработки с трудноизвлекаемыми высоковязкими запасами нефти, приемлема на Манчаровском месторождении. Внедрение технологии по закачке биореагента, проводимой на этом месторождении, по полученным результатам подтверждает перспективность микробиологических методов для извлечения остаточной нефти на обводненных залежах.

**Таблица 2 — Критерии выбора месторождений
для биовоздействия**

Общие сведения		Свойства коллектора	
Тип резервуара	Пластовый, массивный	Толщина пласта	Более 2 м
Тип залежи	Нефтяной (водонефтяной)	Степень неоднородности	Высокая
Объект эксплуатации	однопластовый, многопластовый	Литологический состав	Песчаник, известняк
Температура пласта	+20...+90°C	Минералогиче- ский состав	Мономинеральный, олигомиктовый
Пластовое давление	Не лимитируется	Состав цемента	Карбонатный, суль- фатный, силикатный
Базовый метод раз- работки	Заводнение	Пористость	Более 0,05 мкм ²
Стадия разработки	Средняя, поздняя	Проницаемость	Более 0,15 дол. ед.
Применяемые хим- реагенты	Отсутствие; совмести- мые с биореагентом		

**Таблица 3 – Критерии выбора месторождений
для биовоздействия**

Свойства пластовой воды		Свойства нефти	
Тип воды	Безсульфатный	Плотность	Повышенная
Минерализация	По NaCl до 100 г/дм ³	Вязкость	Повышенная
pH	7,0–7,5 (оптимум)	Содержание асфальтенов и смол	Повышенное
Ионный состав: K ₁ (Ca+Mg)/(Na+K) K ₂ (Cl+Na)/Mg	Более 0,36–0,40 Менее 13,5	K ₄ (степень геохими- ческой зрелости нефти)	Соответствует K ₃
K ₃ (коэффициент ме- таморфизма)	Соответствует K ₄		

Результаты, полученные здесь, подтверждают высокую эффек-
тивность данной технологии в связи с достижением хороших показа-
телей по дополнительной добыче нефти. Технология обработки сква-
жин является простой, не требующей переобустройства скважин и
проведения каких-либо особенных исследований.

Список литературы

1. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих
влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на место-
рождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

2. Шакурова А.Ф. Моделирование гидравлического разрыва пласта / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 2. – С. 33–47.
3. Гидравлические потери в околоскважинной зоне пласта при кислотной обработке поровых коллекторов / А.Ф. Шакурова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 1. – С. 11–17.
4. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.
5. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.
6. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геологотехнических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.
7. Ахметов Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62.
8. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.
9. Хузина Л.Б. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами / Л.Б. Хузина, Л.В. Петрова, С.В. Любимова // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 62.
10. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.
11. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

12. Гайнетдинов Р.Г. Обработка и интерпретация материалов ядерно-геофизических методов для оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов / Р.Г. Гайнетдинов, О.Е. Рыскаль, А.Н. Огнев [и др.] // Каротажник. Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 7–8. – С. 129–138.

13. Фаттахов И.Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, В.В. Адонкин // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2014. – С. 6–9.

14. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.

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

УДК 622.276

РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ВЫРАВНИВАНИЕМ ПРОФИЛЯ ПОГЛОЩЕНИЯ ПЛАСТА И ИЗОЛЯЦИЕЙ ОБВОДНЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ ПЛАСТА

А. М. Дагирманов (БГР-11-12)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Рассматриваются потокоотклоняющие технологии для повышения нефтеотдачи пластов путем блокирования водопромытых зон образованием гелей и осадков. Приведен анализ технологий воздействия на нефтяной пласт гелеобразующих композиций.

Ключевые слова: потокоотклоняющая технология, гель, обводненность, нагнетательная скважина, нефтеотдача.

REGULATION OF OIL EXTRACTION BY LEVELLING THE ABSORPTION PROFILE AND ISOLATION OF WATERED INTERVAL OF FORMATION

A. M. Dagirmanov (BGR-11-12)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. Discusses the flow deviation technologies for enhanced oil recovery by blocking your plumbing and clean zones by forming gels or precipitates. The analysis of the impact of technology on the oil reservoir of the gel-forming compositions.

Keywords: flow deviation technology, the gel, the perimeter-lennosti, injection well, oil recovery.

При разработке месторождений с нагнетанием воды в продуктивные пласты половина геологических запасов остается неизвлеченной. Пласты с различной проницаемостью в неоднородных сложно построенных коллекторах вырабатываются неодинаково; истощаются высокопроницаемые пласты, в то время как низко проницаемые пропластки практически вообще не затрагиваются. Это подтверждают исследования, согласно которым при различии в проницаемости пропластков на 30...40% практически вся закачиваемая вода поглощается наиболее проницаемым пропластком. Такая же закономерность, очевидно, будет иметь место, когда резко различается проницаемость по простиранию продуктивного пласта в различных направлениях от нагнетательной скважины.

Наиболее востребованными технологиями являются технологии, основанные на превращении закачиваемой композиции в гель через определенный промежуток времени с целью изоляции обводненных интервалов пласта и выравнивания профиля поглощения пласта через уменьшение проницаемости отдельных интервалов пласта [2].

Для повышения нефтеотдачи пласта в НГДУ «Туймазанефть» применяют несколько потокоотклоняющих технологий, эффективность которых представлена в таблице 1.

Перечисленные методы основаны на ограничении доступа водопромытых зон с помощью создания осадков и гелей, формирующихся при реакции с породой, водой или составными частями реагентов.

Таблица 1 — Эффективность потокоотклоняющих технологий, применяемых в НГДУ «Туймазанефть»

Технология	Количество обработанных скважин	Дополнительная добыча нефти, тыс.т.
Цеолит плюс нефелин	10	6,86
Когор	67	40,7
Гивпан	1	0,032

Главным образом технология «гивпан» применяется в эксплуатационных скважинах, где требуется существенное снижение обводненности извлекаемой жидкости. Происходит это в карбонатных и терригенных пластах. Результат достигается уменьшением проницаемости промытых пропластков рабочей части пласта. Датой создания данной технологии считается 1996 год, а разработчиком считается институт «БашНИПИнефть».

Основная суть использования композиции на базе полимера гивпан (гидролизованное волокно полиакрилонитрильное) и алюмохлорида состоит в том, что возникнувший непосредственно в коллекторе в результате контакта макромолекул гивпана с высокоминерализованной сточной водой или с алюмохлоридом гелеобразный осадок не поддается размыву. Вследствие этого уменьшается проницаемость обводненного пласта и начинают эксплуатироваться новые малодренированные сегменты с большим содержанием нефти [2].

Технология «гивпан» не уступает «цеолит плюс нефелин» по качественным признакам, но получила меньшее распространение в связи с ростом цен на данный гелеобразователь. Исходя из достаточно высокой степени выработанности пласта и результатов применения технологии на аналогичных месторождениях, дополнительная добыча нефти на одну скважинную обработку равна 32 т [4].

Наиболее целесообразно технологию «когор» использовать на заключительной стадии разработки нефтяного месторождения, состоящего из неоднородных по проницаемости карбонатных и терригенных пластов. Осадкогелеобразующая композиция на основе силикатов попадает в пласт в результате закачивания ее через нагнетательную скважину. Смысл технологии основывается на порционной закачке водных растворов высокомолекулярного силиката натрия, в которые внедряют гелеобразователи. Этот состав через определенный период времени формирует гель, который уменьшает проницаемость пористой среды.

Цель данной технологии заключается в существенном уменьшении обводненности продукции, управлении процессом вытеснения путем образования осадка в обводненных пластах. Технология предполагает использование насыщенных растворов жидкого стекла, хлоридов кальция, магния, алюминия, каустической соды и глинистой суспензии. В результате формируется гель, который закрепляет выпавший в фильтрационных каналах осадок, что приводит к существенному увеличению фильтрационного сопротивления промытых зон пласта.

Технология «цеолит плюс нефелин» используется в нагнетательных скважинах, на залежах с карбонатными и терригенными коллекторами. Данная технология была создана и подготовлена к внедрению в 2001 году институтом «БашНИПИнефть» [1].

Использование данного метода позволяет значительно уменьшить проницаемость промытых пропластков эффективной мощности пласта, что введет к снижению обводненности извлекаемой жидкости и увеличению охвата пласта заводнением.

Физико-химическая сущность применения гелеобразующего состава заключается в том, что гелеобразующая оторочка фильтруется в наиболее проницаемые пропластки и трещины, снижает проницаемость промытых пропластков, и с изменением направления фильтрационных потоков, как следствие, увеличивается охват пласта заводнением [5].

На рисунке 1 показаны количества обработок каждого метода.

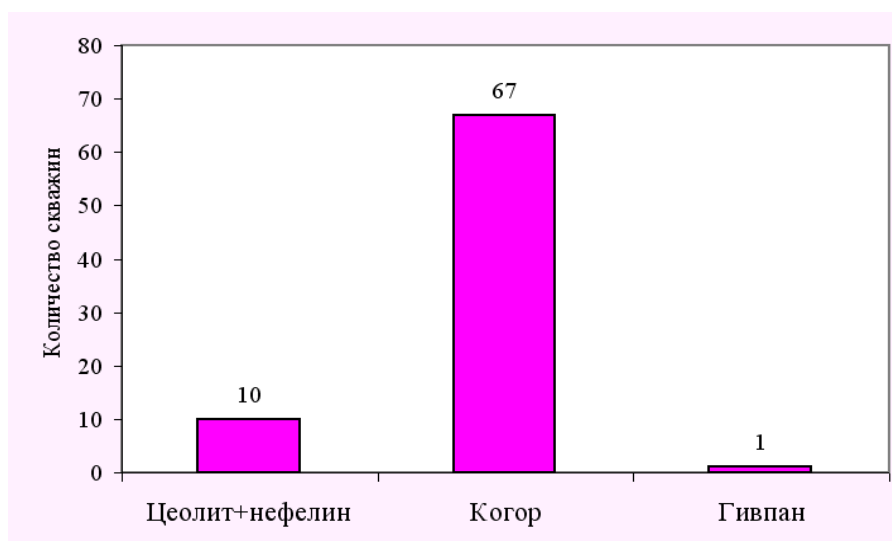


Рисунок 1 — Количество скважино-обработок по потокоотклоняющим технологиям

Обобщенные данные по удельной технологической эффективности технологий представлены на рисунках 2, 3.

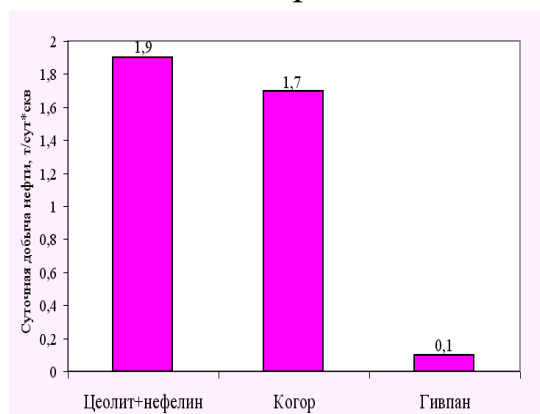


Рисунок 2 — Удельная эффективность на обрабатываемую скважину

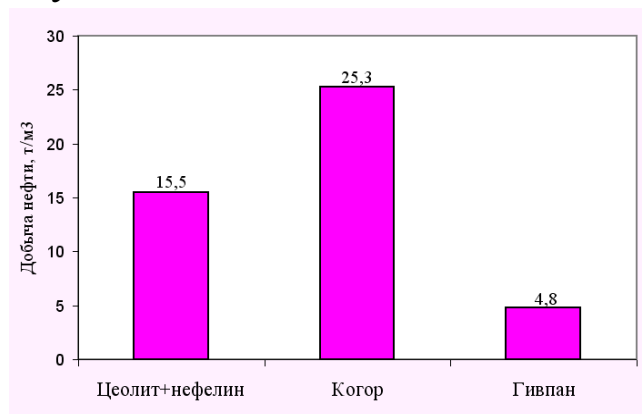


Рисунок 3 — Удельная технологическая эффективность на 1 м³ реагента

Из рассмотренных гелеобразующих композиций наибольший эффект достигается при применении технологии «цеолит плюс нефелин». При обработке десяти скважин данной композицией дополнительная добыча составляет 6,86 тыс. т. Суточная добыча нефти принимает более высокие значения. Так, эффективность на одну скважину при закачке «цеолит плюс нефелин» равна 1,9 т/сут — это больше по сравнению с «когором» и «гивпаном», где суточная добыча составляет 1,7 т/сут и 0,1 т/сут соответственно. Данная композиция является лучшим методом ограничения водопритока.

Список литературы

1. Инструкция по проведению опытно-промышленных работ по закачиванию композиции «цеолит плюс нефелин», КШАС-М, УСК-1 и соляной кислоты в нагнетательные и добывающие скважины нефтяных месторождений. – Уфа: БашНИПИнефть, 2002.
2. Кондров В.В. Результаты внедрения физико-химических методов повышения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях ОАО «АНК «Башнефть» [Текст] / В.В. Кондров [и др.] – Уфа: ООО «ИПЦ Интех».
3. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

4. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, № 4. – С. 47–50.
5. Прогнозирование характера обводнения и целесообразности проведения водоизоляционных работ / Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, Э.Р. Хамидуллина [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2012. – № 3. – С. 55–60.
6. Пат. RUS 2419714 11.01.2010. Способ изоляции водопритока в скважине / Р.Р. Кадыров, Д.К. Хасанова, А.С. Жиркеев, А.К. Сахапова, С.Р. Хасанов.
7. Методы оценки текущего энергетического состояния пласта, определения профиля притока, техсостояния колонны / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, О.А. Грезина [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 8–1. – С. 76–88.
8. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.
9. Фаттахов И.Г. Расчет эффективности применения солянокислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фаттахов, Д.В. Новоселова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-6. – С. 1186–1190.
10. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.
11. Ахметов Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87–89.
12. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.
13. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образуемых в скважинных насосах / Зайдуллина Э.М. [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 3.

14. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.

15. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

16. Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по данным углеродно-кислородного каротажа / Кучурин Е.С. [и др.] // Каротажник. – 2004. – № 12-13. – С. 125.

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

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

УДК 622.24

АВАРИИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, РАЗБУРИВАЕМЫХ ООО «БК «ЕВРАЗИЯ»

С. В. Дрыгин (БГБсЗ-11-11)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском),*

***Д. Ф. Валиев — начальник ЦТС КФ ООО «БКЕ»,
А. В. Карпов — зам. начальника ЦИДС КФ ООО «БКЕ»,
А. В. Мусатов — начальник РИТС КФ ООО «БКЕ»***

Аннотация. Актуален вопрос снижения времени, затрачиваемого на ликвидацию аварий при бурении скважин. Решение этого вопроса связано с выяснением причин аварий, анализом общих показателей аварийности и разработкой практических рекомендаций по их предотвращению или ликвидации

Ключевые слова: бурение скважин, аварии, показатели аварийности.

UDC 622.24

**ACCIDENTS WHILE DRILLING WELLS
IN THE OILFIELDS DRILLED
BY ООО «BUROVAYA KOMPANIYA EURASIA»**

S. V. Drygin(BGBsZ-11-11)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University),*

D. F. Valiev — head, Kogalym branch «BKE»,

A. V. Karpov — deputy head, Kogalym branch «BKE»,

V. A. Musatov — head, Kogalym branch «BKE»

Abstract. Urgent issue of reducing the time spent on eliminating accidents during drilling. The solution of this issue related to investigating accidents, the analysis of overall accident rates and the development of practical recommendations for their prevention or elimination

Keywords: drilling, disaster, accident rates.

Совершенствование технологии глубокого бурения нефтяных и газовых скважин в своей основе содержит задачу сокращения сроков их строительства и уменьшения стоимости метра проходки. Получение высоких технико-экономических показателей бурения и качественная проводка скважин во многом зависят от успешности предупреждения и преодоления осложнений и аварий [1]. Исходя из этого, одной из актуальных задач является анализ совершенных на предприятии аварий, поскольку он дает возможность разработать практические рекомендации по предотвращению и ликвидации аварий, а следовательно, по снижению стоимости буровых работ.

В ООО «БК «Евразия» контроль за состоянием скважины на всех этапах ее строительства осуществляется станцией контроля геолого-технологических исследований (ГТИ) с помощью программного продукта «Геотайм» [2], позволяющего определить возникновение различного рода осложнений и аварий в режиме реального времени по выводимым на монитор оператора диаграммам (рис. 1).

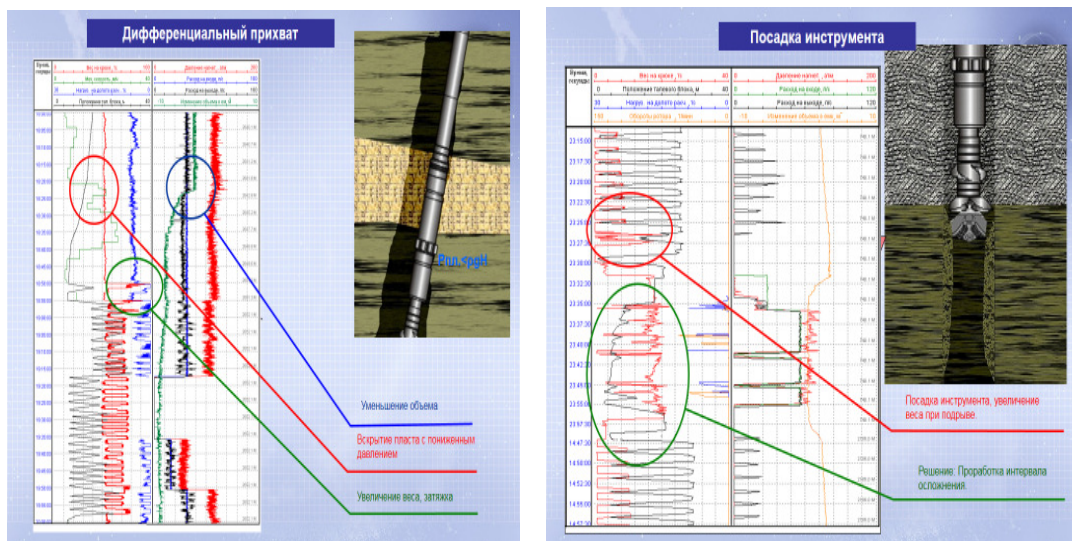


Рисунок 1 — Идентификация дифференциального прихвата и посадки бурильного инструмента

В дальнейшем эти полученные данные позволяют рассмотреть и проанализировать с помощью теоретической базы все возможные причины, приведшие к возникновению аварий и разработать программы по выявлению и предупреждению предаварийных ситуаций на ранних стадиях.

Виды аварий в процентном соотношении по затраченному времени на их ликвидацию за 2012, 2013 годы [3] представлены на рисунках 2, 3.

Из приведенных диаграмм видно, что преобладающим видом аварии являются прочие виды аварий, прихваты бурильных и обсадных колонн и аварии, связанные с элементами бурильной колонны.

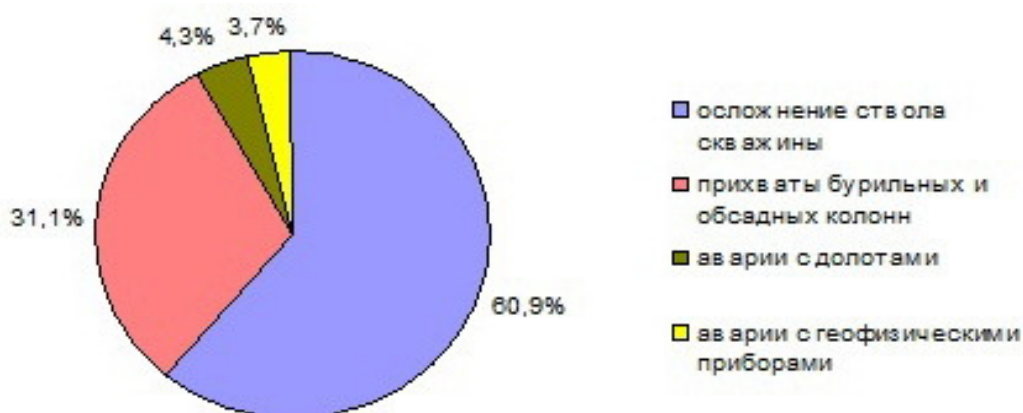


Рисунок 2 — Виды аварий в 2012 году

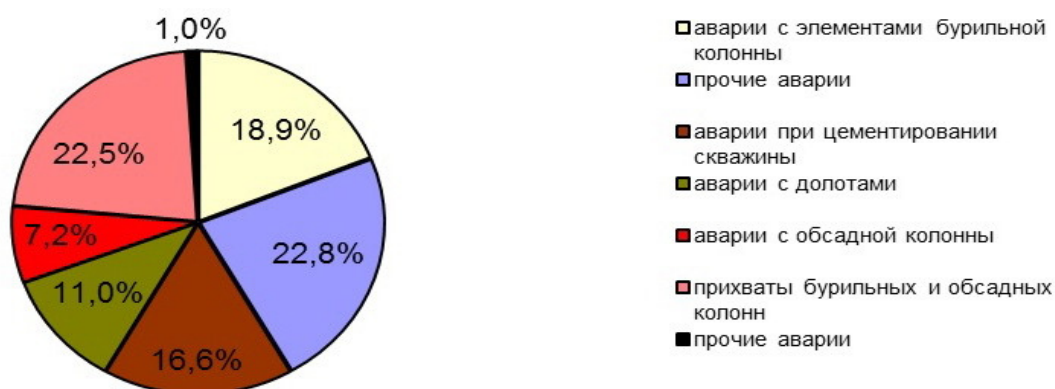


Рисунок 3 — Виды аварий в 2013 году

Технологическим отделом компании по анализу времени возникновения прихватов в течение суток, взятых из суточных отчетов буровых мастеров (программное обеспечение PELOTON), составлена диаграмма (рис. 4).

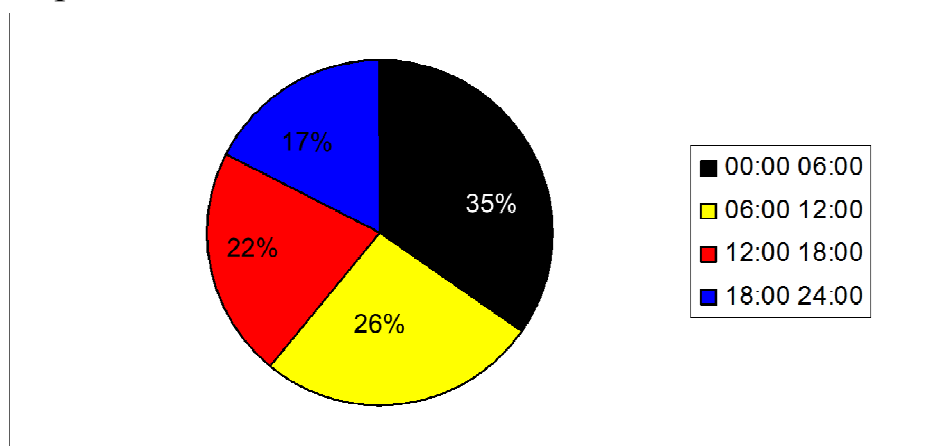


Рисунок 4 — Распределение времени возникновения аварий в течение суток

Диаграмма показывает, что наибольшее количество аварий возникает в ночное время суток и ранним утром, что объясняется снижением в указанное время суток активности головного мозга работающих.

Анализ показателей аварийности на месторождениях, разрабатываемых ООО «Газпромнефть-Хантос» за 2012–2014 годы [5, 6], представлены на рисунках 5, 6.

Из анализа данных, приведенных на рисунках 5 и 6, видно, что коэффициент аварийности на предприятии с каждым годом снижается: 0,014 в 2012 году и 0,010 в 2014 году. Соответственно, напрашивается вывод о том, что проводится хорошая работа руководителей по донесению до персонала приемов и порядка выполнения различных действий для уменьшения аварийных ситуаций. Специалистами

различных отделов ООО «БКЕ» разработаны рекомендации [6] по предотвращению различных видов осложнений и аварий, а также применению практических действий при их возникновении.



Рисунок 5 — Анализ показателей аварийности за 2012—2013 годы



Рисунок 6 — Анализ показателей аварийности за 2013–2014 годы

В целом компания стремится уменьшить возникновения аварийных ситуаций и осложнений путем освоения и внедрения новых

технологий и различных комплексов, а также путем обучения персонала на разных уровнях.

Список литературы

1. Дихтярь Т.Д. Разработка реагентов для предупреждения прихватов и повышения показателей отработки долот: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 1997. – 24 с.
2. Презентация, разработанная по итогам работы за год компанией ООО «ГеоТайм». – Ноябрьск: КИП ГТИ, 2013.
3. Отчеты «бурового мастера», импортированного из программного обеспечения Peloton-WellView «Визуализация бурения». 2012–2014 гг.
4. Итоги работы за 2013 г. КФ ООО «Буровая компания «Евразия» по пробуренным скважинам на месторождениях ООО «Газпром-нефть-Хантос». – Когалым: ТО КФ ООО «БКЕ».
5. Итоги работы за 2014 г. КФ ООО «Буровая компания «Евразия» по пробуренным скважинам на месторождениях ООО «Газпром-нефть-Хантос». – Когалым: ТО КФ ООО «БКЕ».
6. Мероприятия по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций КФ ООО «БКЕ». 2014 г.

УДК 622.276.66

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА МИХАЙЛОВСКО-КОХАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НГДУ «ПЕРВОМАЙНЕФТЬ»

*Л. Л. Камалеева (ГР-10-11), Л. В. Петрова (доцент)
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском),
Губанов С. И. (студент 4-НТФ-5), А. М. Зиновьев (доцент)
(ФГБОУ ВПО «СамГТУ», г. Самара)*

Аннотация. Проведен анализ особенностей геологического строения коллекторов, физико-химической характеристики насыщающих флюидов, а также режима работы залежей и скважин, для обеспечения рациональных темпов отбора продукции на Михайловско-Коханском месторождении. Спрогнозирован эффект после проведения гидроразрыва пласта на Михайловско-Коханском месторож-

дении по 3 выбранным скважинам. Определена необходимость применения проппантного ГРП для увеличения дебита скважины терригенного пласта, путем создания зоны высокой гидродинамической проводимости — трещины, заполненной высокопроницаемым материалом, проппантом.

Ключевые слова: месторождение, скважина, нефть, газ, пласт, гидравлический разрыв пласта, интенсификация добычи.

UDC 622.276.66

**EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING
IN THE MIKHAILOVSKOE-KOHANSKOE OILFIELD,
OGDP «PERVOMAINET»**

L. L. Kamaleeva (GR-10-11), L. V. Petrova (associate professor)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University),*

S. I. Gubanov (4-NTF-5), A. M. Zinoviev (associate professor)

(FSBEI HPE Samara State Technical University, Samara)

Abstract. The analysis of peculiarities of the geological structure of the reservoir, physico-chemical characteristics of the saturation of existing fluids, as well as the mode of operation of deposits and wells, managing the pace of product selection, on Mikhailov-SKO-Kohansky field. The predicted effect of the fracturing on Mihailovska-Kohansky field-Denia 3 selected wells. The need of applying proppantov hydraulic fracturing to increase well production Terry-gene formation, by creating areas of high hydrodynamic conductivity — cracks filled with a high-permeability material, a proppant.

Keywords: oilfield, water well, oil, gas, reservoir, hydraulic fracturing, well stimulation.

В нефтегазовой отрасли Российской Федерации ежегодно проводится около 9000 операций гидроразрыва пласта. Благодаря применению этого метода происходит добыча нефти и газа на старых, истощенных месторождениях, а также добывается сланцевая нефть, благодаря чему РФ удастся удерживать высокий темп добычи «черного» золота, конкурируя за первенство с мировым лидером — Саудовской Аравией.

Гидроразрыв пласта (ГРП) – один из методов интенсификации работы нефтяных, газоконденстаных, газовых скважин и увеличения приемистости нагнетательных скважин.

Метод включает в себя создание высокопроводимой трещины в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида (газ, вода, конденсат, нефть либо их смесь) к забою скважины.

Метод проведения ГРП позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Также в настоящее время метод применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно из-за низких получаемых дебитов. Более того, применяется для добычи сланцевого газа и газа уплотненных песчаников.

Технология осуществления ГРП при добыче углеводородов включает в себя закачку в скважину с помощью мощных насосных станций жидкости разрыва (гель, в некоторых случаях вода либо кислота) при давлениях выше давления разрыва продуктивного пласта. Для поддержания трещины в открытом состоянии, как правило, в терригенных коллекторах применяется расклинивающий агент — проппант, в карбонатных — кислота, которая разъедает стенки созданной трещины. Однако и в карбонатных коллекторах может быть использован проппант.

При добыче нетрадиционного газа гидроразрыв пласта позволяет соединить поры плотных пород и дать возможность высвобождения природного газа. Во время проведения ГРП в скважину закачивается специальная смесь. Чаще всего, она на 99% состоит из воды и песка (либо проппанта) и лишь на 1% — из химических реагентов. Состав химических веществ открыт. Среди них, например, ингибитор коррозии, понизители трения, стабилизаторы глин, химическое соединение, сшивающее линейные полимеры, ингибитор образования отложений, деэмульгатор, разжижитель, биоцид (химреагент для разрушения водных бактерий), загуститель.

Процесс является высокоэффективной технологией интенсификации притока, повышения отдачи углеводородов. Эффективность достигается за счет устранения скин-фактора и увеличения площади дренирования скважины посредством создания крыльев трещины при условии обеспечения плановой проводимости трещины. Концептуально, в пластах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) проектируются длинные трещины с несколько меньшей про-

водимостью, чем в пластах с высокими ФЕС, когда для оптимального отбора запасов углеводородов необходимы более короткие, но широкие трещины.

Планирование процесса ГРП на скважине возникает с изучения геологического потенциала объекта инициации, технического состояния скважины, опыта проведенных ранее работ по интенсификации, статистических данных результатов гидроразрыва по данному пласту. Далее составляется дизайн-проект программы работ по ГРП с учетом получения оптимальной по геометрии трещины разрыва, даются рекомендации по подготовке скважины к гидравлическому разрыву и дальнейшему освоению.

Важным значением для качества ГРП является выполнение дизайн-проекта процесса, в том числе соблюдение программы ввода деструктора в жидкость разрыва, позволяющей наиболее полное разложение геля в пласте и получение плановой проводимости трещины. Наибольший технологический результат от ГРП надлежит ожидать при минимальном времени разрыва между временем окончания процесса и временем очистки трещины от жидкости ГРП (освоением). С использованием технологии гидроразрыва пласта добиваются увеличения дебита углеводородов в несколько раз, продолжительность эффекта может оставаться от 2 до 5 лет.

ОАО «Самаранефтегаз» является одной из немногих нефтяных компаний в РФ, выполняющая ГРП своими силами и ведущая научную деятельность в этом направлении. Один из примеров проведения гидравлического пласта является Михайловско-Коханское месторождение. Михайловско-Коханское месторождение введено в промышленную разработку в 1950 г. Ввод в разработку основной части залежей исполнялся с 1954 г.

Для получения высокой продуктивности скважин продуктивных пластов Михайловско-Коханского месторождения, улучшения гидродинамической связи как между скважиной и пластом, так и между отдельными прослоями при вводе скважин в эксплуатацию проводят проппантный ГРП.

В результате проведения ГРП на Михайловско-Коханском месторождении на период 2009–2013 гг. по пластам Д-I, Д-II и Д-IV ММК существенно улучшило состояние разработки залежей, что в свою очередь позволило повысить добычу нефти и жидкости в целом по месторождению. Добыча нефти с 96,7 тыс. т в 2008 г. выросла в 2,2 раза и в 2010 г. составила 208,7 тыс. т, при этом обводненность

продукции уменьшилась с 84,8% в 2008 г. до 76,4% в 2010 г. В 2013 г. годовой отбор нефти в целом по месторождению составил 160,544 тыс. т (0,4% от НИЗ), добыча жидкости — 855,609 тыс. т при средней обводненности продукции 81,2%. Среднегодовые дебиты по скважинам составили 11,2 т/сут по нефти, 59,6 т/сут по жидкости (рис.1–3).



Рисунок 1 — Динамика сравнения проектных и фактических показателей накопленной добычи нефти по Михайловско-Коханскому месторождению за 2009–2013 гг.

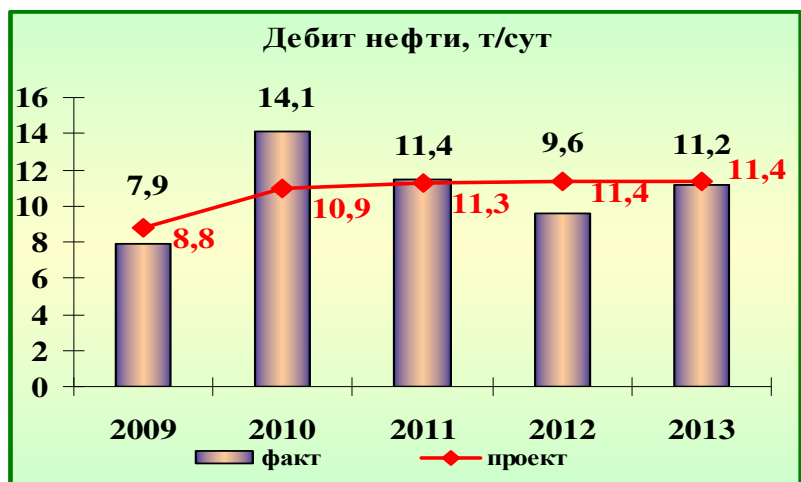


Рисунок 2 — Динамика сравнения проектных и фактических показателей дебита нефти по Михайловско-Коханскому месторождению за 2009–2013 гг.



Рисунок 3 — Динамика сравнения проектных и фактических показателей обводненности по Михайловско-Коханскому месторождению за 2009–2013 гг.

Таблица 1 — Проектируемый технологический эффект после проведения ГРП на добывающих скважинах № 367, 366, 638 Михайловско-Коханского месторождения

Технологические параметры	Скважины		
	367	638	366
Текущий дебит нефти скважины, т/сут	2,4	1,4	1,1
Дебит нефти после воздействия по скважине, т/сут	11,6	6,8	5,3
Технологический эффект скважины, тонн	3102	1820,8	1416,1
Общий технологический эффект, тонн	6338,9		
Коэффициент изменения дебита нефти, К, %	482		

Вывод: благодаря проведенному применению гидравлического разрыва пласта в ОАО «Самаранефтегаз» на Михайловско-Коханском месторождении можно сделать вывод о том, что процесс ГРП наиболее эффективен, поскольку после проведения метода дебиты нефти по трем выбранным скважинам Михайловско-Коханского месторождения возрастут.

Но, оценивая эффективность метода, необходимо учитывать две его составляющие: эффект от интенсификации добычи, который проявляется в увеличении дебита жидкости, и эффект от повышения коэффициента нефтеизвлечения (КИН), следствием которого является замедление темпов обводнения скважин, стимулированных ГРП, и извлечение оставшихся запасов нефти и газа пласта.

Список литературы

1. Текущий геолого-промысловый анализ разработки пластов Д1, ДП, ДШ, ДIV Михайловско-Коханского нефтяного месторождения Куйбышевской области: отчет по теме 10-82. «Гипровосток-нефть» / Рук. Л.Г. Югин, В.С. Ковалев, В.И. Колганов. – Куйбышев, 1982.
2. Отчет о научно-исследовательской работе по договору № Д.05.207.14 «Разработка программных средств прогноза эффективности кислотных обработок для карбонатных пластов ОАО «Самаранефтегаз». – Самара, 2014.
3. Ахметов Р.Т. Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – № 12. – С. 39–42.
4. Технология увеличения добычи нефти из малопродуктивных скважин / К.Р. Уразаков [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 4. – С. 201–211.
5. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, № 4. – С. 47–50.
6. Пат. RUS 2295635 21.03.2005. Способ извлечения нефти / Н.Х. Габдрахманов, Р.Ф. Якупов, Г.Х. Якименко, А.А. Рамазанова.
7. Шакурова А.Ф. Моделирование гидравлического разрыва пласта / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 2. – С. 33–47.
8. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.
9. О методе выбора скважин для проведения мероприятий по интенсификации притока нефти / Антонов М.С. [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 12. – С. 29–30.
10. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.
11. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.

12. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.

13. Ахметов Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62.

14. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

15. Хузина Л.Б. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами / Л.Б. Хузина, Л.В. Петрова, С.В. Любимова // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 62.

16. Юсифов Т.Ю. Необходимость нового подхода при проведении геолого-технических мероприятий на завершающей стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле. – 2014. – С. 234–238.

17. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.

18. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

19. Гайнетдинов Р.Г. Обработка и интерпретация материалов ядерно-геофизических методов для оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов / Р.Г. Гайнетдинов, О.Е. Рыскаль, А.Н. Огнев [и др.] // Каротажник. Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 7–8. – С. 129–138.

20. Фаттахов И.Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, В.В. Адонкин // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2014. – С. 6–9.

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

УДК 622.276.53

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН
УСТАНОВКАМИ ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ
НА АБДУЛОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
НГДУ «ТУЙМАЗАНЕФТЬ»**

*А. В. Мальцева (ГР-10-13), Л. В. Петрова (доцент)
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Основной задачей статьи является анализ эффективности работы установок штанговых глубинных насосов на Абдуловском месторождении. В ходе исследования выявлены причины ремонтов, большее количество которых приходится на отказ насоса. В данной статье предлагается использование программно-технологического комплекса «Насос» с целью рационального подбора оборудования и режима работы рассматриваемых скважин.

Ключевые слова: нефть, скважина, эксплуатация, штанговый глубинный насос, ремонт, подбор оборудования.

UDC 622.276.53

**EFFICIENCY OF EXPLOITATION OF WELLS EQUIPPED
WITH SUCKER-ROD PUMPS IN THE ABDULLOVSKOE
OILFIELD, OGDП «TUIMAZANEFT»**

*A. V. Maltseva (GR-10-13), L. V. Petrova (associate professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. The main objective of the paper is to analyze the efficiency of the unit operation of sucker rod pumps in Abdulloscam field. The study identified the causes of repairs, the greater number of which falls on

the failure of the pump. This article proposes the use of software-technological complex «Pump» for the purpose of rational selection of equipment and mode of operation of the review wells.

Keywords: oil, well, maintenance, sucker rod pump, repair, equipment selection.

Нефтяная промышленность Башкортостана со времени своего возникновения обеспечивает высокий устойчивый уровень добычи нефти. А добыча нефти штанговыми глубинными насосами остается на сегодня широко применяемым способом. Это объясняется их простотой, эффективностью и надежностью [3].

Объектом данного исследования является Абдуловское месторождение. Оно расположено на территории Ермекеевского района Республики Башкортостан, в 38 км к северо-западу от станции Аксаково и в 40 км западнее г. Белебея. В экономическом отношении район сельскохозяйственный [1]. Открыто месторождение было в 1960 г., а в разработку введено в 1971 г. В данный момент оно находится на второй стадии разработки.

Абдуловское нефтяное месторождение включает в себя шесть ранее выделявшихся отдельных месторождений: Абдуловское, Тумбарлинское, Суллинское, Южно-Троицкое, Березовское и Рятамакское. Расположены они компактной группой, образуя одну зону нефтенакпления [1].

Осадочная толща месторождения складывается вендскими, девонскими, каменноугольными, пермскими и третично-четвертичными отложениями [2].

Промышленно нефтеносными являются пачки Ркг и Рар карбонатной толщи нижней перми, пласт CVI терригенной толщи нижнего карбона, пачка СТкз турнейского яруса, пачки Дзв1, Дзв2, Дзв3 заволжского надгоризонта, пачки Дфмс1, Дфмс2, Дфмс3 и Дфмн фаменского яруса, пласты D0, DIvx, DIнж, DII, DIII, DIVvx и DIVнж терригенной толщи девона. Всего на месторождении восемь продуктивных пластов и десять пачек [1].

По состоянию на 01.01.2012 г. на Абдуловском нефтяном месторождении пробурено 344 скважины. Большая часть скважин месторождения является малодебитной, более 90% фонда составляют скважины с дебитом по жидкости до 10 т/сут. Средний дебит по нефти составляет 2,9 т/сут.

Пластовая нефть отложений DI—DIV относится к группе легких, парафинистых, маловязких, а по отложениям CVI, СТкз — к группе тяжелых, сернистых, высоковязких. Все газы, растворенные в нефти, имеют плотность больше единицы. Они относятся к категории жирных, кроме метана, содержат и тяжелые углеводороды. Пластовые воды являются по типу хлоркальциевыми (только воды пачек Ркг+Рар — сульфатно-натриевые) высокоминерализованными.

По способам эксплуатации действующий фонд добывающих скважин месторождения распределяется следующим образом: ШГН — 181 скважина, ЭЦН — 5 скважин, УЭДН — 2 скважины, то есть весь фонд механизирован.

Механизированная добыча нефти и газа с использованием УШГН является основным рекомендуемым способом эксплуатации, поскольку фактические и прогнозные дебиты лежат в области применения этих насосов. Также можно отметить, что в области подач от 1 до 25 м³/сут УШГН имеют более высокий КПД по сравнению с другими способами добычи нефти и при подаче, равной 25 м³/сут, он может достигать максимального значения (36%).

Перед другими механизированными способами добычи нефти УШГН имеют следующие преимущества: обладают высоким коэффициентом полезного действия; проведение ремонта возможно непосредственно на промыслах; для первичных двигателей могут быть использованы различные приводы. Установки ШГН могут применяться в осложненных условиях эксплуатации: в пескопроявляющих скважинах, при наличии в добываемой нефти парафина, при высоком газовом факторе, при откачке коррозионной жидкости, при большой глубине спуска насоса [4].

Рассмотрим основное оборудование, применяемое для эксплуатации скважин Абдуловского месторождения, оборудованных ШГН.

Большинство скважин оборудовано приводом, т. е. станком-качалкой, с грузоподъемностью 5 и 6 тонн — это привод СК5-3-2500 (35,4% скважин) и СК6-2,1-2500 (13,8% скважин).

Глубинные насосы, в основном, имеют диаметры плунжера 44 мм — 38,5% и 38 мм — 25,9%. Необходимо отметить, что распределение по типу насосов следующее: 52,8% — вставные, 47,2% — невставные насосы.

Наибольшее число скважин имеют глубину спуска насоса порядка 1101–1201 м (38,4% скважин), что обусловлено глубиной зале-

гания кровли продуктивного пласта и положением динамического уровня в скважине.

В основном скважины эксплуатируются с длинами хода от 2 до 3 м, к данной категории скважин отнесено 41,6% фонда. С длинами хода меньше 2 м эксплуатируется 40% скважин. Необходимо также отметить, что на трех скважинах фонда длины хода максимальны и составляют более 4 м.

На рассматриваемом фонде в основном применяются тихоходные режимы откачки с числом качаний от 3 до 4 качаний в минуту — 39,2% скважин, менее 3 качаний в минуту — 29,6% скважин.

На Абдуловском месторождении средняя наработка на отказ УШГН составляет 585 сут.

За период с 01.01.2008 г. по 01.01.2012 г. на Абдуловском месторождении было произведено 124 текущих ремонта скважин: в 2008 году — 32 текущих ремонта, в 2009 — 37 ремонтов, в 2010 — 28 ремонтов, а в 2011 — 27 ремонтов [1].

Как показывает анализ промысловой информации, основными причинами ремонтов скважин являются:

- отказ насоса — 8 ремонтов (29,7%);
- оптимизация работы скважины — 2 ремонта (7,4%);
- обрыв штанг — 2 ремонта (7,4%);
- отказ НКТ — произошло 2 ремонта (7,4%);
- отворот штанг — 2 ремонта (7,4%);
- отложения АСПО — 6 ремонтов (22,2%);
- отложения парафина на приеме насоса — 3 ремонта (11,1%);
- отложения парафина в НКТ — 1 ремонт (3,7%).

Длительная работа УШГН в скважине будет обеспечена грамотно подобранным режимом — системой следующих параметров: типоразмер насоса, глубина спуска, величина погружения под динамический уровень, длина хода и число ходов полированного штока, а также нагрузка на колонну штанг [5].

Подбор оборудования ШГН производится при каждом ремонте скважины. Подбор типоразмера ШГН рекомендуется производить по производительности насоса соответствующей длине хода плунжера. При выборе режима откачки ШГН предпочтение отдается максимальной длине хода при минимальном числе двойных ходов плунжера.

Существуют многочисленные методики подбора оборудования и режима его работы, которые позволяют с разной степенью успеш-

ности решать вопросы повышения эффективности эксплуатации скважин [6].

На сегодняшний день во всех цехах добычи нефти НГДУ «Туймазанефть», в том числе и в ОЦДНГ-3, установлен программно-технологический комплекс «Насос», без которого не проводится ни одно геолого-техническое мероприятие. Комплекс производит: расчеты по выбору способа эксплуатации механизированного фонда; расчет оптимального режима и подбор оборудования для скважин, оборудованных УЭЦН, УШГН, УЭДН и УВНП; подбор типоразмера погружного электродвигателя (ПЭД); расчет температурного режима ПЭД и кабеля; расчеты распределения давления, плотности и газосодержания с учетом динамики трехфазной газожидкостной смеси и т. д. ПТК «Насос» позволяет достичь наиболее эффективной эксплуатации каждой отдельной скважины.

По представленным выше данным видно, что максимальное количество (37 ремонтов) произведено в 2009 году, а минимальное (27 ремонтов) в 2011 году. Таким образом, к 2011 году количество ремонтов снизилось, а это свидетельствует об успешной и грамотной эксплуатации оборудования УШГН на месторождении, что в свою очередь является следствием рационального и грамотного подбора оборудования, режима его работы и успешной борьбой с осложнениями [7, 8].

Список литературы

1. Проект разработки Абдуловского нефтяного месторождения. – Уфа: БашНИПИнефть, 2012. – 130 с.
2. Геологический отчет ЦДНГ-3 за 2008–2011 годы. – НГДУ «Туймазанефть», ЦДНГ-3, 2011. – 80 с.
3. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела [Текст]: учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ДизайнПолиграф-Сервис, 2005. – 528 с.
4. Каплан Л.С. Совершенствование эксплуатации скважин штанговыми насосами [Текст] / Л.С. Каплан. – Октябрьский: ОФ УГНТУ, 2000. – 234 с.
5. Каплан Л.С. Введение в технологию и технику нефтедобычи [Текст]: учебное пособие / Л.С. Каплан, У.З. Рожетдинов. – Уфа: Изд-во «Конкорд-Инвест», 1995. – 250 с.
6. Каплан Л.С. Новые технологические и технические решения при эксплуатации скважин штанговыми насосами [Текст]: учеб-

ное пособие / Л.С. Каплан, М.М. Кабиров. – Уфа: УГНТУ, 1997. – 166 с.

7. Гуторов А.Ю. Механизм и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 2. – С. 23–27.

8. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

9. Миннивалеев А.Н. Насосная добыча нефти на Туймазинском месторождении / А.Н. Миннивалеев, И.Г. Фаттахов // Теоретические и прикладные вопросы науки и образования: сб. науч. трудов по материалам Международной научно-практической конференции в 16 частях. – 2015. – С. 103–104.

10. Фаттахов И.Г. Расчет эффективности применения солянокислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фаттахов, Д.В. Новоселова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-6. – С. 1186–1190.

11. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.

12. Ахметов Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87–89.

13. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

14. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образуемых в скважинных насосах / Зайдуллина Э.М. [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 3.

15. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.

16. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

17. Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по данным углеродно-кислородного каротажа / Кучурин Е.С. [и др.] // Каротажник. – 2004. – № 12-13. – С. 125.

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

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

УДК 622.276.652:532.5

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ МАЛОЙ ТОЛЩИНЫ

***И. Н. Меньшикова (НГД-3-11), С. М. Дуркин (доцент)**
(ФГБОУ ВПО УГТУ, г. Ухта)*

Аннотация. В настоящее время все более актуальной становится проблема вовлечения в более активную разработку огромных ресурсов аномально вязких нефтей. Наиболее эффективной и промышленно освоенной технологией разработки подобных углеводородов являются термические методы добычи нефти [1]. В данном докладе рассматривается моделирование горизонтальных скважин, позволяющих вскрыть залежи малой толщины (до 10 м). Построено несколько моделей залежи Ярегской площади Ярегского месторождения с различными толщинами: 10, 20 и 30 м. Смоделированы процессы теплового воздействия на пласт, а именно, нагнетание горячей воды и пара. Произведен расчет технологических показателей разработки и сделана оценка экономической эффективности предложенных вариантов. Цель исследования: выбор оптимального варианта разработки залежей ВВН малой толщины.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, залежи малой толщины, термические методы добычи нефти, гидродинамическое моделирование, Ярегское месторождение.

UDC 622.276. 652:532.5

**FORECASTING INDICATORS OF OILFIELD
DEVELOPMENT OF HIGH-VISCOSITY OIL
AND SHALLOW THICKNESS BITUMENS**

*I. N. Menshikov (NGD-3-11), S. M. Durkin (associate professor)
(FSBEI HPE Ukhta State Technical University, Ukhta)*

Abstract. currently all the more urgent becomes the problem of more active involvement in the development of the vast resources of abnormally viscous oils. The most effective and industrial mastered the development technology of such hydrocarbons are thermal methods of oil production [1]. In this report we describe the modeling of horizontal wells, which can be quickly available to open deposits of small thickness (up to 10m). Built several models Out deposits out of deposits with different thicknesses: 10, 20 and 30 m. the Modelled processes of thermal stimulation, namely, the injection of hot water and steam. Calculation of technological indicators of development and the estimation of economic efficiency of the proposed vari-ants. The purpose of the study: selection of an optimum variant of development of BBH small thickness.

Keywords: heavy oil, deposits of small thickness, thermal methods of oil production, reservoir simulation, Yarega field.

Прогнозирование показателей разработки проводилось с помощью гидродинамического симулятора TempestMORE компании ROXAR.

Варианты моделей:

Теплоноситель: пар; толщина пласта: 30 м;

Теплоноситель: пар; толщина пласта: 20 м;

Теплоноситель: пар; толщина пласта: 10 м;

Теплоноситель: горячая вода; толщина пласта: 30 м;

Теплоноситель: горячая вода; толщина пласта: 20 м;

Теплоноситель: горячая вода; толщина пласта: 10 м.

Для всех вариантов задано одно значение среднесуточной закачки теплоносителя, равное 60 т/сут, при этом температура закачиваемого теплоносителя равна 264°C.

Созданные модели по своему строению и свойствам приближены к условиям залегания залежей Ярегского месторождения. Так, начальная температура пласта равна 8°C, а начальное пластовое давление — 0,14 МПа. Вязкость нефти в пластовых условиях равна 12000 мПа·с.

Расположение скважин представлено на рисунке 1. Расстояние между горизонтальными участками скважин равно 5 м.



Рисунок 1 — Расположение скважин в модели (h = 30 м)

В результате расчета технологических показателей разработки получены следующие значения накопленной добычи нефти по вариантам (рис. 2).

Также были рассчитаны значения паронефтяного отношения (ПНО) для 1-го, 2-го и 3-го вариантов (рис. 3).

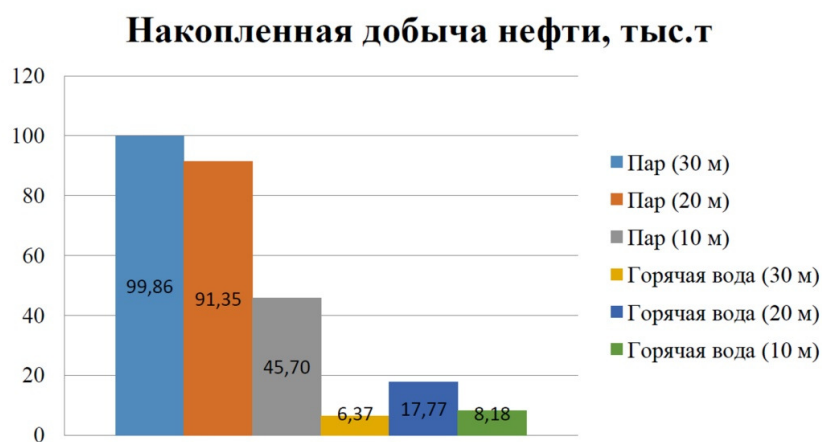


Рисунок 2 — Накопленная добыча нефти

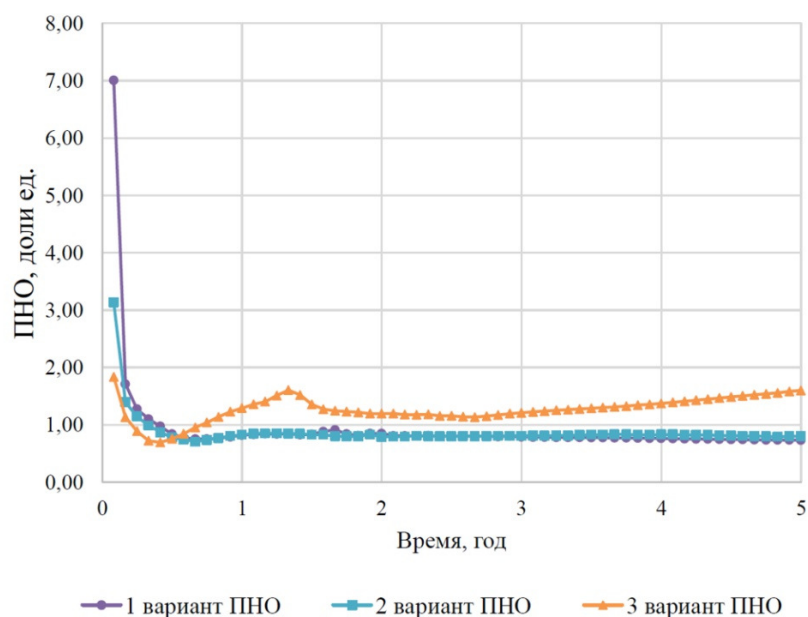


Рисунок 3 — ПНО

Таким образом, для модели толщиной 30 м ПНО в начале моделирования принимало максимальное значение, сравнительно с другими вариантами, равное 7,006 ед. По мере прогрева его величина значительно уменьшилась и стала равной 0,732. Высокое значение ПНО в начале моделирования связано с большим объемом пласта и, следовательно, с большими объемами закачки, требующимися для разогрева пласта таких размеров.

Что касается модели толщиной 20 м, то значение ПНО по мере прогрева уменьшилось от 3,134 до 0,800. Для модели, имеющей самую маленькую толщину, в отличие от других вариантов, по мере прогрева пласта ПНО оказалось значительно выше, что может быть связано с малым объемом пласта и быстрым обводнением продукции.

В результате расчета коэффициента извлечения нефти (КИН) для вариантов с закачкой горячей воды значение КИН не превышает 10%, что свидетельствует о низкой эффективности применения данного метода воздействия, что обусловлено быстрым обводнением скважинной продукции. Закачка пара в пласт позволяет увеличить значение КИН до 40% (рис. 4).

Для выбора оптимального варианта разработки залежей ВВН малой толщины также был произведен расчет экономической эффективности, в результате которого оценивался период окупаемости предложенных вариантов [2]. Период окупаемости определен по графику накопленного чистого дисконтированного дохода (ЧДД), представленного на рисунке 5.

КИН, доли ед.

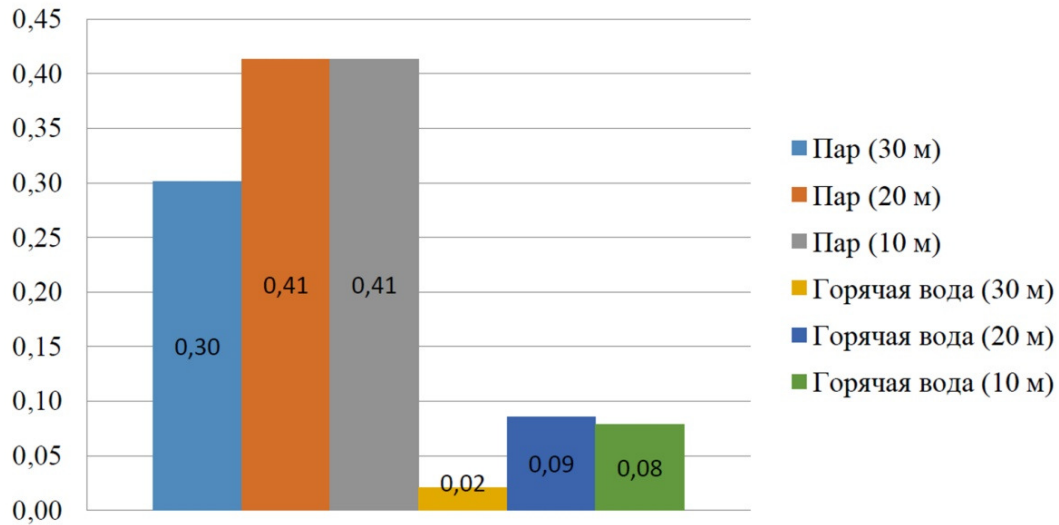


Рисунок 4 — КИН

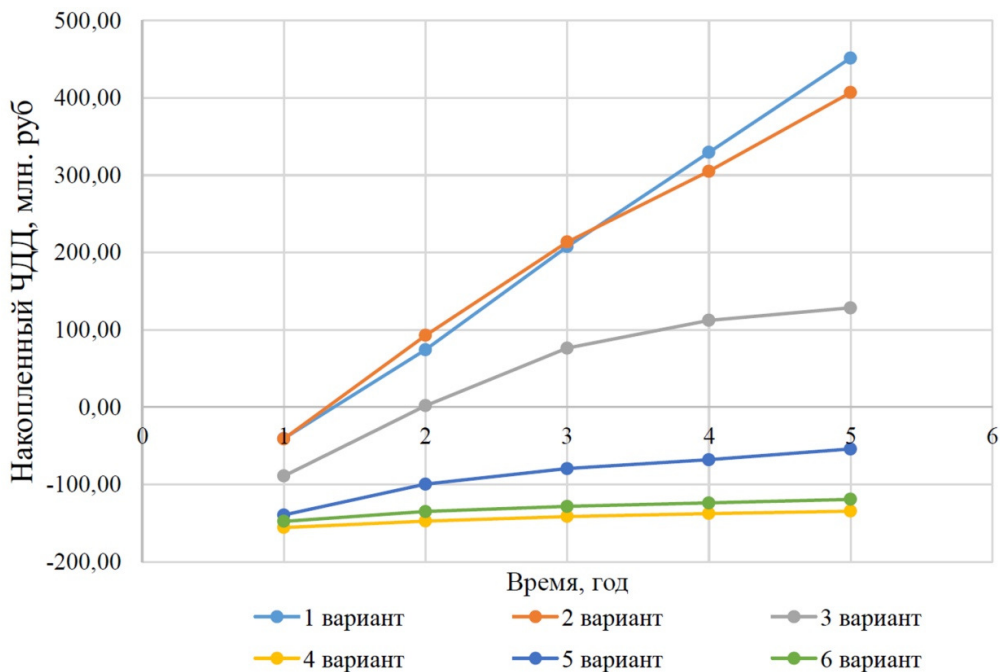


Рисунок 5 — Накопленный ЧДД

Выводы и рекомендации:

Таким образом, для повышения добычи нефти во всех предложенных вариантах необходимо подбирать объем закачиваемого теплоносителя индивидуально для каждого случая.

При прочих равных условиях закачка пара в пласт оказалась наиболее эффективной при разработке залежей ВВН малой толщины, обеспечивая при этом значение коэффициента извлечения нефти на

уровне 40%. В то время как значение КИН при закачке горячей воды не превышает 10%.

В результате расчета экономической эффективности выявлено, что варианты с закачкой горячей воды оказались экономически не выгодными и не окупили себя за время моделирования, в то время как срок окупаемости при закачке пара составил 1–2 года.

Таким образом, в результате проведения численных экспериментов и расчета экономических показателей установлено, что разработка залежей ВВН малых толщин (до 10 метров) является рентабельной при закачке пара.

В дальнейшем планируется создание геологической модели и проведение более детальных численных экспериментов. Также следует произвести моделирование других видов теплового воздействия на пласт и сравнить их эффективность.

Список литературы

1. Рузин Л.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов [Текст]: монография / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров; под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2007. – 244 с.: ил.
2. Ксенз Т.Г. Оценка коммерческой эффективности научно-технических мероприятий на нефтегазодобывающих предприятиях [Текст]: учебное пособие / Т.Г. Ксенз. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ПРИЧИН АВАРИЙ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

И. Д. Набиуллин (БГР-11-11)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Проведен анализ причин аварий на вертикальных стальных резервуарах. Выявлено, что основной причиной аварий на РВС является осадка оснований. Показаны виды осадки, названы причины их возникновения. Рассмотрены способы предупреждения и борьбы с данной проблемой. Высказано мнение, что для эффективной

борьбы с осадкой требуется новый подход к строительству резервуаров.

Ключевые слова: вертикальный стальной резервуар, аварии на РВС, осадка оснований, борьба с осадкой, крен фундамента, нивелирование.

UDC 622.276

ANALYSES OF REASONS CAUSING FAILURE OF VERTICAL STEEL TANKS

I. D. Nabiullin (BGR-11-11)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. The analysis of the causes of the accident at vertical steel tanks. It is revealed that the main cause of accidents on RCS is sediment reason. Images of the rainfall, the reasons for their occurrence. Discusses ways of preventing and combating this problem. Suggested that for effective struggle with draught requires a new approach to the construction of reservoirs.

Keywords: vertical steel tank, crash on RVS, sediment bases, fight against draught, roll foundations, leveling.

Резервуар — это крупногабаритная листовая конструкция с большой протяженностью сварных швов. Основные конструктивные элементы резервуара — крыша, стенка и днище. Стенка представлена тонкой цилиндрической оболочкой, состоящей из поясов, которые сварены между собой встык. Днище резервуара состоит из полос, которые изготавливаются из прямоугольных листов, свариваемых встык по короткой стороне. Крыши бывают двух типов: конические и сферические [1, 2].

На сегодняшний день на предприятиях топливно-энергетического комплекса (ТЭК) Российской Федерации весь объем резервуарного парка составляет более 50 млн т. Вертикальные стальные резервуары (РВС) являются наиболее распространенным типом резервуаров. РВС — это уникальный вид сооружений, не имеет подобных аналогов. В то же время на сегодняшний день они являются одним из наиболее опасных промышленных объектов. Аварии на данных объектах часто приводят к серьезным социальным, материальным и эко-

логическим последствиям. Общий материальный ущерб от аварий в 500 и более раз превышает затраты на сооружение самих резервуаров. Следуя из всего этого, вопрос по повышению надежности эксплуатации РВС должен решаться на всех этапах их проектирования, сооружения, эксплуатации, диагностики и мониторинга состояния [3].

Необходимым мероприятием, направленным на повышение надежности резервуаров, является изучение опыта эксплуатации резервуаров и причинно-следственный анализ их аварий. Существует основанная на данных отечественных и зарубежных источников классификация причин аварий РВС (рис. 1) [1, 4, 5].

Анализ проведенных исследований по произошедшим авариям на РВС показал, что одной из основных причин разрушения резервуаров, особенно на слабых грунтах, является осадка резервуара. В зависимости от представленных результатов исследования на долю осадки приходится от 2 до 46% общего числа аварий. Большой разброс значений объясняется в основном тем, что различные исследования преследовали разные цели, авторы исследований выделяли различные критерии для классификации причин разрушения РВС, а анализ выполнялся по имеющимся у каждого исследователя данным [2,4,6].

Осадки основания и фундаментов резервуара делятся на следующие три основных вида:

Равномерная осадка. Это явление происходит, если давление, инициируемое весом сооружения, и сжимаемость грунтов под фундаментом одинаковые. Данный вид осадки, как правило, не вызывает напряжений и никак не отражается на конструкции резервуара.

Крен (наклон) основания. Результатом данной проблемы может стать рост уровня жидкости в сторону крена, вследствие чего последует рост кольцевых напряжений в оболочке резервуара. Наклон может мешать перемещению плавающей крыши либо понтона, и в исключительных случаях это приводит к их заклиниванию.

Неравномерная осадка основания. Это происходит, прежде всего, как результат разного давления элементов сооружения и разной сжимаемости грунтов под фундаментом, что способно вызывать различного рода деформации в надфундаментных системах.

Кроме этого, следует различать осадку по площади и периметру днища.



Рисунок 1 — Классификация причин аварий

В первом случае значительные неравномерные осадки, которые принимают максимальные величины ближе в периферийной части днища, могут привести к трещинам в его полотне и сварных швах, а также к их полному разрыву. Поступающий в основание через трещины в днище продукт приведет к образованию нестабилизированного состояния грунта, которое при несвоевременном обнаружении послужит причиной разрушения резервуара.

Второй случай служит наиболее частой причиной разрушения РВС. Следует учитывать, что такие явления, как хлопуны, коррозионные повреждения и дефекты сварных швов (особенно уторного шва) и стенки резервуара, служат концентраторами напряжений и

существенно снижают прочность конструкции в целом при сочетании с неравномерными осадками [1, 2, 6].

Главные причины дефектов оснований и фундаментов состоят в следующем:

- утрата несущей способности грунтов основания под окрайком резервуара вследствие долговременного их обводнения паводковыми и дождевыми водами, стекающими с кровли и стен резервуара;
- плохо выполненная насыпь в основании резервуара;
- разрушение оснований под действием сильных морозов;
- разрушение оснований под действием подземных и ливневых вод, резких скачков температур воздуха;
- действие щелочей и кислот, химических компонентов воздуха на бетонные и железобетонные фундаменты.

Недостаточно организованный водоотвод дождевых и талых вод с поверхности резервуара, а также почвы и низкокачественная насыпь для основания резервуара способны послужить причиной осадки основания из-за утраты несущей способности грунтов основания в процессе большого обводнения [5, 7].

Отмеченные факторы свидетельствуют о необходимости систематического и достоверного геодезического мониторинга осадки основания резервуара. Периодически работниками, обслуживающими резервуары, визуально обследуются: трещины в бетоне; присутствие зазора между окрайкой днища и фундаментом; отслойка защитного слоя бетона из-за ржавчины арматуры; выбоины и сколы в поверхности бетона; разрушение бетона; разводы ржавчины в бетоне; разводы нефти в бетоне; разрушение бетона из-за его коррозии; коррозия арматуры; целостность стержней арматуры [4, 8].

При инструментальном обследовании фундамента измеряется величина зазора между окрайкой днища и фундаментом, определяются геометрические размеры дефектов бетона (ширина раскрытия трещин, глубина сколов и т. п.). Деформация основания (фундамента) измеряется также геодезическими методами, при которых определяются вертикальные перемещения по периметру резервуара методом геометрического нивелирования.

Задача нивелирования основания и днища резервуара в ходе его эксплуатации состоит в получении данных о состоянии основания и днища, раскрытии недопустимых по величине осадок основания и хлопунков днища с целью принятия мер по их устранению. Нивелированию подвергаются окрайка днища по наружному периметру резер-

вуара, фундамент лестницы и фундамент под запорную арматуру у резервуара. Установив значение осадки и сравнив с допустимыми значениями, можно предсказывать исправление осадки либо, наоборот, ее последующее развитие [1, 5, 7].

Величина осадок основания резервуара определяется сравнением результатов нивелирования с постоянной абсолютной отметкой репера [8].

Для эффективной и безаварийной работы необходим новый подход к строительству резервуаров. Например, можно внедрить конструкцию основания резервуара, используя для этого конусообразные опоры, что позволит снизить местные неравномерные осадки под стенкой резервуара. Это происходит из-за того, что опоры смогут увеличить площадь опирания на грунт, в результате повысив сопротивление эквивалентным напряжениям, происходящим в теле резервуара. Также, расположив на конусообразных опорах горизонтальную опорную плиту, можно повысить жесткость узла сопряжения стенки и днища [4].

Список литературы

1. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту/ Государственный комитет СССР по обеспечению нефтепродуктами. – М.: Недра, 1988, – 269 с. – С. 137–145.
2. Галеев В.Б. Способы предупреждения осадки оснований стальных вертикальных резервуаров / В.Б. Галеев [и др.] НТО ВНИИОЭНГ. – М., 1973. – С. 51–59.
3. Купрейшвили С.М. Предотвращение разрушения резервуаров с понтоном и с плавающей крышей // Монтажные и спец. работы в стр-ве. – 2004. – № 5. – С 12–17
4. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, № 4. – С. 47–50.
5. Нафикова Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты / Р.А. Нафикова, Т.Д. Дихтярь // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 4. – С. 52–55.
6. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строи-

тельство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

7. Нафикова Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Бугульма: Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти, 2011.

8. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

9. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.

10. Фаттахов И.Г. Расчет эффективности применения солянокислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фаттахов, Д.В. Новоселова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-6. – С. 1186–1190.

11. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.

12. Ахметов Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87–89.

13. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

14. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образуемых в скважинных насосах / Зайдуллина Э.М. [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 3.

15. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.

16. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на место-

рождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

17. Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по данным углеродно-кислородного каротажа / Кучурин Е.С. [и др.] // Каротажник. – 2004. – № 12-13. – С. 125.

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

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

20. Миннивалеев А.Н. Насосная добыча нефти на Туймазинском месторождении / А.Н. Миннивалеев, И.Г. Фаттахов // Теоретические и прикладные вопросы науки и образования: сб. науч. трудов по материалам Международной научно-практической конференции в 16 частях. – 2015. – С. 103–104.

УДК 622.276.4

ПОДДЕРЖАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКОЙ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН НА ПАЛЪЯНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

***А. И. Насретдинова (БГР-11), Э. М. Альмухаметова (доцент)**
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Современный этап развития нефтяной промышленности характеризуется снижением эффективности разработки месторождений. Среди существующих методов повышения производительности скважин значительное место занимают физико-химические методы и, в частности, кислотные обработки призабойной зоны пласта.

Целевое назначение простых кислотных обработок — воздействие на призабойную зону как для разработки порового пространства, так и для очистки его от загрязняющего материала.

В данной статье рассматривается солянокислотная обработка призабойной зоны пласта в ЦДНГ-3 ООО «Газпромнефть-Хантос».

Ключевые слова: призабойная зона пласта, скважина, соляная кислота, обработка, проницаемость, нефтеотдача.

UDC 622.276.4

MAINTAINING OIL EXTRACTION BY ACID TREATMENT OF BOTTOMHOLE ZONE OF WELLS IN THE PALYANOVSKAYA OILFIELD

*A. I. Nasretdinova (BGR-11),
E. M. Almukhametova (associate professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. The modern stage of development of the oil industry is characterized by reduced efficiency of field development. Among the existing methods of increasing productivity of oil wells is a significant physico-chemical methods and, in particular, acid treatment of bottomhole formation zone. The purpose of a simple acid treatment — effects on the bottomhole zone for the development of the pore space and cleaning it from contaminating material. This article discusses means of hydrochloric acid treatment of bottomhole formation zone in an oil and gas production workshop-3 LLC «Gazpromneft-hantos».

Keywords: bottomhole formation zone, the well, the hydrochloric acid treatment, permeability, oil recovery.

Целью данной обработки является увеличение добычи нефти, снижение обводненности продукции. Объектами исследования являются добывающие скважины викуловской свиты Пальяновского месторождения.

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что на всех стадиях разработки залежей и добычи нефти ухудшается проницаемость пород коллекторов в призабойной зоне пласта (ПЗП) [1].

Солянокислотная обработка — наиболее распространенный вид кислотных обработок нефтяных скважин, предназначенный для разработки порового пространства ПЗП и очистки его от загрязняющего материала с целью повышения их проницаемости, а следовательно, и производительности скважин.

Технологию кислотной обработки каждой скважины следует выбирать с учетом пластовых условий. Скважину до обработки необходимо очистить от песка, грязи, парафина и продуктов коррозии [2].

Чаще всего скважины обрабатывают при помощи заливочных насосно-компрессорных труб, которые опускают к нижнему перфорационному отверстию обрабатываемого интервала. Устье скважины оборудуют арматурой для обвязывания труб с колонной и обратным клапаном 4 на входе в полость НКТ. Напорная сторона агрегата ЦА-320 обвязывается через обратный клапан с полостью НКТ, а принимающая с кислотным агрегатом 5 и автоцистерной с продавочной жидкостью 7 [3].

Нагнетательные трубопроводы опрессовываются на полукратное ожидаемое рабочее давление, но не менее 100 атм в течение пяти минут.

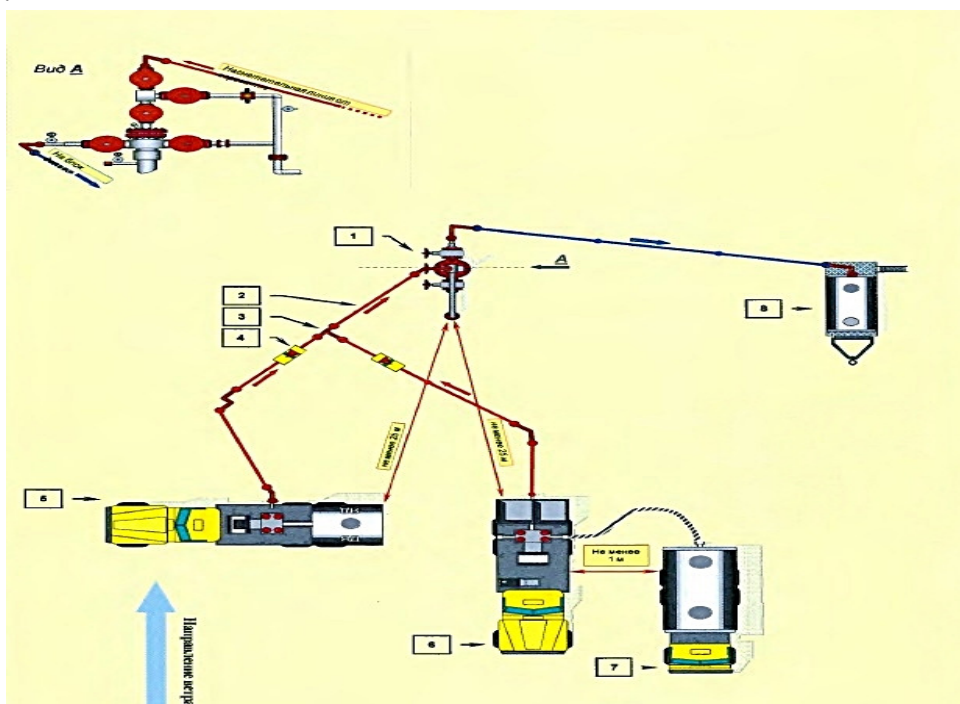


Рисунок 1 — Технологическая схема размещения оборудования при солянокислотной обработке скважины:

- 1 — скважина; 2 — нагнетательная линия; 3 — тройник;
4 — обратный клапан; 5 — кислотный агрегат; 6 — насосный агрегат (ЦА-320);
7 — автоцистерна (АЦ); 8 — блок долива

Сначала скважину заполняют продавочной жидкостью (водным раствором ПАВ) и устанавливают циркуляцию. Затем в трубы нагнетают подготовленный раствор соляной кислоты. Количество первой порции кислоты, нагнетаемой в скважину, рассчитывают так, чтобы она заполняла трубы и кольцевое пространство от башмака труб до

кровли пласта. После этого закрывают задвижку на отводе из затрубного пространства и остатки заготовленного кислотного раствора под давлением закачивают в скважину. Кислота при этом поступает в пласт. Оставшуюся в трубах и в нижней части скважины кислоту также продавливают в пласт водным раствором ПАВ [4].

После закачки химреагентов до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки производится в сборную емкость.

После окончания закачки кислотного раствора в пласт задвижку на НКТ закрывают и скважину оставляют на реагирование кислоты с породой не более 2 часов, после чего скважину пускают в эксплуатацию. Далее проводятся работы по подъему НКТ и пакера [5].

Перед проведением работ по обработке призабойной зоны пласта необходимо проверить исправность оборудования, инструментов, средств контроля, работоспособность и чистоту спецтехники, наличие средств индивидуальной защиты, средств пожаротушения, проверить наличие сертификатов качества на материалы. Необходимо провести инструктаж с персоналом по безопасности проведения работ [6].

Для проведения непосредственно солянокислотной обработки необходимо произвести расчет параметров проведения обработки призабойной зоны скважины № 9279. Эта скважина была выбрана из-за ухудшения своих показателей по добываемому количеству нефти и показателя проницаемости.

Для расчета технологического эффекта обработок ПЗП необходимо знать дебит скважин после воздействия. Дебит нефти по скважине № 9279 на момент обработки составляет 6,4 т/сут [7].

После расчетов предполагаемый дебит нефти после воздействия по скважине № 9279 составил 9,408 т/сут, а технологическая эффективность мероприятия — 1005,82 тонны [8].

Продуктивные пласты, слагающие геологический разрез Пальяновского лицензионного участка, относятся преимущественно к низкопроницаемым. Основной проблемой, возникающей при разработке коллекторов такого типа, является невысокая величина дебитов скважин по жидкости [9].

В результате исследования и анализа установлено, что наиболее эффективным способом интенсификации притока нефти является обработка скважин соляной кислотой. Технологическая эффективность

от проведения обработки в скважине № 9279 должна составить 1005,82 тонны нефти.

Список литературы

1. Геологический отчет ООО «Газпромнефть-Хантос» [Текст] – Ханты-Мансийск: ООО «Газпромнефть-Хантос», 2013. – 43 с.
2. Гуторов А.Ю. Современные тенденции в развитии различных видов технологий солянокислотных обработок и пути их оптимизации с целью повышения эффективности применения [Текст] / А.Ю. Гуторов, Ю.А. Гуторов // Специализированный журнал «Нефтепромысловое дело». – 2006. – № 10. – С. 18–21.
3. Альмухаметова Э.М. Применение обработок призабойной зоны скважин для поддержания базовой добычи нефти на Копей-Кубовском месторождении [Текст] / Э.М. Альмухаметова, Р.Р. Варисова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – Т. 90, № 4. – С. 33–39.
4. Гуторов А.Ю. Анализ результатов повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов Ново-Елховского месторождения на основе применения щелочно-кислотной композиции [Текст] // Специализированный журнал «Нефтепромысловое дело». – 2005. – № 12. – С. 37.
5. Организация работ по кислотной обработке скважин на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос»: инструкция [Текст] – Ханты-Мансийск: ООО «Газпромнефть-Хантос», 2012. – 30 с.
6. Медведев А.Д. Применение комбинированной технологии обработки скважин композицией на основе соляной кислоты и реагента ПАК [Текст] / А.Д. Медведев, С.С. Сабитов, С.Я. Садивский // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – с. 94–95.
7. Технологический регламент на проведение работ по обработке призабойной зоны скважины кислотными составами [Текст] – Нижневартовск: ООО «Норд-Сервис», 2013. – 21 с.
8. Гидравлические потери в околоскважинной зоне пласта при кислотной обработке поровых коллекторов / А.Ф. Шакурова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 1. – С. 11–17.
9. Латыпов Р.Ф. Результаты использования эфиров ортокремниевых кислот при ограничении водопритока в скважины [Текст] / Р.Ф. Латыпов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 84.
10. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского

яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

11. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.

12. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.

13. Ахметов Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62.

14. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

15. Хузина Л.Б. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами / Л.Б. Хузина, Л.В. Петрова, С.В. Любимова // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 62.

16. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.

17. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

18. Гайнетдинов Р.Г. Обработка и интерпретация материалов ядерно-геофизических методов для оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов / Р.Г. Гайнетдинов, О.Е. Рыскаль, А.Н. Огнев [и др.] // Каротажник. Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 7–8. – С. 129–138.

19. Фаттахов И.Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, В.В. Адонкин // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2014. – С. 6–9.

20. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.

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

УДК622.276

ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН

***О. Н. Рудь (1-НТФ-6), С. М. Рябухина (1-НТФ-6),
Н. Ю. Хохлова (доцент)***

(Самарский государственный технический университет)

Аннотация. Авторы рассматривают улучшение эксплуатационных качеств призабойной зоны пласта и создание новых каналов притока нефти путем химических методов обработки скважин. Таким образом, в данной статье представлены основные виды загрязнения пласта, методы воздействия на породу-коллектор химическими реагентами и пути их оптимизации, а также расчет количества необходимых для этого реагентов, который был произведен авторами на примере конкретной скважины.

Ключевые слова: скин-фактор, загрязнение пласта, кислотная обработка скважин, термокислотная обработка скважин.

UDC 622.276

CHEMICAL METHODS OF WELL TREATMENT

***O. N. Rud (1-NTF-6), S. M. Ryabukhina (1-NTF-6),
N.Yu.Khokhlova (associate professor)***

(FSBEI HPE Samara State Technical University, Samara)

Abstract. The authors consider the improvement of operational qualities of bottomhole formation zone and the creation of new channels for the flow of oil by chemical methods well treatments. Thus, this article presents the main types of pollution formation, methods of influence on

the reservoir rock chemical reagents and the ways of their optimization, as well as the calculation of the number of required reagents, which was carried out by the authors on the example of a specific well.

Keywords: skin factor, pollution of the reservoir, acidizing wells, thermoacid treatment wells.

Целью обработки матрицы кислотой, растворами ПАВ и другими является улучшение продуктивности за счет уменьшения величины скин-фактора в коллекторе путем растворения «загрязнений» пласта или создания новых каналов притока вокруг ствола.

Для того чтобы определить численное значение скин-фактора, необходимо обратиться к формуле Хоукинса, которая позволяет оценить скин-фактор за счет повреждения призабойной зоны:

$$S_{damage} = \frac{\Delta P_d 2\pi k h}{q \mu}$$

h — мощность продуктивного интервала;

q — дебит скважины;

μ — вязкость флюида.

Анализ формулы показывает, что скин-фактор за счет повреждения возрастает, когда отношение проницаемостей растет, а также при увеличении радиуса поврежденной зоны (рис. 1). Продуктивность скважины значительно снижается при увеличении повреждения ПЗП, наибольшее влияние на характеристику притока оказывают первые десятки сантиметров вблизи ствола скважины (рис. 2).

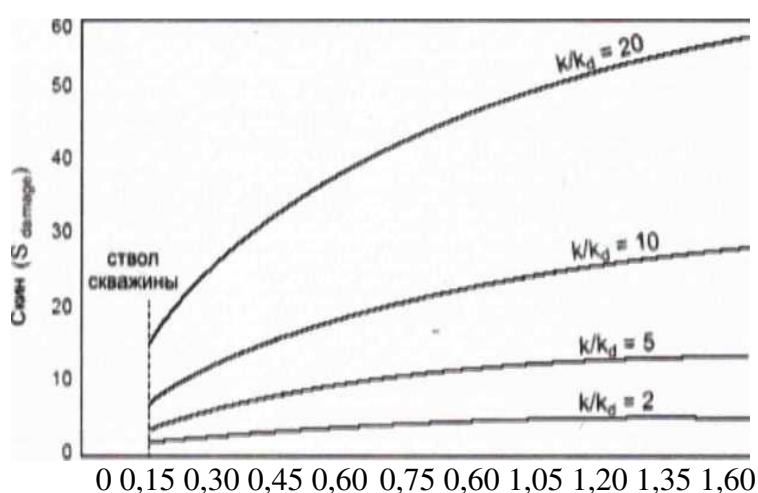


Рисунок 1

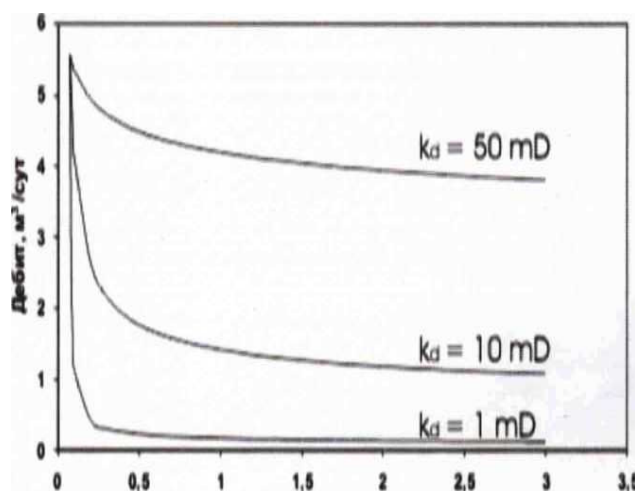


Рисунок 2

Виды загрязнения пласта

Вид загрязнения пласта характеризуется механизмом его создания, естественным или искусственным. К естественным видам загрязнения относятся те, которые возникают в результате добычи жидкости из продуктивного пласта. Искусственное загрязнение появляется в результате проведения различных операций в скважине, таких как бурение, ремонт, проведение ГРП. Также необходимо заметить, что некоторые операции, проводимые на скважине, либо некорректное проектирование могут инициировать возникновение естественного загрязнения. Основными источниками естественного загрязнения являются следующие процессы:

- миграция мелких частиц;
- отложение минеральных солей;
- отложение парафинов и асфальтенов;
- набухание глин;
- образование эмульсий;
- изменение смачиваемости породы;
- водяные пробки;
- несовместимость бурового раствора с пластовыми флюидами и породой;
- бактерии и многие другие.

Кислотные обработки скважин

Кислотная обработка — это метод стимуляции призабойной зоны пласта за счет химического растворения минералов, составляющих поверхность порового пространства и заполняющих его.

Следует различать кислотную обработку карбонатов и силикатов. Карбонатные породы, включающие главным образом известняки и доломиты, быстро растворяются в соляной кислоте и создают продукты реакции, легко растворяющиеся в воде.

Скорость растворения ограничена главным образом скоростью доставки кислоты к поверхности породы. Это приводит к быстрому образованию каналов неправильной формы, называемых «червоточинами». Кислота повышает продуктивность, создавая обходные каналы вокруг загрязненного участка, но не прочищая последний (рис. 3).

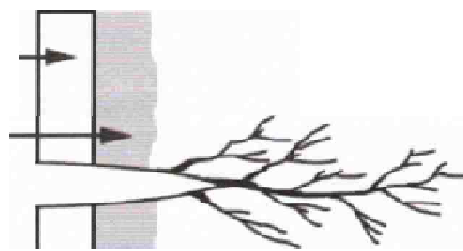


Рисунок 3

Карбонатный пласт

При использовании соляной кислоты необходимо обязательно использовать ингибиторы коррозии, так как она может принести значительный ущерб скважинному оборудованию, которое в большинстве случаев изготавливается из малоуглеродистой стали.

Термокислотные обработки

Этот вид воздействия на ПЗС заключается в обработке забоя скважины горячей кислотой, нагрев которой происходит в результате экзотермической реакции соляной кислоты с магнием или некоторыми его сплавами (МЛ-1, МА-1 и др.) в специальном реакционном наконечнике, расположенном на конце НКТ, через который прокачивается рабочий раствор HCL. При этом происходит следующая реакция:



Хлористый магний ($MgCL_2$) остается в растворе.

При взаимодействии 73 г чистой HCL с 24,3 г Mg происходит полная нейтрализация раствора, при которой выделяется 461,38 кДж тепловой энергии. Легко подсчитать, что при взаимодействии 1000 г магния выделится 18987 кДж теплоты.

Для растворения 1 кг Mg потребуется 18,61 л 15%-ного раствора HCL.

Необходимое количество 15%-ной соляной кислоты для получения различных температур раствора (на 1 кг Mg) приведено ниже.

Таблица 1

Количество HCL, л	50	60	70	80	100
Температура раствора, °C	120	100	85	75	60
Остаточная концентрация HCL, %	9,6	10,5	11	11,4	12,2

Из уравнения баланса теплоты $Q = V \cdot C_v \cdot \Delta t$ следует, что при реализации всей выделившейся теплоты Q кДж на нагрев V л раствора, имеющего теплоемкость C_v (кДж/л·°C), нагрев раствора произойдет на Δt °C или $\Delta t = Q / (V \cdot C_v)$.

Принимая приближенно теплоемкость раствора 15%-ной HCL, равной теплоемкости воды, т. е. $C_v = 4,1868$ кДж/л·°C, получим:

$$\Delta t = \frac{18987}{18,61 \cdot 4,1868} = 243,2^\circ\text{C}$$

На столько градусов увеличится температура раствора при полном использовании теплоты на нагрев только продуктов реакции. (По некоторым данным температура раствора может достигать 300°C).

При таком расчете получается только тепловой эффект и полностью нейтрализованная кислота. Чтобы сохранить активность раствора кислоты для взаимодействия с породой, его количество на 1 кг Mg надо брать не 18,61 л, а больше, однако при этом и температура раствора получится ниже, так как общий объем продуктов реакции увеличится.

В таблице 1 приведены количества 15 %-ной кислоты на 1 кг магния и получаемые при этом температура и остаточные концентрации HCL.

Обычно в наконечники загружают от 40 до 100 кг магния в зависимости от обрабатываемого интервала пласта и желаемой температуры. При этом прокачивается от 4 до 10 м³ 15 %-ного раствора HCL.

Техника и технология кислотных обработок скважин

На обустроенных нефтяных промыслах, на которых проектируются кислотные обработки скважин (СКО), как правило, сооружаются кислотные базы с соответствующими подъездными путями (включая железнодорожную ветку), насосными помещениями, лабораторией, гуммированными емкостями, складскими помещениями, душе-

выми и помещениями для бригады, а также при необходимости и котельными для подогрева растворов в зимнее время.

На скважины рабочий раствор доставляется в автоцистернах 4ЦР емкостью $9,15 \text{ м}^3$ или УР-20 емкостью 17 м^3 . Для перевозки концентрированных неингибированных кислот емкости должны быть гуммированы. Для перевозки ингибированных кислот достаточно покрытия этих емкостей химически стойкими эмалями. На скважинах часто используют передвижные емкости (на салазках) объемом 14 м^3 , которые в зимних условиях работы оборудуют змеевиком для обогрева растворов паром. Для перекачки кислот используются только специальные кислотоупорные центробежные насосы с подачей от 7 до $90 \text{ м}^3/\text{ч}$ и напора от 8 до 30 м.

Для закачки ингибированных растворов кислоты в пласт используется, например, специальный насосный агрегат на автомобильном шасси — «Азинмаш-30А» (рис. 4) с гуммированной резиной, цистерной, состоящей из двух отсеков емкостью $2,7 \text{ м}^3$ и $5,3 \text{ м}^3$, а также с дополнительной емкостью на прицепе с двумя отсеками по 3 м^3 каждый.

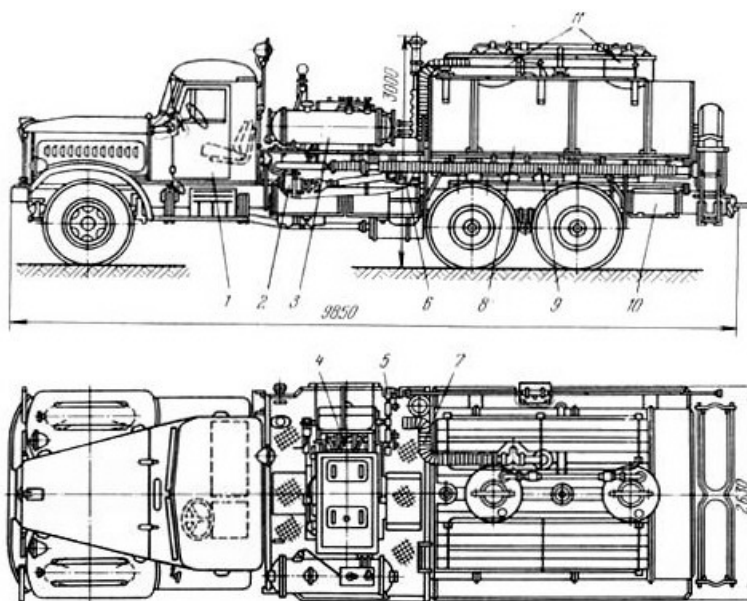


Рисунок 4 — Насосный агрегат

для кислотных обработок «Азинмаш-30А»:

- 1 — кабина машиниста (пульт управления); 2 — коробка отбора мощности; 3 — емкость для реагента; 4 — насос 4НК-500;
- 5 — выкидной трубопровод; 6 — редуктор; 7 — шланг для забора раствора кислоты из цистерны; 8 — цистерна для раствора кислоты;
- 9 — комплект присоединительных шлангов;
- 10 — ящик для инструментов; 11 — горловина цистерны

Агрегат снабжен основным трехплунжерным горизонтальным насосом высокого давления 4НК500 одинарного действия для закачки кислоты в скважину. Насос имеет привод через специальную коробку от основного двигателя автомобиля мощностью 132 кВт. Конструкция силового насоса предусматривает сменные плунжеры диаметром 110 и 90 мм. Насосы обеспечивают подачу от 1,03 до 12,2 л/с и давление от 7,6 до 50 МПа в зависимости от частоты вращения вала (5 скоростей от 25,7 до 204 в мин⁻¹).

Заключение.

Необходимо понимать, что при помощи обработки пласта химическими реагентами можно уменьшить скин-фактор только на величину той составляющей, которая отвечает за загрязнение ПЗП: уменьшение перового пространства за счет отложения солей, смол, парафинов, набухания глин, образования эмульсий, жизнедеятельности бактерий и др.

Список литературы

1. <http://www.aup.ru/docs/etks/etks-6/70.htm>
2. <http://www.ngpedia.ru/id197788p1.html>
3. <http://chem21.info/info/1502378/>
4. <http://www.findpatent.ru/patent/228/2288357.html>
5. <http://www.superjob.ru/vakansii/archive/operator-po-himicheskoy-obrabotke-skvazhin-26013552-130808.html>

УДК 622.276

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ БУРЕНИЯ

Р. Р. Сахибгараев (БГР-11-11)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В настоящее время российская геофизика значительно отстает от мирового развития геолого-технологических исследований (ГТИ) и геофизических исследований (ГИС) бурения. Учитывая уровень развития научно-технического прогресса, повторять путь, пройденный зарубежными специалистами, нецелесообразно: в

лучшем случае можно только их догнать. Если же сделать прогноз развития и заложить новые возможности в разрабатываемую аппаратуру, то можно не только подняться до мирового уровня, но и повысить его. В статье рассмотрены тенденции разработки российской скважинной аппаратуры ГТИ и ГИС бурения.

Ключевые слова: геолого-технологические исследования, геофизические исследования, геофизика, каротажные методы, скважина.

UDC 622.276

TRENDS IN THE DEVELOPMENT OF GEOLOGICAL, TECHNOLOGICAL AND GEOPHYSICAL STUDIES OF DRILLING

R. R. Sakhibgaraev (BGR-11-11)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. Currently, the Russian Geophysics significantly lags behind world development of geotechnical studies (GTI) and geophysical studies (GIS) drilling. Given the level of development of scientific and technological progress, to repeat the path traversed by foreign experts, it is impractical, at best, can only to catch up with them. If we make the forecast of development and to establish new opportunities to develop equipment, it is possible not only to rise to world levels, but to increase it. The article considers tendencies of development of Russian borehole equipment the GTI and GIS drilling.

Keywords: geological survey, geophysical survey, Geophysics, well-logging methods, well.

При бурении на море требуется высокотехнологическая и надежная аппаратура, для того чтобы свести к минимуму возможные осложнения при проведении измерений. В настоящее время зарубежной аппаратуре здесь отечественных конкурентов нет. Даже такая компания, как Schlumberger, которая обладает аппаратурой мирового уровня, не гарантирует качественного и надежного решения производственных задач.

Недостатком зарубежных методик обработок и интерпретации является то, что в основу положены теоретические разработки отдельного метода. В лучших традициях российской практики основой

обработки и интерпретации является комплексный анализ физики отдельных методов, всех имеющихся геологических данных, особенностей конкретного месторождения и самой скважины. Поэтому если соединить высокотехнологичные данные измерений зарубежной аппаратурой и отечественные методики обработки и интерпретации, то можно получить:

- независимую оценку качества полевых данных;
- максимально достоверные результаты интерпретации;
- возможность обработать имеющиеся данные аппаратурой мирового уровня.

В этом случае заказчик получает возможность оплачивать работы ГИС с учетом независимой оценки качества полевого материала и получить максимально достоверную информацию, а представители российских компаний получают не только материальную выгоду, но и незаменимый опыт и дальнейшее развитие.

В России опытно-методические отряды выезжают в поле вместе с производственниками и проводят исследования. Если новая аппаратура решала производственную задачу, то стандартный комплекс сокращался на данный вид исследования. Это позволяло производственным отрядам знакомиться на практике с новой аппаратурой и осваивать ее, а интерпретационной службе — использовать новые данные.

Каротажные методы дают исключительно полные сведения о разрезе скважин. Неисправность измерения различных физических показателей — основное преимущество этих методов. Отбор керна — всегда неполный, потому керн характеризует лишь отдельные интервалы пройденного разреза. Каротажные диаграммы показывают строение разреза в целом. При выявлении данных каротажа необходимо убедиться в достоверности получаемых нами физических параметров. Это относится не только к регистрации сложных физических параметров, но и к глубине по стволу скважины. В процессе строительства скважины она последовательно измеряется разными способами. Современные исследования скважин — каротаж в процессе бурения — позволяют экономить время на исследование скважин. В связи с этим значительно уменьшается зона проникновения фильтра бурового раствора в пласт, что приводит к сокращению времени на его освоение. С помощью применения нейтронного и литоплотностного каротажа во время бурения появляется возможность более корректно оценивать литологию и пористость пласта. Применение ази-

мутальных методов каротажа позволяет определять угол и азимут напластования, а также другие структурные элементы пласта, необходимые для эффективной геонавигации в процессе бурения. Каждый из них имеет ошибки измерения [1].

В зарубежной практике высокий уровень развития технических и программных средств позволил пойти дальше. В новую аппаратуру закладывали возможности регистрировать гораздо больше информации, чем требовалось уровнем соответствующей теории. В ряде случаев закладывались возможности регистрировать и чисто научную информацию.

В нашей стране в период перестройки исследования ГТИ, в отличие от ГИС, развивались довольно интенсивно. В первую очередь это связано с работами таких энтузиастов своего дела, как Л. М. Чекалин, Э. Е. Лукьянов, С. В. Кожевников и многих других. Были утверждены и остаются актуальными на сегодняшний день технологические инструкции и ГОСТ Р 53375-2009. Однако отставание в области ГИС бурения сказывается и на развитии ГТИ. Получение забойных параметров и комплексирование их данными поверхностных датчиков, газометрии, шламометрии и бурения — это не только увеличение анализируемой информации для решения стандартных задач. Это переход на новый качественный уровень:

- для получения более достоверной информации;
- для повышения оперативности принятия решения в случае нештатных ситуаций;
- для представления информации в наглядной и доступной форме бутовикам и геологам.

Кроме того, забойные данные — давление и температура на забое, параметры вибрации долота и данные ГИС бурения — дают возможность решать и более сложные задачи на новом уровне, а именно проводить:

- вертикальное сейсмическое профилирование в процессе бурения;
- гидродинамический каротаж в процессе бурения.

Последняя задача наиболее актуальна сегодня, так как развитие технологии бурения в первую очередь предусматривало повышение скорости проходки, а изучение процесса кольматации оставалось за рамками исследований. В настоящее время иностранными специалистами работы в этом направлении ведутся весьма активно [2].

При строительстве эксплуатационных скважин на море очень важны временные затраты, поэтому очевидны выгоды использования ГИС бурения на всех этапах строительства скважин. Если полностью перейти на ГИС бурения, то строительство каждой скважины уменьшается как минимум на трое суток. Таким образом, переход на полный цикл ГИС бурения, в том числе и исследований качества цемента — это задача ближайшего будущего.

Особо следует выделить измерение пространственных координат ствола скважины, так как они не позволяют решать очень важные задачи:

- оценивать риски пересечения стволов скважин;
- контролировать соответствие фактической траектории проекту;
- определять абсолютные отметки ГВК и ГНК, что дает дополнительную информацию о корректности принятой геологической и эксплуатационной модели разрабатываемого месторождения.

Для измерения пространственных координат ствола скважины используется метод инклинометрии, стоящий особняком в ряду геофизических методов по нескольким причинам. Во-первых, при расчетах в инклинометрии используются все данные, начиная от устья, поэтому ошибка по глубинам в верхней части ствола будет сказываться на всех последующих результатах измерений. Во-вторых, при использовании одних и тех же данных, применяя разные алгоритмы расчетов, можно получить различные результаты. В-третьих, при бурении горизонтального ствола ошибка расчетных параметров траектории ствола растет. Для ее оценки используют расчет эллипса неопределенности (рис. 1).

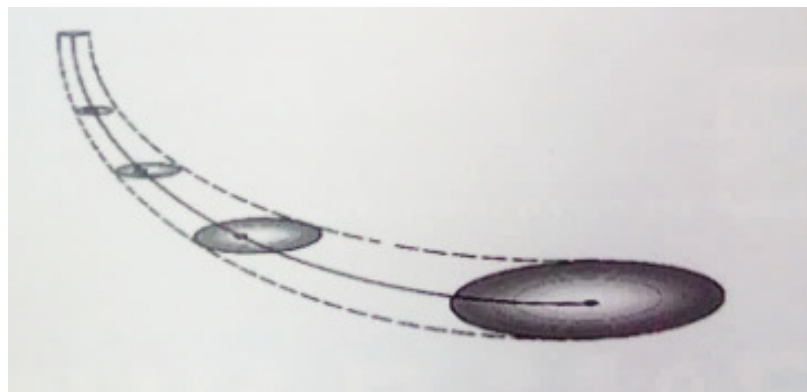


Рисунок 1 — Расчетный эллипс неопределенности

Расчеты ошибок, как правило, проводятся в аксиоматике абсолютной вероятности. В реальной практике, когда скважина проводится с учетом геологической модели (газонефтяной контакт (ГНК) и водонефтяной контакт (ВНК) выступают как опорная информация на первых скважинах), уже работает условная вероятность. С учетом этого реальные ошибки пространственных координат будут меньше. В настоящее время это никак не учитывается, что в ряде случаев дает завышенные результаты расчетов ошибок.

В ходе строительства скважины осуществляется переход от вертикальной геометрии измерений к горизонтальной. Как правило, кондуктор, техническая колонна и часть эксплуатационной колонны находятся в рамках вертикальной геометрии. Здесь ГИС бурения решает задачи, аналогичные аппаратуре на кабеле. Однако при переходе к горизонтальной геометрии в первую очередь меняется понятие границы [3].

В вертикальных скважинах граница пласта при пересечении ее стволом скважины не имеет длины, в то время как в горизонтальной скважине можно идти вдоль границы очень и очень долго, так и не пересекая пласт полностью.

При бурении вертикальных скважин мы погружаемся вглубь, пересекая различные стратиграфические горизонты, таким образом «погружаясь» в геологическое время. При бурении горизонтальных скважин мы находимся в пределах одного пласта, то есть остаемся в одном и том же геологическом времени. Двигаясь по пласту, встречаем смену литофаций и пересекаем разломы.

В настоящее время конструктивно в аппаратуре ГИС бурения в основном реализованы принципы измерений кабельной аппаратуры, которая рассчитана на вертикальную геометрию скважин. В условиях горизонтальной геометрии они начинают давать информацию принципиально новую. Например, гамма-гамма каротаж начинает дополнительно решать задачи пластовой наклонотрии. Однако глубинность исследований стандартных методов не позволяет полноценно решать задачи геонавигации, а именно:

- «видеть» литологию горных пород на 5–10 м вверх, вниз, вправо и влево;
- определять границы контактов «газ-нефть-вода» хотя бы на 5 м вверх и вниз.

Это в значительной степени снижает возможности межскважинной корреляции и оценки эффективной мощности коллекторов. Зару-

бежные компании ведут работы по решению этих задач в научно-производственном режиме. Так, в области АК начинают использовать не преломленные волны, а отраженные. Есть модификации аппаратуры электрического каротажа с несимметричными электрическими катушками. Потенциал развития новых подходов в этом направлении огромен, что дает основу для разработки принципиально новой аппаратуры ГИС бурения. Для снижения риска аварийных ситуаций очень хотелось бы видеть на 1–2 м впереди долота не методами моделирования, а прямыми физическими измерениями [4].

Выводы:

Очевидно, что только тесное сотрудничество науки и производства может позволить в кратчайшие сроки реализовать данные потребности производства.

В заключение сформулируем изложенные в этой статье основные тенденции развития ГТИ и ГИС бурения:

- соединение высокотехнологических данных зарубежной аппаратуры и российских методик обработки и интерпретации;
- параллельное решение научных и производственных задач;
- комплексирование забойных технологических параметров, стандартных данных ГТИ и ГИС бурения;
- это переход на новый уровень решения производственных задач и разработки новых методов;
- дальнейшее развитие методов определения пространственных координат ствола скважины и эллипса неопределенности;
- при строительстве эксплуатационных скважин на море переход на полный цикл ГИС бурения — это ближайшая перспектива;
- в вертикальной и наклонной частях ствола скважины аппаратура ГИС бурения решает задачи вертикальной геометрии измерений;
- в условиях горизонтальной геометрии на первый план выходит задачи геонавигации, когда требуется «видеть» на 5–10 м вверх и вниз, вправо и влево, и желательно на 1–2 м впереди долота.

Можно надеется, что выявленные тенденции окажутся полезными в разработке российской скважинной аппаратуры ГИС бурения. Без этого иностранные компании будут продолжать оставаться монополистами в этой области [5–20].

Список литературы

1. Геофизические исследования действующих горизонтальных скважин: презентация. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2010.
2. Горбачев Ю. И. Геофизические исследования скважин / Ю. И. Горбачев. – Москва: Недра, 1990. – 398 с.
3. Широков В.Н. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы: учебное пособие / В.Н. Широков, В.Д. Неретин, Е.М. Митюшин [и др.]. – М.: Недра, 1996. – 317 с.
4. Гречухин В.В. Геофизические методы изучения геологии угольных месторождений / В. В. Гречухин. – Москва: Недра, 1995. – 477 с.
5. Гуторов А.Ю. К вопросу об изучении поведения дисперсии параметров неоднородности продуктивных пластов в условиях разработки нефтяных месторождений Татарстана // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – № 1. – С. 35–42.
6. Гуторов А.Ю. Механизм и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 2. – С. 23–27.
7. Гуторов А.Ю. Применение потокоотклоняющих технологий для увеличения конечной выработки нефтяных пластов. – Октябрьский: ОГТ, 2014. – 185 с.
8. Гуторов А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана // Газовая промышленность. – М.: ООО «Газойл-пресс», 2013. – № 696. – (Спец. вып.: Добыча углеводородов: геология, геофизика, разработка месторождений. – С. 61–63).
9. Гуторов А.Ю. Возможности применения термоимплозионного воздействия на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2013. – № 4. – С. 8–11.
10. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.
11. Гуторов А.Ю. Опыт применения различных видов солянокислотных обработок для увеличения продуктивности нефтедобывающих скважин на месторождениях Татарстана // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10, № 3. – С. 54–58.

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

13. Гуторов А.Ю. Разработка комплексной технологии термогазобаровоздействия на призабойную зону пласта на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 2009. – 158 с.

14. Гуторов А.Ю. О возможности оптимизации технологии термогазобарического воздействия на ПЗП добывающих скважин в условиях поздней стадии эксплуатации Акташской площади Ново-Елховского месторождения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 2. – С. 21–25.

15. Гуторов А.Ю. К вопросу о путях повышения эффективности термогазобарической обработки призабойной зоны пласта в условиях терригенных коллекторов девонских отложений // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 1. – С. 27–31.

16. Мухаметшин В.Ш. К вопросу о возможности оценки степени риска обоснованного выбора объектов обработки призабойной зоны пласта методом термогазобаровоздействия / В.Ш. Мухаметшин, А.Ю. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 8. – С. 28–29.

17. Гуторов А.Ю. Результаты исследования причин роста обводненности продукции после термогазобарической обработки ПЗП добывающих скважин в условиях Акташской площади Ново-Елховского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 3. – С. 28–31.

18. Гуторов А.Ю. Современные тенденции в развитии различных видов технологий соляно-кислотных обработок и пути их оптимизации с целью повышения эффективности применения / А.Ю. Гуторов, Ю.А. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. – № 10. – С. 18–21.

19. Гуторов А.Ю. Анализ эффективности применения технологии термоимплюзионной обработки скважин в условиях терригенных коллекторов Новоелховского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 6. – С. 63–66.

20. Гуторов А.Ю. Анализ результатов повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов Ново-Елховского месторождения на основе

применения щелочно-кислотной композиции // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – № 12. – С. 35-42.

21. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

22. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.

23. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.

24. Ахметов Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62.

25. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

26. Хузина Л.Б. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами / Л.Б. Хузина, Л.В. Петрова, С.В. Любимова // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 62.

27. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.

28. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

29. Обработка и интерпретация материалов ядерно-геофизических методов для оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов / Р.Г. Гайнетдинов [и др.] // Каротажник. – 2006. – № 7–8. – С. 129–138.

30. Фаттахов И.Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степано-

ва, В.В. Адонкин // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2014. – С. 6–9.

31. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.

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

УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ И СТЕПЕНИ УЧАСТИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ТОЛЩИНЫ В ПРОЦЕССЕ ФИЛЬТРАЦИИ

Р. Р. Сахибгараев (БГР-11-11)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Точность определения фильтрационно-емкостных параметров нефтяных пластов по материалам разных исследований отражается в расчете показателей разработки и, значит, играет весомую роль как в проектировании и построении геолого-гидродинамической модели, так и в осуществлении контроля за разработкой. При всем этом вопросу о достоверности определяемой информации уделяется малое внимание, собственно может ставиться под сомнение адекватность разрабатываемых моделей и принимаемых проектных решений.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, геофизические исследования, проницаемость, фильтрация, эффективная толщина.

STUDY OF PERMEABILITY AND INVOLVEMENT LEVEL OF NET THICKNESS DURING FILTRATION

R. R. Sakhibgaraev (BGR-11-11)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. The accuracy of determination of reservoir parameters of oil reservoirs according to the materials of different studies is reflected in the calculation of the indicators of development and, therefore, plays an important role in the design and construction of geological and hydrodynamic models and in the monitoring of the development. With all this, the question of the validity of defined information is given little attention, in fact casts doubt on the adequacy of the developed models and made design decisions.

Keywords: hydrodynamic studies, geophysical studies, permeability, filtration, effective thickness.

Одним из важнейших параметров, характеризующих потенциальные возможности продуктивного пласта, является его проницаемость. Единственный прямой метод определения проницаемости — стандартный анализ керна — дает информацию о проницаемости в редких отдельных точках пласта. Косвенный способ определения проницаемости по данным геофизических исследований скважин основан на выявлении корреляционных связей с удельным электрическим сопротивлением. При этом корреляционные связи настраиваются на тех же определениях проницаемости при стандартном анализе керна [1].

Гидродинамические исследования позволяют определять проницаемость пласта в процессе фильтрации по нему флюидов, т. е. в условиях, соответствующих рабочим условиям разработки пласта.

Кроме того, гидродинамические исследования характеризуют пласт как в призабойной зоне скважины, так и в удаленной части пласта. Но, строго говоря, гидродинамические исследования скважин не являются прямым методом определения проницаемости пласта. Они позволяют определять комплексный параметр — гидропроводность пласта ε .

$$\varepsilon = \frac{\kappa h}{\mu}, \quad (1)$$

где κ — проницаемость пласта;

h — эффективная нефтенасыщенная толщина пласта;

μ — вязкость флюида.

Проницаемость может быть получена расчетным путем из выражения (1). Для этого необходимо знать вязкость фильтрующегося флюида μ и толщину пласта h , по которой в пласте происходит фильтрация флюида. Определение толщины пласта h , в свою очередь, является сложной задачей.

Проведем подробный анализ параметров, влияющих на достоверность определения проницаемости. Первичной информацией, необходимой для определения фильтрационных характеристик пласта, по данным гидродинамических исследований скважин, являются данные об изменении во времени в процессе исследований давления и дебита на забое скважины. Регистрация изменения забойного давления в настоящее время производится с высокой степенью точности. Изменение же во времени дебита на забое скважины замерить с достаточной степенью точности пока не представляется возможным.

Всей перечисленной информации достаточно для проведения обработки материалов гидродинамических исследований скважин, позволяющей определить следующие три параметра:

— коэффициент продуктивности скважины K ;

— гидропроводность пласта $\varepsilon = \kappa h / \mu$;

— комплексный параметр $B = \alpha / r_{\text{пр}}^2$, называемый также приведенной пьезопроводностью,

где α — пьезопроводность пласта, определяемая из выражения:

$$\alpha = \frac{\kappa}{\mu \beta}, \quad (2)$$

где $r_{\text{пр}}$ — приведенный радиус скважины, характеризующий состояние призабойной зоны скважины;

β — коэффициент упругоэластичности пласта, рассчитываемый по сжимаемостям флюида и породы, определяемый в лаборатории [2].

В последнее время в качестве характеристики состояния призабойной зоны чаще используются понятием «скин-фактор». При этом комплексный параметр B будет определяться следующим выражением:

$$B = \frac{\alpha}{r_c^2 \cdot e^{2S}}, \quad (3)$$

где r_c — радиус скважины по долоту; S — скин-фактор.

При соблюдении требуемых технологий исследования скважин и с использованием современных высокочувствительных манометров и применением компьютерных программ, описывающих соответствующие геолого-гидродинамические модели, все три параметра K , ε и B определяются достаточно высокой степенью достоверности.

Проницаемость k определяется по формуле:

$$k = \frac{\varepsilon \mu}{h}. \quad (4)$$

Для расчета проницаемости необходимо знать вязкость фильтрующегося флюида μ и толщину пласта h , по которой в окрестности скважины в процессе исследований происходит фильтрация флюида. Как уже отмечалось выше, определение толщины пласта h , в свою очередь, является довольно сложной задачей [3].

Есть разные мнения о том, как надо определять эффективную толщину пласта.

1. Традиционный подход заключается в суммировании проницаемых нефтенасыщенных прослоев, выделенных по данным стандартного геофизического комплекса в открытом стволе.

2. Согласно второму подходу суммировать следует только толщины прослоев, находящихся в пределах интервала перфорации.

3. Сторонники третьего способа утверждают, что для расчета проницаемости необходимо брать толщины работающих слоев на стенке скважин, выделяемые в промыслово-геофизических исследованиях «состав-приток».

Для использования описанного способа определения проницаемости необходимо проведение гидродинамических исследований методами неустановившейся фильтрации: восстановления давления или гидропрослушивания, позволяющими находить гидропроводность пласта, а далее по формуле (4) и проницаемость с использованием геофизических данных об эффективной толщине пласта.

Если есть возможность проведения комплексных гидродинамических исследований, включающих методы установившейся и неустановившейся фильтрации, то можно использовать другой метод определения проницаемости, который, во-первых, не требует знания эффективной толщины пласта, во-вторых, сам позволяет оценить ее по данным гидродинамических исследований.

Величина h , являющаяся одной из составляющих комплексного параметра «гидропроводность пласта», означает некую условную суммарную толщину прослоев, по которым в окрестности скважины в

процессе исследований происходит фильтрация флюида. Эта толщина является величиной переменной в разных сечениях при различном удалении от скважины. Возвращаясь к трем рассмотренным выше подходам определения эффективной толщины, можно утверждать, что в зависимости от конкретного геологического строения пласта и характера фильтрации флюидов любой из трех подходов может оказаться более достоверным. С другой стороны, все три подхода дают информацию об эффективной толщине лишь у стенки скважины. Можно предложить способ определения эффективной толщины и средней проницаемости пласта, основанный только на материалах гидродинамических исследований скважин [4].

Исходными данными для расчетов являются:

- коэффициент продуктивности скважины K ;
- гидропроводность пласта ε ;
- комплексный параметр B .

Проницаемость пласта определим из выражения (2):

$$k = \varepsilon \mu \beta^*, \quad (5)$$

где величину пьезопроводности находим из выражения (3):

$$B\varepsilon = B \cdot r_c^2 \cdot e^{2S}. \quad (6)$$

Для определения неизвестной величины скин-фактора S запишем формулу Дюпюи, определяющую коэффициент продуктивности скважины [2]:

$$K = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln \frac{R_K}{r_c + S}}, \quad (7)$$

отсюда:

$$S = \frac{2\pi\varepsilon}{K} + \frac{\ln R_K}{r_c}. \quad (8)$$

Неизвестная величина радиуса контура питания R_K в условиях работающего месторождения обычно принимается равной половине расстояния между скважинами или рассчитываются по формуле (1):

$$R_K = \sqrt{2\sigma l / \pi}, \quad (9)$$

где 2σ — расстояние между скважинами в ряду;

l — расстояние между рядами.

Подставляя выражение (6) с учетом (8) и (9) в (5), получим в окончательном виде формулу для определения проницаемости пласта:

$$k = \frac{2\sigma l B \mu \beta^*}{\pi e \frac{4\pi\varepsilon}{K}}. \quad (10)$$

Эффективную толщину h можно найти из соотношения гидропроводности к пьезопроводности:

$$\frac{\varepsilon}{\alpha} = \frac{kh/\mu}{k/\mu\beta^*} = h\beta^* \quad (11)$$

отсюда

$$h = \frac{\varepsilon}{\alpha\beta^*}. \quad (12)$$

После преобразований, аналогичных выводу выражения (10), получим формулу для определения толщины прослоев, по которым происходила фильтрация флюида:

$$h = \frac{\pi\varepsilon e^{4\pi\varepsilon/K}}{2\sigma l B \mu \beta^*}. \quad (13)$$

Следует иметь в виду, что значения проницаемости эффективной толщины, определяемые по формулам (10) и (13), являются параметрами, усредненными по зоне, освещенной исследованиями. Получая в результате расчетов значения проницаемости и эффективной толщины и сопоставляя их с соответствующими значениями, определенными другими способами, можно оценить степень участия всего продуктивного пласта в процессе фильтрации [5].

Так, например, по ряду месторождений «Туймазанефти» была произведена оценка эффективной толщины согласно формуле (13). При этом два основных требования при выборе скважин заключались в том, чтобы, во-первых, пласт был однороден в окрестности исследуемой скважины, во-вторых, забойное давление должно быть выше давления насыщения. Результаты оценочных расчетов эффективной толщины вместе с ее значениями согласно геофизическим данным представлены в таблице 1. По результатам расчета видно, что по Абдуловскому месторождению эти значения соизмеримы, по Солонцовскому месторождению отличаются примерно в 2 раза.

Таблица 1 — Результаты расчетов эффективной толщины

Номер скважины	Месторождение	Эффективная толщина по данным геофизических исследований, м	Расчетная эффективная толщина по данным гидродинамических исследований, м
1520	Солонцовское	2,8	1,6
34УСТ	Солонцовское	4,9	2,7
1509	Солонцовское	3,1	1,5
1805	Абдуловское	17,5	17,9
2232	Абдуловское	9,3	6,0
2218	Абдуловское	11,0	4,0

Выводы:

Существенное расхождение значений эффективной толщины, согласно данным гидродинамических и геофизических исследований, требует отдельного изучения. Предпосылкой этого расхождения может работать существенная неоднородность коллектора. В случае если по результатам гидродинамических исследований эффективная толщина гораздо превосходит толщину по достоверным сведениям геофизических исследований, то предпосылкой этого может быть негерметичность обсадных колонн и подключение к фильтрации располагающихся рядом пропластков. Небольшая толщина и высокая проницаемость, определенная по формуле (10), для низкопроницаемого коллектора указывают на неоднородность коллектора по разрезу и на наличие маломощных, но высокопроницаемых прослоев. Применение выражений (10) и (13) позволяет оценить степень участия всего продуктивного пласта в процессе фильтрации [6–21].

Список литературы

1. Хисамов Р.С. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений / Р.С. Хисамов [и др.]. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1999. – 227 с.
2. Эрлагер мл. Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 512 с.
3. Слюсарев Н.И. Исследование нефтяных скважин и пластов: Учеб. пособие / Н.И. Слюсарев, А.И. Усов. – СПб: СПГИ (ТУ), 2002. – 67 с.
4. Деева Т.А. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных / Т.А. Деева [и др.]. – Томск: Изд-во ЦППС ИД ТПУ, 2009. – 241 с.
5. Бузинов С. Н. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов / С. Н.Бузинов, И. Д. Умрихин. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
6. Гуторов А.Ю. Механизм и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 2. – С. 23–27.
7. Гуторов А.Ю. Применение потокоотклоняющих технологий для увеличения конечной выработки нефтяных пластов. – Октябрьский: ОГТ, 2014. – 185 с.

8. Гуторов А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана // Газовая промышленность. – М.: ООО «Газойл-пресс», 2013. – № 696. – (Спец. вып.: Добыча углеводородов: геология, геофизика, разработка месторождений. – С. 61–63).

9. Гуторов А.Ю. Возможности применения термоимплозионного воздействия на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2013. – № 4. – С. 8–11.

10. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.

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

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

13. Гуторов А.Ю. Разработка комплексной технологии термогазобаровоздействия на призабойную зону пласта на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 2009. – 158 с.

14. Гуторов А.Ю. О возможности оптимизации технологии термогазобарического воздействия на ПЗП добывающих скважин в условиях поздней стадии эксплуатации Акташской площади Ново-Елховского месторождения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 2. – С. 21–25.

15. Гуторов А.Ю. К вопросу о путях повышения эффективности термогазобарической обработки призабойной зоны пласта в условиях терригенных коллекторов девонских отложений // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 1. – С. 27–31.

16. Мухаметшин В.Ш. К вопросу о возможности оценки степени риска обоснованного выбора объектов обработки призабойной зоны пласта методом термогазобаровоздействия / В.Ш. Мухаметшин, А.Ю. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 8. – С. 28–29.

17. Гуторов А.Ю. Результаты исследования причин роста обводненности продукции после термогазобарической обработки ПЗП добывающих скважин в условиях Акташской площади Новоелховского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 3. – С. 28–31.

18. Гуторов А.Ю. Современные тенденции в развитии различных видов технологий соляно-кислотных обработок и пути их оптимизации с целью повышения эффективности применения / А.Ю. Гуторов, Ю.А. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. – № 10. – С. 18–21.

19. Гуторов А.Ю. Анализ эффективности применения технологии термоимплозионной обработки скважин в условиях терригенных коллекторов Новоелховского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 6. – С. 63–66.

20. Гуторов А.Ю. Анализ результатов повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов Ново-Елховского месторождения на основе применения щелочно-кислотной композиции // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – № 12. – С. 35–42.

21. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

22. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.

23. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.

24. Ахметов Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62.

25. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

26. Хузина Л.Б. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами / Л.Б. Хузина, Л.В. Петрова, С.В. Любимова // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 62.

27. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.

28. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

29. Обработка и интерпретация материалов ядерно-геофизических методов для оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов / Р.Г. Гайнетдинов [и др.] // Каротажник. – 2006. – № 7–8. – С. 129–138.

30. Фаттахов И.Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, В.В. Адонкин // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2014. – С. 6–9.

31. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.

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

УДК 622.276.66

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ ПОТОЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*А. С. Семанов (ГР 10-11), Л. В. Петрова (доцент)
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

*Губанов С. И. (студент 4-НТФ-5),
А. М. Зиновьев (к. т. н., доцент)
(ФГБОУ ВПО «СамГТУ», г. Самара)*

Аннотация. Приводится анализ результатов применения солянокислотной обработки призабойной зоны пласта на примере Поточного месторождения ТПП «Лангепаснефтегаз», показывается, что эта технология проявляет себя положительно. Проведен анализ дебитов скважин до и после проведения мероприятия. Предлагается новая технология ОПЗ для условий Поточного месторождения.

Ключевые слова: коллектор, продуктивный пласт, скважина, разработка, солянокислотная обработка, дебит, нефть.

UDC 622.276.66

APPLICATION EFFICIENCY OF THE HYDROCHLORIC ACID TREATMENT OF THE RESERVOIR BOTTOM-HOLE ZONE IN THE POTOCHNOE OILFIELD

*A. S. Semanov (GR 10-11), L. V. Petrova (associate professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

*S.I. Gubanov (student 4-NTF-5),
A.M. Zinoviev (c. t. s., associate professor)
(FSBEI HPE Samara State Technical University, Samara)*

Abstract. The analysis of the results of applying the hydrochloric acid treatment of bottomhole formation zone on the example Flow fields TPP «Langepasneftegaz», it is shown that this technology manifests itself positively. The analysis of well flow rates before and after the event. A new technology is proposed SCR for the conditions of Flow field.

Keywords: reservoir, reservoir, borehole, design, means of hydrochloric acid processing, discharge, oil.

Поточное месторождение находится на заключительной стадии разработки, о чем свидетельствует стабилизирующая, на сравнительно небольшом значении, годовая добыча нефти. Причем стабилизация уровня добычи осуществляется за счет проведения ОПЗ, ввода в эксплуатацию новых скважин, как нагнетательных, так и добывающих, различных методов повышения нефтеотдачи. Среди существующих методов повышения производительности скважин значительное место занимают физико-химические методы и, в частности, кислотные обработки призабойной зоны пласта [1].

Геологический разрез Поточного месторождения представлен терригенными отложениями платформенного чехла мезозойско-кайнозойского возраста, залегающими на гетерогенных образованиях палеозойского фундамента и эффузивно-осадочных породах туринской серии, слагающих промежуточный параплатформенный комплекс.

Залежи нефти, выявленные в районе Поточного месторождения по их гипсометрическому положению, можно объединить в три группы. К первой группе относят пласты АВ₁₋₂, ко второй — пласты БВ₆₋₁₀, к третьей группе — пласты ачимовской толщи и пласты группы ЮВ. Основным объектом применения солянокислотной обработки является пласт АВ₁₋₂.

Пласт АВ₁₋₂ представлен неоднородным переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых пород, с прослоями и линзами карбонатных отложений. Коллекторы представлены средне-мелкозернистыми алевритистыми песчаниками и крупно-мелкозернистыми алевролитами, серыми и буровато-серыми вследствие нефтенасыщенности. Общая толщина пласта составляет в среднем 9,9 м при изменении в интервале 5,8–13 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,5 м до 6,5 м

С начала разработки на добывающих скважинах объектов Поточного месторождения было проведено 216 скважинных операций по ОПЗ. Успешность работ составила 87%, суммарная дополнительная добыча нефти — 288,05 тыс. т, средняя продолжительность эффекта — 275 сут, средний прирост дебита нефти — 5,2 т/сут, удельная эффективность — 1334 т/скв-опер., или 5,1 т/сут. В целом объем дополнительной добычи нефти соответствует количеству проведен-

ных мероприятий, наблюдается практически прямая зависимость между этими параметрами [2].

Солянокислотная обработка остается одним из наиболее оптимальных вариантов воздействия на призабойную зону пласта. Данная технология имеет достаточно простую и легкую в реализации в условиях промысла технологию проведения [3, 4]. За весь период разработки на Поточном месторождении проведено тридцать шесть СКО, которые показали высокие результаты как по эффективности проведения (1,24 тыс. т на одну скважинообработку), так и сравнительную эффективность относительно других технологий подобного класса. Дополнительная добыча нефти составила 44,64 тыс. т. нефти.

На рисунке 1 показаны результаты проведения СКО в скважинах Поточного месторождения. Видно, что после проведения мероприятия отборы по нефти значительно увеличились. Благодаря проведению СКО удалось получить дополнительную добычу, эффект продолжается в течение года. Основной объем обработок был произведен на объекте АВ₁₋₂. Средний прирост дебита нефти составил 3,49 т/сут, удельная дополнительная добыча — 1,31 тыс. т.

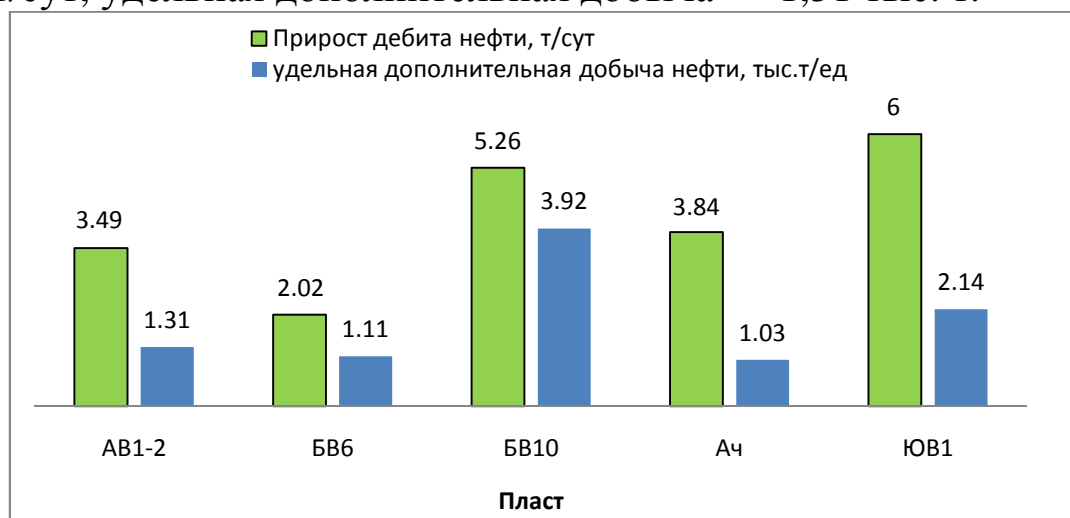


Рисунок 1 — Результаты проведения СКО в скважинах Поточного месторождения

Таблица 1 — Результаты проведения СКО в скважинах Поточного месторождения

Пласт	АВ ₁₋₂	БВ ₆	БВ ₁₀	Ач	ЮВ ₁
Количество ОПЗ, ед	18	7	1	7	1
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	23,5	7,74	3,92	7,2	2,14
Прирост дебита нефти, т/сут	3,49	2,02	5,26	3,84	6
Удельная дополнительная добыча нефти, тыс. т/ед	1,31	1,11	3,92	1,03	2,14

Исходя из анализа статистических данных, можно сделать вывод, что применение солянокислотной обработки ПЗП остается достаточно перспективным направлением для интенсификации добычи нефти на Поточном месторождении [5]. В целом, рекомендуется дальнейшее применение данного мероприятия, особенно на объектах АВ₁₋₂, БВ₆, Ач, для других пластов необходима выборка с большим количеством скважино-операций для повышения достоверности оценки эффективности проведенных мероприятий [6].

С целью поиска новых технологий и реагентов для ОПЗ, в качестве ОПР предлагается опробовать новые составы для терригенных коллекторов. В качестве реагентов рекомендуется использовать «Химеко ТК-2», «Химеко ТК-4». На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» данные составы не применялись. Учитывая, что преимущественная область применения данной технологии — низкопродуктивные коллекторы, предлагается опробование данных составов на пластах АВ₁, Ач и ЮВ₁ [7].

Список литературы

1. Геологический отчет Троицкого месторождения. – Октябрьский, 2013. – 315 с.
2. Технологическая схема разработки Поточного месторождения: отчет о НИР / СибНИИНП. – Тюмень, 1982. – 332 с.
3. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, № 4. – С. 47–50.
4. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, № 4. – С. 47–50.
5. Технология увеличения добычи нефти из малопродуктивных скважин / К.Р. Уразаков [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 4. – С. 201–211.
6. Альмухаметова Э.М. Применение обработок призабойной зоны скважин для поддержания базовой добычи нефти на Копей-Кубовском месторождении / Э.М. Альмухаметова, Р.Р. Варисова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 33–39.
7. Гуторов А.Ю. Современные тенденции в развитии различных видов технологий соляно-кислотных обработок и пути их опти-

мизации с целью повышения эффективности применения / А.Ю. Гуторов, Ю.А. Гуторов / Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. – № 10. – С. 18–21.

8. Фаттахов И.Г. Экзотермическая реакция серной кислоты и воды. Возможности применения в нефтяной промышленности / И.Г. Фаттахов, Л.З. Арсланова, М.С. Ашин // Научное обозрение. – 2014. – № 10-1. – С. 47–49.

9. Фаттахов И.Г. Анализ результатов применения полимер-кислотного воздействия на скважинах турнейского яруса, заволжского надгоризонта и фаменского подъяруса / И. Г. Фаттахов. – Уфа, 2009.

10. Гидравлические потери в околоскважинной зоне пласта при кислотной обработке поровых коллекторов / А.Ф. Шакурова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 1. – С. 11–17.

11. Фаттахов И.Г. Расчет эффективности применения соляно-кислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фаттахов, Д.В. Новоселова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 2-6. – С. 1186–1190.

12. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.

13. Ахметов Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87–89.

14. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

15. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образуемых в скважинных насосах / Зайдуллина Э.М. [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 3.

16. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.

17. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

18. Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по данным углеродно-кислородного каротажа / Кучурин Е.С. [и др.] // Каротажник. – 2004. – № 12-13. – С. 125.

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

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

УДК 622.245

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВОДОНАБУХАЮЩЕГО ЭЛАСТОМЕРА

А. Р. Исхаков, Р. Р. Кадыров

(Институт «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»)

Аннотация. В настоящее время как за рубежом, так и в России широко применяется технология селективного разобщения пластов при закачивании скважин с применением набухающих пакеров, в которых уплотнительный элемент выполнен из эластомера, способного увеличиваться в объеме при контакте с пластовыми жидкостями (водой или нефтью). Существенными достоинствами таких пакеров являются: отсутствие в их конструкции подвижных частей, что позволяет обойтись без проведения специальных операций; способность к самозалечиванию и восстановлению герметизирующих свойств; надежная изоляция пластов при строительстве скважин.

Ключевые слова: водонабухающий пакер, водопоглощающий полимер, каучук, эластомер, минерализация, модели пластовых вод.

LABORATORY STUDIES OF WATER-SWELLABLE ELASTOMER

A. R. Iskhakov, R. R. Kadyrov
(Institute «TatNIPIneft», JSC «Tatneft»)

Abstract. Currently, both abroad and in Russia is widely used the technology of selective separation of the layers of injection wells with the use of swellable packers in which the sealing element made of elastomer, is capable of increasing in volume upon contact with reservoir fluids (water or oil). Significant advantages of such packers are: the absence in their design of moving parts, which eliminates the need for special operations; the ability to self-healing and the restoration of the sealing properties; reliable isolation of formations in the construction of wells.

Keywords: swellable packer, water-absorbing polymer, rubber, elastomer, salinity, formation water model.

Впервые технология применения набухающих эластомеров была разработана исследовательским подразделением компании Shell и в дальнейшем, для развития и продвижения этой технологии на мировых рынках, была создана дочерняя компания Swellfix. Одновременно с этим технологию начала развивать компания Easywell (Halliburton), затем к развитию технологии подключились американские компании TAM International, Baker Oil Tools, ASP (Weatherford), Tendeka. Среди отечественных компаний наибольшего успеха в области разработки набухающих пакеров добились ООО «НТЦ «ЗЭРС» (г. Рязань) совместно со специалистами ООО «ОЗ РТИ-Подольск».

В ОАО «Татнефть» с середины 2010 г. применяются водонефте-набухающие пакеры различных типоразмеров производства TAM International (США). В целях импортозамещения руководством ОАО «Татнефть» была поставлена задача разработать отечественный водонабухающий пакер. К работе были привлечены специалисты Казанского (Приволжского) федерального университета (КПФУ, г. Казань), Казанского национального исследовательского технического университета (КНИТУ, г. Казань), Камско-Волжского акционерного общества резинотехники «КВАРТ» (ЗАО «КВАРТ» г. Казань), ТатНИПИ-нефть.

Патентный поиск и изучение научно-технической документации выявили, что при производстве водонабухающих пакеров применяются эластомерные композиции, включающие сшиваемый эластомер или смесь сшиваемых эластомеров (различные каучуки), суперабсорбирующие полимеры, вулканизирующую систему (различные пероксиды, сера), армирующие термостойкие добавки (волокна), порообразователи (карбонаты щелочно-земельных металлов), наполнители (цемент, глина и другие). Из анализа результатов указанного поиска было принято решение подготовить эластомер на основе бутадиен-нитрильного каучука, частично сшитого полиакриламида, серы в качестве вулканизирующего агента и активных добавок.

Для исследования водонабухающего эластомера, была разработана методика, по которой определялось линейное расширение в ограниченном пространстве. Согласно методике исследовались цилиндрические образцы эластомера диаметром 28 мм и высотой 10 мм, которые помещались в ячейку тестера линейного расширения OFITE. Таким образом, расширение эластомера происходит в одном вертикальном направлении. Ячейка с образцом эластомера помещалась в водные растворы с различной степенью минерализации. Прибор фиксировал изменение высоты цилиндрического образца каждые 20 минут в течение 8 суток. После 8 суток набухания образцы извлекали из ячеек, взвешивали и замеряли изменения габаритных размеров. По данным прибора OFITE (динамика линейного расширения), можно было судить о степени и интенсивности набухания эластомера в водных растворах с различной степенью минерализации.

Для первоначального этапа исследования эластомера были созданы модели пластовых вод, имитирующие общую минерализацию воды для основных продуктивных горизонтов месторождений ОАО «Татнефть» (таб. 1).

Таблица 1 — Модели пластовых вод

Модель пластовой воды	Содержание солей, г/л			
	NaCl	CaCl ₂	Na ₂ SO ₄	Сумма
№ 1, плотность 1160 кг/м ³	190	60	–	250
№ 2, плотность 1100 кг/м ³	150	30	–	180
№ 3, плотность 1060 кг/м ³	67	33	–	100
№ 4, плотность 1030 кг/м ³	30	–	10	40

На рисунке 1 представлена динамика набухания образцов водонабухающего эластомера в различных моделях пластовых вод. Согласно графику наблюдается зависимость степени набухания от минерализации воды.

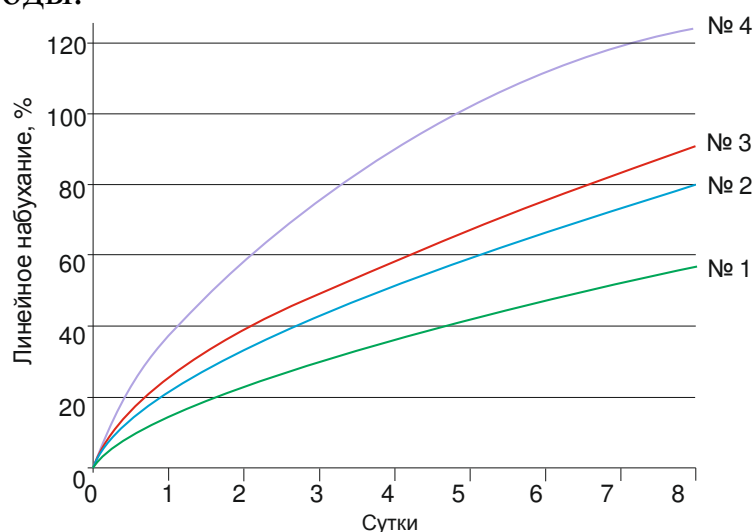


Рисунок 1 — Динамика набухания образцов эластомера в различных моделях пластовых вод

Для детализации влияния различных хлоридов проведены лабораторные исследования линейного набухания эластомера, результаты изображены на рисунке 2.

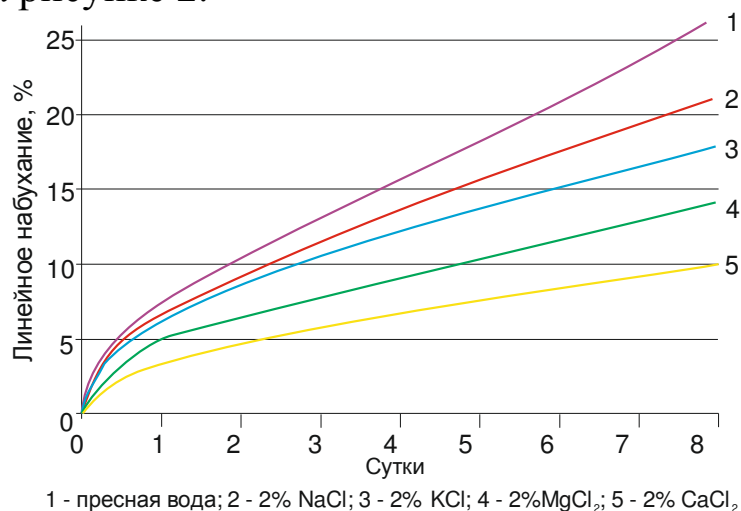


Рисунок 2 — Динамика набухания образцов эластомера в различных хлоридах

Согласно графику определяется зависимость между однозарядными (Na^+ , K^+) и двухзарядными катионами (Ca^{2+} , Mg^{2+}). В воде в присутствии вышеперечисленных электролитов набухание эластомера уменьшается. Причем наименьшее влияние на набухание оказы-

вают одновалентные катионы. Водопоглощение уменьшается вследствие экранирования ионами.

Таким образом, результаты лабораторных исследований различных образцов эластомера показывают, что скорость набухания эластомеров зависит от ряда факторов, основными из которых являются структурный состав эластомера, состав жидкости, в которой происходит его набухание, степень доступа жидкости к поверхности эластомера, а также температурные условия.

Список литературы

1. Пат. RUS 2408780 16.02.2010. Способ изоляции вод и интенсификации притока нефти в карбонатных пластах / Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, Е.Г. Кормишин [и др.].
2. Прогнозирование характера обводнения и целесообразности проведения водоизоляционных работ / Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, Э.Р. Хамидуллина [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2012. – № 3. – С. 55–60.
3. Новые технологии крепления скважин и ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн с использованием синтетических смол / Р.Р. Кадыров [и др.] // В сборнике: Сборник научных трудов ТатНИПИнефть ТатНИПИнефть. – Казань, 2013. – С. 343–353.
4. Модельные испытания водоизолирующей способности нефтесилорной эмульсии / И.Г. Фаттахов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 12-1. – С. 182–186.
5. Влияние гелеобразующих композиций на интенсивность нефтеизвлечения в обводненных карбонатных пластах / И.Г. Фаттахов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 143–146.
6. Фаттахов И.Г. Изоляция водопритока в скважинах посредством применения гелеобразующих составов / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, А.С. Галушка // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 6. – С. 331.
7. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.
8. Фаттахов И.Г. Расчет эффективности применения солянокислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фатта-

хов, Д.В. Новоселова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-6. – С. 1186–1190.

9. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.

10. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

11. Ахметов Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87–89.

12. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

13. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образуемых в скважинных насосах / Зайдуллина Э.М. [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 3.

14. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.

15. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

16. Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по данным углеродно-кислородного каротажа / Кучурин Е.С. [и др.] // Каротажник. – 2004. – № 12-13. – С. 125.

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

18. Габзалилова А.Х. Снижение коэффициентов трения в горизонтальных скважинах использованием скважинных вибраторов /

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

УДК 622.276

**ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕР-ГЕЛЕВОГО СОСТАВА
ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ
И ПОДДЕРЖАНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

А. Р. Толстогузова

(«ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»),

А. Ю. Гуторов (доцент)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Статья посвящена проблемам разработки месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Рассмотрена технология закачки полимер-гелевого состава в скважины, имеющие высокую обводненность. Показана целесообразность применения данной технологии и ее эффективность.

Ключевые слова: нефть, пласт, закачка, нефтеотдача, эффективность.

UDC 622.276

**THE USE OF POLYMER-GEL COMPOSITION
IN THE REDUCTION OF WATER-CUT
AND MAINTENANCE OF OIL PRODUCTION
AT THE LATE STAGE OF FIELD DEVELOPMENT**

A. R. Tolstoguzova

(«TatNIPIneft», JSC «Tatneft»),

A. Yu. Gutorov (associate professor)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. The Article is devoted to problems of field development at the late stage of development. The technology of injection of the polymer

gel composition in wells having a high water content. The expediency of application of this technology and its effectiveness.

Keywords: oil, reservoir injection, oil recovery, efficiency.

На заключительных этапах разработки месторождений происходит снижение извлекаемых запасов, наблюдается низкий коэффициент нефтеотдачи. В связи с этим проблема повышения нефтеотдачи стала весьма актуальной.

Изменения во времени продуктивности скважин — одна из причин нарушения режимов отбора, что приводит к неравномерному обводнению и образованию целиков нефти, резкому ухудшению технико-экономических показателей эксплуатации месторождения. Заданная характеристика ПЗП может обеспечиваться при своевременном воздействии на породу для изменения их параметров [1]. Все это обуславливает необходимость широкого использования на малоэффективных залежах разнообразных методов обработок призабойной зоны и методов увеличения нефтеотдачи, чему в НГДУ «Туймазанефть» уделяется большое внимание (таб. 1) [2].

Таблица 1 — Основные показатели по 2010–2011 годам по НГДУ

Краткий свод	2010 год	2011 год
Перевод на вышележащие горизонты:		
– количество скважин	38	15
– дополнительная добыча нефти, тыс. т	11,176	4,001
– удельная эффективность, т/скв	294,1	266,7
– фактический прирост нефти, т/сут	2,2	–
– фактический прирост жидкости, м ³ /сут	3,2	–
Оптимизация (интенсификация добычи нефти):		
– количество скважин	116	22
– дополнительная добыча нефти, тыс. т	27,471	4,671
– удельная эффективность, т/скв	236,8	212,3
– фактический прирост нефти, т/сут	1,3	–
– фактический прирост жидкости, м ³ /сут	5,1	–
Обработка призабойной зоны:		
– количество скважин	322	173
– дополнительная добыча нефти, тыс. т	105,204	51,049
– удельная эффективность, т/скв	326,7	295,1
– фактический прирост нефти, т/сут	1,8	–
– фактический прирост жидкости, м ³ /сут	4,5	–

Ремонтно-изоляционные работы:		
– количество скважин	65	35
– дополнительная добыча нефти, тыс. т	16,343	8,544
– удельная эффективность, т/скв	251,4	244,1
– фактический прирост нефти, т/сут	1,9	–
– фактический прирост жидкости, м ³ /сут	3,3	–

Месторождения НГДУ «Туймазанефть» в целом, как и Туймазинское, находятся на последней стадии разработки, обводненность находится в пределах 70–98%. При такой высокой степени обводненности и низких средних значениях дебитов технология на основе полимер-гелевого состава является крайне эффективной.

При разработке неоднородных пластов прорыв воды в добывающие скважины происходит по высокопроницаемой части коллектора. Если изолировать обводнившиеся участки пласта или создать в них область с повышенным гидродинамическим сопротивлением, то вследствие перераспределения потоков закачиваемой воды увеличится охват запасов нефти. При этом количество воды, поступающей в обводнившиеся пласты, резко сократится и, как следствие, уменьшится обводненность продукции и будет закономерное повышение нефтеотдачи.

Объектами для воздействия являются скважины, эксплуатирующие карбонатные коллекторы, характеризующиеся по данным промысловых и геофизических исследований продуктивностью ниже потенциальной, наличием высокопроницаемых обводненных интервалов пласта.

Критерии применения технологии: стадия разработки месторождения перед началом применения метода — средняя и поздняя, толщина пласта — не менее 0,5 м, вязкость нефти — не более 50 мПа·с, обводненность добываемой продукции — от 50% до 98%, температура пласта — 20–80°C, выбираемые под воздействие скважины должны иметь приемистость не ниже 50 м³/сут при давлении закачки не выше 15 МПа [3].

Сущность технологии заключается во внутрипластовом образовании гелеобразной полимерной системы на путях фильтрации воды (рис. 1).

Растворы полимер-гелевого реагента являются полиэлектролитами и образуют гели (сшиваются) при взаимодействии с ионами

двухвалентных металлов (Ca^{++} и Mg^{++}) пластовой или минерализованной воды.

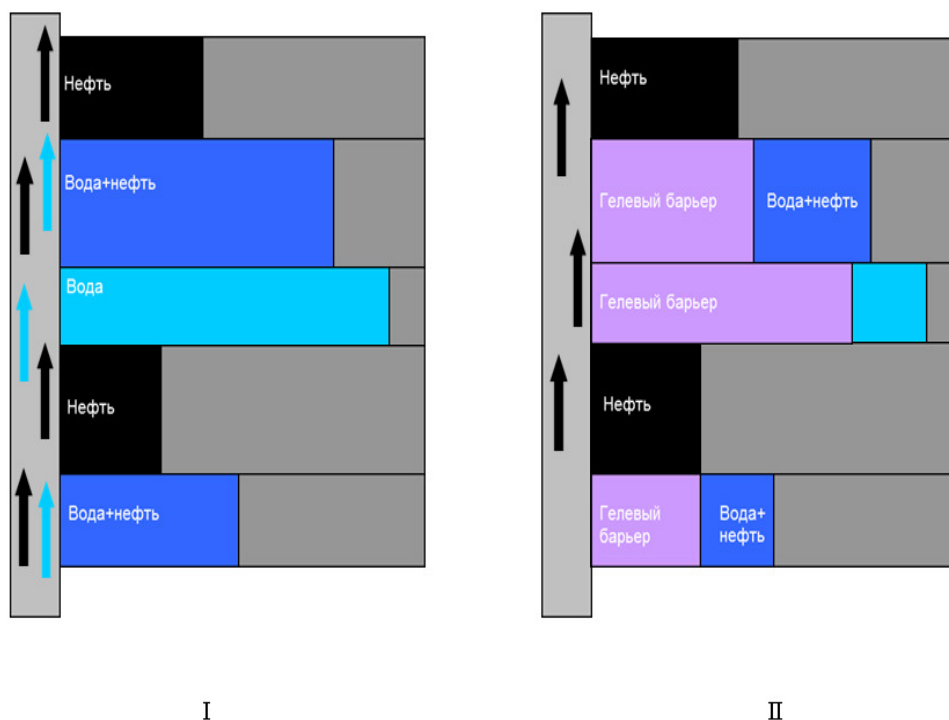


Рисунок 1 — Профиль и состав притока к скважине до обработки после обработки

В ПЗП в определенной последовательности и в рассчитанных количествах закачиваются коагулятор (CaCl_2), реагент ПВВ (полимер водный всесезонный — гидролизированный в щелочи не утилизируемый отход готовых волокон или тканей полиакрилонитрила) и соляная кислота ингибированная.

Гель обеспечивает отключение или снижение проницаемости промытых зон. Соляная кислота, частично проходя вслед за полимером, усиливает прочность закрытия обводненных каналов, а основной объем ее открывает новые каналы в нефтяной толще пласта.

Эффективность данного вида обработок зависит от того, насколько глубоко кислота прошла в пласт, так как при этом возрастает вероятность вовлечения в работу ранее не вскрытых целиков нефти, создается больше путей для притока нефти в призабойную зону пласта (ПЗП).

Применение гелеобразующих систем также имеет ряд технологических преимуществ по сравнению с другими методами: технология, основанная на использовании реагента ПВВ всесезонна, что является одним из наиболее важных преимуществ для климатических

условий месторождения; технология не требует использования нестандартного оборудования; реагенты экологически безопасны, биологически разлагаемы III–IV; реагенты не влияют отрицательно на процессы сбора и подготовки нефти [4].

Применение метода показало его эффективность при обработке скважин, имеющих высокую обводненность (50–98%), пластовое давление ниже гидростатического и высокую поглотительную способность (таб. 2) [5].

Таблица 2 — Эффективность применения технологии на Туймазинском месторождении в 2011 году

Но- мер сква- жины	До обработки			После обработки			Дополни- тельная добыча, т/год
	Дебит воды, м ³ /сут.	Дебит нефти, м ³ /сут.	Обвод- нен- ность, %	Дебит воды, м ³ /сут.	Дебит нефти, м ³ /сут.	Обвод- нен- ность, %	
2879	6,8	1,7	85	4,6	8,1	31	2336
3302	4,5	1,5	78	4,1	3,7	37	803
1443	0,6	0,6	88	2,5	1,4	62	851
2204	2,5	1,3	57	1,7	1,5	65	73
2178	4,8	1,5	79	14,9	3,7	88	803

Список литературы

1. Казаков А.Л. Прогноз обводнения и нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки [Текст]: учебное пособие / А.Л. Казаков, В.С. Орлов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – 159 с.
2. Геологический отчет НГДУ «Туймазанефть» за 2010–2011 годы.
3. СТО 00135645-202-2007. Стандарт организации. Технология воздействия на пласт на основе полимер-гелевого состава ПВВ. – Уфа: Башгеопроект, 2007. – 10 с.
4. Шайдуллин В.А. Применение полимер-кислотного воздействия в условиях низких температур [Текст] / В.А. Шайдуллин, М.С. Суданов // Инженерная практика. – 2011. – № 7. – С. 72–74.
5. Итоги производственной деятельности НГДУ «Туймазанефть» за 2010–2011 годы в области геологии, разработки месторождений, выполнения геолого-технических мероприятий.
6. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского

яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №12. – С. 106–110.

7. Фаттахов И.Г. Расчет эффективности применения солянокислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фаттахов, Д.В. Новоселова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-6. – С. 1186–1190.

8. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.

9. Ахметов Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87–89.

10. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

11. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образуемых в скважинных насосах / Зайдуллина Э.М. [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 3.

12. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.

13. Importance of modeling application to increase oil recovery ratio / R.N. Bahtizin and other // Middle East Journal of Scientific Research. – 2013. – Т. 17, № 11. – С. 1621–1625.

14. Новые технологии крепления скважин и ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн с использованием синтетических смол / Р.Р. Кадыров [и др.] // В сборнике: Сборник научных трудов ТатНИПИнефть ТатНИПИнефть. – Казань, 2013. – С. 343–353.

15. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

16. Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по данным углеродно-кислородного каротажа / Е.С. Кучурин [и др.] // Каротажник. – 2004. – № 12-13. – С. 125.

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

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

УДК 622.276

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРА СОНСОЛ-2001 ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ТУЙМАЗИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Л. Н. Файзуллина (ГРВ-09-11), М. М. Ахтямов (доцент)
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Современный этап добычи нефти на старых истощенных месторождениях характеризуется необходимостью извлечения на поверхность огромных объемов попутных вод, как пластовых, так и закачиваемых в залежи для поддержания пластового давления. Именно в результате увеличения обводнения добываемой продукции на всех стадиях разработки залежей нефти происходит образование осадков различных солей. Накапливаясь в эксплуатационных колоннах скважин, на поверхности глубинно-насосного оборудования и в системе внутривыпускного сбора и подготовки нефти, отложения солей приводят не только к большим материальным затратам в процессе их удаления, но и к значительным потерям при добыче нефти. Для борьбы с солеотложениями в своей работе предлагаем применить ингибитор солеотложений Сонсол-2001.

Ключевые слова: пласт, нефть, скважина, насосно-компрессорные трубы, межремонтный период, специальное погружное кабельное устройство, отложения неорганических солей, ингибитор солеотложений.

**EFFICIENCY OF THE USE OF CONCOL-2001
INHIBITOR FOR THE PREVENTION OF SCALING
IN THE PRODUCTION WELLS
OF THE TUIMAZINSKOYE OILFIELD**

*L. N. Faizullina (GRV-09-11),
M. M. Akhtyamov (associate professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. The modern stage of oil production in old depleted fields is characterized by the need to extract to the surface of the huge volumes of associated water, as a reservoir and pumped into the reservoir to maintain reservoir pressure. It is as a result of increased watering of products produced at all stages of oil field development leads to the formation of precipitation of various salts. Accumulate in operational columns of wells, surface pumping equipment and the system in-field collection and preparation of oil, salt deposits not only lead to higher material costs in the course of their removal, but also to a significant loss in oil. To combat scaling in their work propose to use scale inhibitor of Consol-2001.

Keywords: reservoir, oil well tubing, overhaul period, a special submersible cable device, deposition of inorganic salts, scale inhibitor.

Солеотложения — это в основном неорганические вещества, образующиеся в скважинах и в скважинном оборудовании в результате различных химических реакций.

Солеотложение крайне негативно влияет на безопасность эксплуатации трубопроводов. Оно вызывает усиление локальной коррозии металла труб, что приводит к их ускоренному разрушению, сопровождающемуся разливами нефти. Для борьбы с солеотложениями в добывающих скважинах предлагаем ингибитор Сонсол-2001.

Описание: ингибитор солеотложений Сонсол предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования от отложения сульфатных, карбонатных и бариевых солей. Реагент представляет собой смесь фосфатных соединений, ПАВ и растворителя.

По физико-химическим показателям ингибитор солеотложений Сонсол-2001 должен соответствовать требованиям и нормам, указанным в таблице 1.

Таблица 1 — Основные физико-химические показатели ингибитора солеотложений Сонсол-2001

Наименование показателя	Норма для Сонсол-2001	Методы испытаний
Внешний вид	Однородная жидкость, цвет не нормируется	По п. 5.3. настоящих ТУ
Водородный показатель (рН), в пределах	Не более 5,0	По п. 5.4. настоящих ТУ
Температура застывания, °С, не выше	Минус 50	По ГОСТ 20287 и по п. 5.5. настоящих ТУ
Плотность при 20 °С, (г/см ³)	0,9 – 1,5	По ГОСТ 18995.1, раздел 1
Защитный эффект при концентрации ингибитора солеотложений 30 мг/дм ³ , %, не менее – для сульфата кальция (CaSO ₄) – для карбоната кальция (CaCO ₃) – для сульфата бария (BaSO ₄)	80 80 Не регламентируется	По п. 5.6. настоящих ТУ
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с (сСт), не более	15	По ГОСТ 33 и по п. 5.7. настоящих ТУ
Кинематическая вязкость при минус 40 °С, мм ² /с (сСт), не более	500	По ГОСТ 33 и по п. 5.7. настоящих ТУ

В зависимости от назначения и механизма действия химического реагента возникает необходимость его дозированной подачи на прием глубинного насоса или требуемый интервал эксплуатационной колонны (например, на интервал перфорации).

Данная цель достигается применением специального кабельного устройства для установок погружных электронасосов с основными жилами для подачи электроэнергии и капиллярной трубкой для подачи химических реагентов в скважину.

Специальное погружное кабельное устройство выпускает Нефтекамский завод нефтепромыслового оборудования согласно ТУ 3542-018-00147275-2003, в котором указаны основные параметры и характеристики СПКУ, требования к сырью и материалам, требования безопасности, правила приема, методы контроля.

Основные технические характеристики СПКУ приведены в таблице 2. Применение СПКУ не допускается на месторождениях с газовой шапкой, аномально высокими значениями пластового давления и газового фактора. Давление, создаваемое на устье скважины, оборудованной СПКУ, при технологических операциях, не должно превышать 6,5 МПа.

Таблица 2 — Основные технические характеристики СПКУ

Назначение	Для подачи химических реагентов (ингибиторов коррозии, ингибиторов солеотложений, ингибиторов парафиноотложений, расстворителей)
Максимальное давление закачки, МПа	6,5
Максимальная длительно действующая температура в скважине, °С	90

Для осуществления технологии непрерывного дозирования химических реагентов в осложненные скважины специальное кабельное устройство заводом-изготовителем комплектуется и поставляется заказчику совместно с набором необходимых деталей и узлов: регулируемый обратный клапан, клеммная коробка, линия обвязки, соединительный ниппель, центраторы, представленные на рисунке 1.

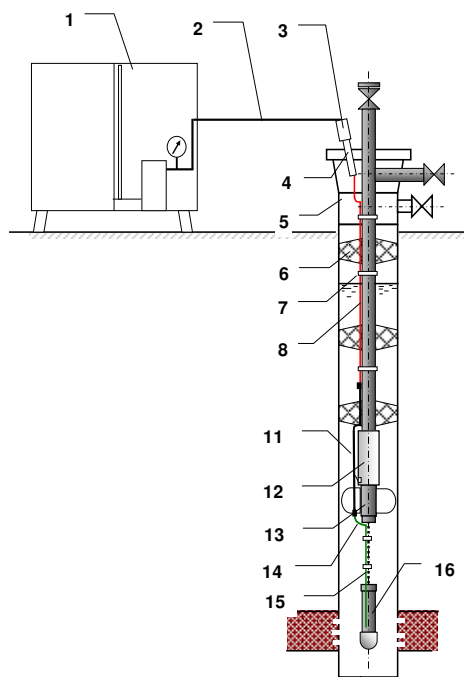


Рисунок 1 — Технологическая схема дозирования химреагентов в интервал перфорации при эксплуатации скважины, оборудованной УЭЦН:

- 1 — установка дозирования химреагентов;
 2 — металлическая трубка; 3 — крышка сальникового ввода; 4 — сальниковый ввод; 5 — устьевая арматура; 6 — центратор НКТ; 7 — хомут для крепления капиллярного устройства; 8 — капиллярное устройство (СПКУ, КР); 9 — обратный клапан; 10 — металлическая трубка;
 11 — насос с погружным электроприводом;
 12 — центратор насоса; 13 — капиллярное устройство (КР); 14 — трос с соединительными элементами; 15 — груз, труба НКТ с полусферическим наконечником

Выбранная для применения специального кабельного устройства скважина оборудуется дозирующим устройством типа УДЭ или любым другим дозирующим устройством, обеспечивающим необходимую величину дозирования, а также емкостью для химических реагентов. Дозировочный насос регулируется на расчетную дозировку выбранного химреагента. Объем емкости для химреагента рекомендуется равным или более месячному расходу химреагента.

Применение ингибитора Сонсол-2001 позволяет предотвращать процесс отложения неорганических солей и исключить снижение де-

бита нефти вследствие забивания НКТ гипсом. Кроме того, предотвращается выход из строя глубинно-насосного оборудования вызванный отложениями солей и, таким образом, увеличивается межремонтный период скважин. Технологический эффект в процессе эксплуатации на ряде месторождений заключается в увеличении межремонтного периода с 719 до 932 суток и приросте добычи нефти на 898,75 т.

Список литературы:

1. Шангараева Л.А. Механизм образования отложений солей и повышение эффективности эксплуатации скважин Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения / Л.А. Шангараева, А.В. Петухов // Геология нефти и газа. – 2010. – № 1. – С. 185-187.
2. Проект разработки Туймазинского нефтяного месторождения, 2010.
3. Антипин Ю.В. Изучение состава неорганических солей, отлагающихся в скважинах НГДУ «Чекмагушнефть» / Ю.В. Антипин, С.Т. Кочинашвили, А.Ш. Сыртланов. – Уфа: Уфимск. нефт. ин-т, 1975, вып. 30. – С. 170–174.
4. Люшин С.Ф. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения / С.Ф. Люшин [и др.] – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – 100 с.
5. Гаттенбергер Ю.П. Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений / Ю.П. Гаттенбергер, В.П. Дьяконов. – М.: Недра, 1979. – 207 с.
6. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.
7. Пат. RUS 2168065 16.09.1999. Способ диагностики технического состояния штангового насосного оборудования / К.Р. Уразков, Н.Х. Габдрахманов, М.М. Ахтямов, А.И. Хафизова.
8. Фаттахов И.Г. Расчет эффективности применения солянокислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фаттахов, Д.В. Новоселова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-6. – С. 1186–1190.
9. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г.

Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.

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

11. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

12. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образуемых в скважинных насосах / Зайдуллина Э.М. [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 3.

13. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.

14. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

15. Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по данным углеродно-кислородного каротажа / Кучурин Е.С. [и др.] // Каротажник. – 2004. – № 12-13. – С. 125.

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

17. Миннивалеев А.Н. Насосная добыча нефти на Туймазинском месторождении / А.Н. Миннивалеев, И.Г. Фаттахов // Теоретические и прикладные вопросы науки и образования: сб. науч. трудов по материалам Международной научно-практической конференции в 16 частях. – 2015. – С. 103–104.

18. Фаттахов И.Г. Экзотермическая реакция серной кислоты и воды. Возможности применения в нефтяной промышленности / И.Г. Фаттахов, Л.З. Арсланова, М.С. Ашин // Научное обозрение. – 2014. – № 10-1. – С. 47–49.

19. Габзалилова А.Х. Снижение коэффициентов трения в горизонтальных скважинах использованием скважинных вибраторов /

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

УДК 622.276

**ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА
ДЛЯ СНИЖЕНИЯ РИСКА УВЕЛИЧЕНИЯ
ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИНЫ**

Р. А. Хафизов (ГРЗ-09-11), В. А. Петров (доцент),

Л. В. Петрова (доцент)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Метод гидравлического разрыва пласта (ГРП) относится к одним и наиболее востребованным технологиям для интенсификации работы скважины, и успешность его проведения зависит от многих факторов: строения пласта, состояния скважины, выбранной технологии, качества жидкости разрыва.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, приток воды, вязкость, фильтрация, давление.

UDC 622.276

**HYDRAULIC FRACTURING AS MEANS
OF REDUCING RISKS OF INCREASING
WATER-CUT OF A WELL**

R. A. Khafizov (GRZ-09-11), V. A. Petrov (associate professor),

L. V. Petrova (associate professor)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. Method of hydraulic fracturing (hydraulic fracturing) refers to one of the most popular technologies for the intensification of the well, and the success of the vote depends on many factors: structure of the reservoir, wells, choice of technology, quality of fracturing fluid.

Keywords: hydraulic fracturing, water flow rate, viscosity, filtration, pressure.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из самых популярных методов интенсификации нефтедобычи и повышения нефтеотдачи пластов. На примере ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (рис. 1) видно, что эффективность гидроразрыва была доказана временем, прослеживается динамика увеличения количества операций по годам.



Рисунок 1 — Динамика выполнения ГРП
по территориально-производственным предприятиям
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

На месторождениях «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ГРП стали применять около двух десятилетий назад. С тех пор выполнено более 12 тыс. скважино-операций, а дополнительная добыча нефти превысила 24 млн тонн [1, 6]. Однако повальное применение ГРП часто может приводить к проблемам, связанным с повышенной обводненностью (табл. 1).

Таблица 1 — Результаты ГРП
по ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» за 2005 год

ТПП	Количество скважин	Средняя вскрытая толщина пласта, м	Объем пропантанта на одну скважину, т	Прирост дебита нефти, т/сут	Средняя обводненность, %		Количество скважин с ростом обводненности		Дополнительная добыча нефти с начала года, тыс. т
					До ГРП	После ГРП	< 30%	> 30%	
ЛНГ	103	10	23	9,2	42,6	61,1	58	45	154,5
УНГ	112	7,8	18,1	11,5	84	54	94	18	207,9
КНГ	433	8,3	30,2	15,4	35,2	82,1	20,3	230	932,3
ПНГ	149	5,6	26,4	11,7	57,5	59	99	50	220,9
Л-ЗС	797	7,9	26,9	13,7	47,7	71,1	454	343	1515,6

Рост обводненности после ГРП может быть связан с кинжальным прорывом нагнетаемой воды по телу трещины; с проникновением трещины в выше- или нижележащие водонасыщенные пропластки; с заколонными перетоками при нарушении герметичности цементного камня из-за действия повышенного давления; со снижением фазовой проницаемости по нефти и ростом ее по воде.

С 2000-х годов зарубежные и отечественные нефтяные компании начали вести активные работы по поиску и внедрению новых технологий ГРП, позволяющих снизить обводненность после проведения операций гидроразрыва.

Можно выделить три основные группы технологий, зарекомендовавших себя в качестве эффективных. Каждая из этих групп направлена на решение конкретной проблемы, способствующей повышению обводненности скважинной продукции после проведения ГРП.

1. Применение модификаторов относительной фазовой проницаемости во время проведения операций ГРП с целью снижения притока подстилающей или законтурной воды. Данная группа технологий эффективна к применению в условиях близкого водонефтяного контакта в высокообводненных скважинах, причем в скважинах с большей начальной обводненностью данная технология показывает более высокий эффект. Эффект достигается за счет адсорбции полимера-модификатора на породе и его селективного набухания в водной среде.

2. Ограничение неконтролируемого роста трещины в высоту при отсутствии достаточной контрастности горизонтальных напряжений между нижележащим и вышележащим пропластками. Эффект достигается за счет размещения искусственных проппантных барьеров в продуктивном пласте при предварительной закачке смеси проппантов разных фракций перед основным ГРП. Осаждение смеси в процессе развития трещины ограничивает ее рост в высоту [3].

3. Ограничение роста трещины в высоту за счет снижения эффективного давления, достигающегося применением маловязких жидкостей разрыва. К маловязким жидкостям разрыва можно отнести линейные полисахаридные гели или бесполимерные жидкости на основе поверхностно-активных веществ. За счет невысокой вязкостной составляющей таких жидкостей их утечка в пласт является значительной, что помогает держать эффективное давление на достаточно

низком уровне, однако их высокая упругая составляющая позволяет безбоязненно применять такие жидкости для транспортировки проппанта.

Специалистами НОЦ «Промысловая химия» были разработаны и внедрены технологии проппантного гидравлического разрыва, уменьшающие риск повышения обводненности добываемой продукции:

- проппантный ГРП с применением маловязких жидкостей разрыва;

- проппантный ГРП с изоляцией водопритока.

При проведении ГРП на горизонтах с близко расположенными зонами ВНК и ГНК существует большой риск прорыва межпластовых перемычек жидкостью разрыва и резкого обводнения (вплоть до 100%) или насыщения продукции скважины попутными газами. Одним из способов контроля развития трещины по высоте является применение средне- и маловязких жидкостей разрыва. Как известно, раствор полисахарида — так называемый линейный гель — обладает гораздо меньшей вязкостью, чем обычно применяемые сшитые гели, но, как правило, его технологические показатели (фильтратоотдача и способность транспортировать проппант) снижаются при уменьшении вязкости [2].

Однако маловязкие жидкости обладают малой фильтратоотдачей, приближенной к сшитым полисахаридным гелям, и решают одну из упомянутых проблем, что повышает эффективность жидкости ГРП.

Маловязкие жидкости разрыва включают в себя:

- полисахарид гуарового ряда — гелеобразователи ГПГ-1 или ГПГ-слорри в концентрациях 2,0–3,0 кг/м³ и 5,0–6,0 л/м³ соответственно;

- ПАВ комплексного действия — ПАВ-РД;

- сшивающий агент — сшиватель БС-1 или СП-РД в концентрациях 0,2–0,5 л/м³ и 2,0–4,0 л/м³ соответственно.

Примером хорошей работоспособности сшитого маловязкого геля в сравнении с линейным гелем служит график температурной стабильности жидкостей разрыва — сшитого, маловязкого и линейного геля — с загрузкой гелеобразователя 3,0 кг/м³.

Вязкостные характеристики жидкости измерялись на приборе Fann-50 в соответствии с ISO 13503-1.

Исследования статической фильтрации проводились согласно ISO 13503-4. Результаты фильтрационных исследований представлены в таблице 2.

В 2013 году было проведено 5 обработок ГРП с маловязкими жидкостями разрыва по технологии РГУ, при этом технологический процесс — темпы закачки, объемы и концентрации проппанта, объемы жидкости разрыва — оставался таким же, как и при классическом ГРП.

Таблица 2 — Фильтрационные характеристики сшитого, маловязкого и линейного полисахаридного геля при температуре 40°C и перепаде давления 1000 psi (6,89 МПа)

Жидкость разрыва	Коэффициент коркообразования, $C_w, *10^{-4} \text{ м/мин}^{1/2}$	Потери при мгновенной фильтрации, $S_L, *10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}^2$
Линейный гель	11,4	11,9
Маловязкий гель по технологии РГУ нефти и газа	7,1	5,4
Сшитый гель (классическая технология ГРП)	5,4	1,7

Еще одним способом предотвращения увеличения обводненности добываемой продукции является совмещение процессов изоляции притока воды и интенсификации добычи нефти.

Сущность разработанной в НОЦ «Промысловая химия» технологии ГРП с изоляцией водопритокков (ГРП с ИВП) заключается в закачке в пласт на стадии «буфера» гелированной жидкости на углеводородной основе, которая, с одной стороны, создает трещину ГРП необходимой геометрии, а с другой стороны, является селективным водоизолирующим агентом [5]. На второй стадии происходит закачка жидкости-песконосителя на водной полисахаридной основе с проппантом. Схематично процесс ГРП с ИВП можно представить, как показано на рисунке 2.

Механизм действия водоизолирующего агента зависит от состава углеводородного геля, представляющего собой дизельное топливо, загущенное реагентами комплексов гелирующих «Химеко-Т» либо «Химеко-Н».

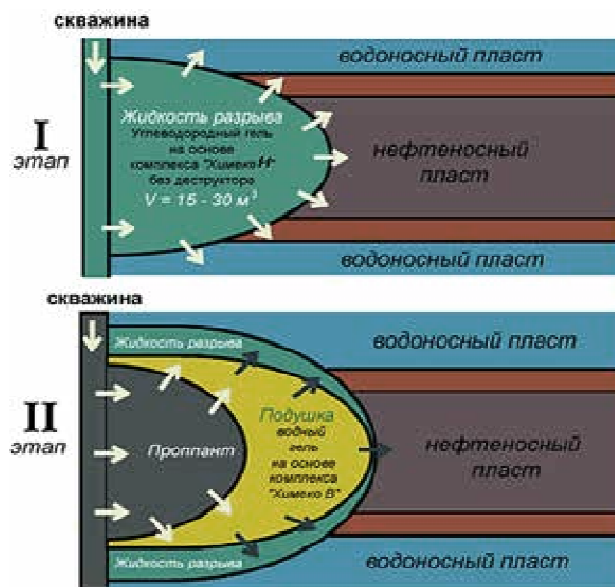


Рисунок 2 — Схема проведения процесса проппантного ГРП с ИВП по технологии РГУ нефти и газа

В состав комплекса гелирующего «Химеко-Т» входят:

- гелеобразователь «Химеко-Т» — является смесью органических ортофосфорных эфиров;
- активатор «Химеко-Т» — представляет собой углеводородный раствор органических соединений алюминия.

Состав комплекса гелирующего «Химеко-Н» включает в себя:

- гелеобразователь «Химеко-Н» — является смесью органических эфиров ортофосфорной кислоты и высокомолекулярных спиртов;
- активатор «Химеко-Н» — представляет собой мицеллярный раствор соединений трехвалентного железа.

В таких углеводородных системах вязкие структурированные гели образуются благодаря комплексным соединениям — алюминиевым (или железным, в зависимости от выбранного реагента) солям органических ортофосфорных эфиров.

В свою очередь углеводородный гель на основе комплекса гелирующего «Химеко-Н» в результате взаимодействия с водой образует помимо нерастворимых в воде основных солей — гидроксифосфатов железа — устойчивую обратную эмульсию, что способствует дополнительному снижению проницаемости при фильтрации воды [4].

Углеводородные гели, полученные с применением комплексов гелирующих «Химеко-Т» и «Химеко-Н», закачиваются без деструктора, но после проведения ГРП снижают свою вязкость при контакте

с углеводородами за счет разбавления и снижения концентрации гелеобразующих веществ.

Как уже упоминалось ранее, в качестве жидкости-песконосителя для данной технологии выступает гель на полисахаридной основе с применением химических реагентов, разработанных в НОЦ «Промысловая химия». Рецептуры полисахаридной жидкости подбираются исходя из геолого-физических характеристик пласта, особенностей комплектации флота ГРП, требований и пожеланий заказчиков.

Линейка комплекса гелирующего на полисахаридной основе представлена различными реагентами: гелеобразователи на основе полисахарида гуарового класса — сухой гелеобразователь ГПГ-1 и «жидкий» суспендированный в углеводородной среде гелеобразователь ГПГ-слорри позволяют готовить раствор полисахарида (линейный гель) как предварительным гелированием в емкостях, так и «в потоке» с применением гидратационной установки;

- боратные сшиватели БС-1 и БС-2 позволяют получать сшитый полисахаридный гель в условиях пластовых температур от 20 до 120 °С, причем время образования сшитой структуры зависит от применяемого реагента и может варьироваться в интервале от 5 до 300 секунд;

- деструкторы окислительного и кислотного действия — деструктор ХВ, деструктор капсулированный, активатор деструкции;

- добавки в жидкость разрыва ПАВ — регулятор деструкции, биоцид «Биолан», термостабилизатор полисахаридных гелей ТС-1.

В условиях нефтяного месторождения Республики Казахстан были проведены пробные операции ГРП с ИВП. Объектами обработки были выбраны скважины со средней добычей нефти 2,1 т/сут и обводненностью 92,3%. Все технологические операции прошли успешно, планируемый объем проппанта был размещен в трещине.

После проведения работ средняя добыча нефти увеличилась в 2,5 раза при практически неизменной обводненности — 91,3%.

Конечно, основываясь только на узкоспециализированном химическом подходе к разработке реагентов, нельзя создать универсальное технологическое решение для всех проблем. Так, в частности, выбор объекта и технологии для гидравлического разрыва пласта должен производиться группой специалистов из различных областей: геофизики и геологии, разработки месторождений и химии, механики и экономики. Поэтому во всем мире нефтяными и сервисными ком-

паниями создаются ситуационные центры, являющиеся самой современной формой реализации системы поддержки принятия решений, основанной на технологиях моделирования и анализа ситуаций. Они представляют собой комплекс специально организованных рабочих мест, оборудованных самыми современными программно-аппаратными продуктами, средствами визуализации данных и коммуникации, для персональной и коллективной аналитической работы.

Список литературы

1. Бахтизин Р.Н. Исследование состояния производительности нестационарного заводнения / Р.Н. Бахтизин, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Гимаев // Нефтегазовое дело. – 2013.
2. Фаттахов И.Г. Получение закономерностей эффективного проведения водоизоляционных работ // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9, № 4. – С. 34–35.
3. Фаттахов И.Г. Методика идентификации путей обводнения нефтяных скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011.
4. Ахметов Р.Т. Прогноз абсолютной проницаемости гранулярных коллекторов на основе гангельной модели пустотного пространства / Р.Т. Ахметов, Л.Е. Кнеллер // Каротажник. – 2013.
5. Гидродинамический каротаж в открытом стволе скважин с использованием отечественной аппаратуры на кабеле (последние результаты и оценки) / Рындин В.Н. [и др.] // Каротажник. – 2011.
6. Петров В.А. Опыт применения метода электрогидравлического воздействия на объектах нефтяных месторождений / В.А. Петров, Л.В. Петрова, В.В. Петров // Технологии нефтегазового дела: сб. науч. тр. под ред. В. Ш. Мухаметшина [и др.] – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – С. 266–270.
7. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.
8. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.
9. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геологотехнических мероприятий на поздней стадии разработки месторож-

дений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.

10. Ахметов Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62.

11. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

12. Хузина Л.Б. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами / Л.Б. Хузина, Л.В. Петрова, С.В. Любимова // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 62.

13. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.

14. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

15. Гайнетдинов Р.Г. Обработка и интерпретация материалов ядерно-геофизических методов для оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов / Р.Г. Гайнетдинов, О.Е. Рыскаль, А.Н. Огнев [и др.] // Каротажник. Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 7–8. – С. 129–138.

16. Фаттахов И.Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, В.В. Адонкин // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2014. – С. 6–9.

17. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.

18. Янтурин Р.А. О некоторых аспектах увеличения длины эффективного бурения горизонтального интервала или бокового отклонения ствола скважины / Р.А. Янтурин, А.Х. Габзалилова, А.Ш.

Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 2. – С. 28–31.

19. Пат RUS 2408780 16.02.2010. Способ изоляции вод и интенсификации притока нефти в карбонатных пластах / Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, Е.Г. Кормишин, В.П. Калмыков, А.К. Сахапова, Л.С. Кулешова.

УДК 622.276

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ ПРОППАНТА

Р. К. Шагалеев

(ООО «Газпромнефть-Хантос»)

Аннотация. В статье приводится краткий обзор современных технологий, используемых на месторождениях России для предотвращения обратного выноса проппанта из трещины. Показаны достоинства и недостатки каждой из технологий, области применения на основе данных промышленных испытаний.

Ключевые слова: проппант, продуктивность, проницаемость, гидравлический разрыв пласта (ГРП), антиседиментационные добавки.

UDC 622.276

OVERVIEW OF TECHNOLOGIES AGAINST PROPPANT FLOWBACK

R. K. Shagaleev

(LLC «Gazpromneft-Khantos»)

Abstract. The article provides a brief overview of modern technologies used in the fields of Russia to prevent the return of proppant from the fracture. The advantages and disadvantages of each technology, applications based on the data of industrial tests.

Keywords: proppant, productivity, permeability, hydraulic fracturing (fracking), antisidetone supplements.

Как известно, сущность гидравлического разрыва пласта (ГРП) состоит в том, что при помощи закачки жидкости разрыва происходит раскрытие системы естественных трещин или создание новых искусственных [1], а для предотвращения их смыкания после снижения давления в жидкостную смесь добавляют специальный расклинивающий агент (чаще всего проппант). Устойчивое положение пропантной набивки в трещине играет важную роль в эффективности проведенной операции ГРП. Во многих случаях (в основном в низкопроницаемых пластах) большая часть добываемой продукции проходит через эти системы трещин, тем самым огибая загрязненные участки призабойной зоны скважин (ПЗС) или области пласта с ухудшенными коллекторскими свойствами [2]. В случае перемещения зерен проппанта по телу трещины или полного выноса вместе с продукцией из скважины снижается ширина трещины, а вместе с ней ее проводимость (формула 1) — способность пропускать через себя флюид:

$$F_{cd} = \frac{K_f \times w}{K \times x_f}, \quad (1)$$

где K_f — проницаемость пропантной набивки трещины,
 w — средняя ширина трещины,
 k — проницаемость пласта,
 x_f — длина стороны квадратной площади дренирования.

Особенно критической зоной, чаще всего подвергаемой разрушению и выносу незакрепленных гранул проппанта, считают прискважинную часть трещины, которая является выходным каналом трещины гидроразрыва.

Технология крепления проппанта

На многих месторождениях России проблема выноса проппанта решается при помощи закачки специального проппанта, покрытого смоляной оболочкой, в конечной стадии операции. Крепление такого проппанта, получившего название resin-coated proppant (RCP), происходит при давлении свыше 69 атм, а при атмосферном давлении сшивание происходит при 90°C [3]. Обязательным условием склеивания закаченного объема RCP, который иногда достигает и до 50% от всей массы закачиваемого в трещину проппанта, является пластовое давление и время выдержки после операции ГРП, которое обычно занимает не более 48 часов.

Технология термозакрепления проппанта

Но, как показали исследования [4], при производстве ГРП температура пласта может снизиться до 45°C , а после ГРП в скважине остаются флюиды различной природы (остатки геля ГРП, деструктора, пластовой жидкости), что ухудшает способность зерен РСР скрепляться между собой и влияет на качество адгезии. Поэтому в качестве разогревающего состава применяют специальные растворы, которые образуют экзотермическую реакцию с выделением большого количества тепла на забое скважины (на некоторых скважинах зафиксировано повышение температуры до 140°C) [4, 5]. Применение технологии ограничено группой скважин, на которых не планируется проведение кислотных ОПЗ, так как кислотная среда негативно влияет на покрытие РСР.

Применение РСР и термозакрепления во многих случаях снижает концентрацию механических примесей в продукции эксплуатируемых скважин, снижает негативное воздействие абразивных частиц проппанта на рабочие органы спущенных насосных установок, тем самым увеличивая работу скважины без отказа и снижая расходы на дополнительные ремонты по смене узлов компоновок спущенного оборудования. Но из-за высокой стоимости РСР и, как утверждают многие специалисты, худшей проводимости набивки (из-за спекания зерен РСР между собой полезное свободное пространство для прохождения флюида снижается) в сравнении с обычным проппантом проведение операции ГРП, используя только РСР, не всегда целесообразно.

ГРП с антиседиментационными добавками

В качестве альтернативы РСР используются антиседиментационные добавки, которые дозируются в рабочую жидкость вместе с проппантом. При проведении ГРП проппант стремится к оседанию под действием гравитации. Таким образом, часть проппанта может не достигнуть конца трещины, тем самым часть ее полудлины остается незакрепленной, а в некоторых участках образуются локальные сгустки проппантной набивки повышенной ширины [6], а значит, и участки пониженной устойчивости проппантной набивки, потому что, как показали результаты исследований [7], состояние проппантной набивки при ширине трещины, превышающей часть средних диаметров частиц проппанта, всегда остается неустойчивым. Применение антиседиментационных добавок позволяет снизить скорость осажде-

ния проппанта в трещине после остановки закачки и способствует его равномерному распределению по высоте и длине трещины.

Добавки представляют собой в основном продукты органического происхождения, которые растворяются или разрушаются в пластовых условиях, тем самым не загрязняя полость трещин.

В результате проведения опытно-промышленного опробования описанных технологий на некоторых месторождениях было получено приращение среднего дебита нефти до 10 т/сут в сравнении с обычным ГРП. Ограничением применения антиседиментационных добавок при проведении ГРП является пластовая температура, так как при низких температурах добавки не разлагаются. Использование технологии крайне сложно в применении, а в случае нарушений производственного цикла снижается эффективность ГРП.

Список литературы

1. Жданов С.А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 58–61.
2. Экономидес М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. От теории к практике / М. Экономидес, Р. Олини, П. Валько. – М.: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.
3. Погорелов С.В. Опыт эксплуатации УЭЦН в условиях повышенного содержания мехпримесей / С.В. Погорелов, С.Н. Ануфриев // Инженерная практика. – 2010. – № 2. – С. 68–72.
4. Потенциал технологий закрепления проппанта для повышения эффективности гидроразрыва пласта / О.В. Акимов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 11. – С. 31–33.
5. Гарифуллин А.Р. Опыт борьбы с мехпримесями в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Инженерная практика. – 2010. – № 2. – С. 20–25.
6. Успешное применение технологии FiberFrac на юрских пластах в Западной Сибири / Р. Каюмов [и др.] // Нефтесервис. – 2012. – № 9. – С. 33–35.
7. Кейбал А.А. О причинах обратного выноса проппанта в ствол скважины после гидроразрыва продуктивного пласта / А.А. Кейбал, А.В. Кейбал // Бурение и нефть. – 2009. – № 11. – С. 29–36.

УДК 622.276

РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ВЫРАВНИВАНИЕМ ПРОФИЛЯ ПОГЛОЩЕНИЯ ПЛАСТА И ИЗОЛЯЦИЕЙ ОБВОДНЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ ПЛАСТА

А. М. Дагирманов (БГР-11-12)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Рассматриваются потокоотклоняющие технологии для повышения нефтеотдачи пластов путем блокирования водопроданных зон образованием гелей и осадков. Приведен анализ технологий воздействия на нефтяной пласт гелеобразующих композиций.

Ключевые слова: потокоотклоняющая технология, гель, обводненность, нагнетательная скважина, нефтеотдача.

UDC 622.276

REGULATION OF OIL EXTRACTION BY LEVELLING THE FORMATION ABSORPTION PROFILE AND ISOLATION OF FORMATION WATERED INTERVAL

A. M. Dagirmanov (BGR-11-12)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. Discusses the flow deviation technologies for enhanced oil recovery by blocking watered zones by forming gels or precipitates. The analysis of the impact of technology on the oil reservoir of the gel-forming compositions.

Keywords: flow deviation technology, gel, watercut, injection well, oil recovery.

При разработке месторождений с нагнетанием воды в продуктивные пласты, половина геологических запасов остается неизвлеченной. Пласты с различной проницаемостью в неоднородных сложно построенных коллекторах вырабатываются неодинаково; истощаются высокопроницаемые пласты, в то время как низкопроницаемые пропластки практически вообще не затрагиваются. Это подтверждают исследования, согласно которым при различии в проницаемости

пропластков на 30...40% практически вся закачиваемая вода поглощается наиболее проницаемым пропластком. Такая же закономерность, очевидно, будет иметь место, когда резко различается проницаемость по простиранию продуктивного пласта в различных направлениях от нагнетательной скважины.

Наиболее востребованными технологиями являются технологии, основанные на превращении закачиваемой композиции в гель через определенный промежуток времени с целью изоляции обводненных интервалов пласта и выравнивания профиля поглощения пласта через уменьшение проницаемости отдельных интервалов пласта [2].

Для повышения нефтеотдачи пласта в НГДУ «Туймазанефть» применяют несколько потокоотклоняющих технологий, эффективность которых представлена в таблице 1.

Таблица 1 — Эффективность потокоотклоняющих технологий, применяемых в НГДУ «Туймазанефть»

Технология	Количество обработанных скважин	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
Цеолит плюс нефелин	10	6,86
Когор	67	40,7
Гивпан	1	0,032

Перечисленные методы основаны на ограничении доступа водопромытых зон с помощью создания осадков и гелей, формирующихся при реакции с породой, водой или составными частями реагентов.

Главным образом технология «гивпан» применяется в эксплуатационных скважинах, где требуется существенное снижение обводненности извлекаемой жидкости. Происходит это в карбонатных и терригенных пластах. Результат достигается уменьшением проницаемости промытых пропластков рабочей части пласта. Датой создания данной технологии считается 1996 год, а разработчиком — институт «БашНИПИнефть».

Основная суть использования композиции на базе полимера гивпан (гидролизованное волокно полиакрилонитрильное) и алюмохлорида состоит в том, что возникнувший непосредственно в коллекторе в результате контакта макромолекул гивпана с высокоминерализованной сточной водой или с алюмохлоридом гелеобразный осадок не поддается размыву. Вследствие этого уменьшается проницаемость

обводненного пласта и начинают эксплуатироваться новые малодренированные сегменты с большим содержанием нефти [2].

Технология «гивпан» не уступает технологии «цеолит плюс нефелин» по качественным признакам, но получила меньшее распространение в связи с ростом цен на данный гелеобразователь. Исходя из достаточно высокой степени выработанности пласта и результатов применения технологии на аналогичных месторождениях дополнительная добыча нефти на одну скважинную обработку равна 32 т [4].

Технологию «когор» наиболее целесообразно использовать на заключительной стадии разработки нефтяного месторождения, состоящего из неоднородных по проницаемости карбонатных и терригенных пластов. Осадкогелеобразующая композиция на основе силикатов попадает в пласт в результате закачивания ее через нагнетательную скважину. Смысл технологии основывается на порционной закачке водных растворов высокомолекулярного силиката натрия, в которые внедряют гелеобразователи. Этот состав через определенный период времени формирует гель, который уменьшает проницаемость пористой среды.

Цель данной технологии заключается в существенном уменьшении обводненности продукции, управлении процессом вытеснения путем образования осадка в обводненных пластах. Технология предполагает использование насыщенных растворов жидкого стекла, хлоридов кальция, магния, алюминия, каустической соды и глинистой суспензии. В результате формируется гель, который закрепляет выпавший в фильтрационных каналах осадок, что приводит к существенному увеличению фильтрационного сопротивления промытых зон пласта.

Технология «цеолит плюс нефелин» используется в нагнетательных скважинах, на залежах с карбонатными и терригенными коллекторами. Данная технология была создана и подготовлена к внедрению в 2001 году институтом «БашНИПИнефть» [1].

Использование данного метода позволяет значительно уменьшить проницаемость промытых пропластков эффективной мощности пласта, что введет к снижению обводненности извлекаемой жидкости и увеличению охвата пласта заводнением.

Физико-химическая сущность применения гелеобразующего состава заключается в том, что гелеобразующая оторочка фильтруется в наиболее проницаемые пропластки и трещины, снижает проницаемость промытых пропластков, и с изменением направления фильтра-

ционных потоков, как следствие, увеличивается охват пласта заводнением [5].

Количество обработок каждого метода представлено на рисунке 1.

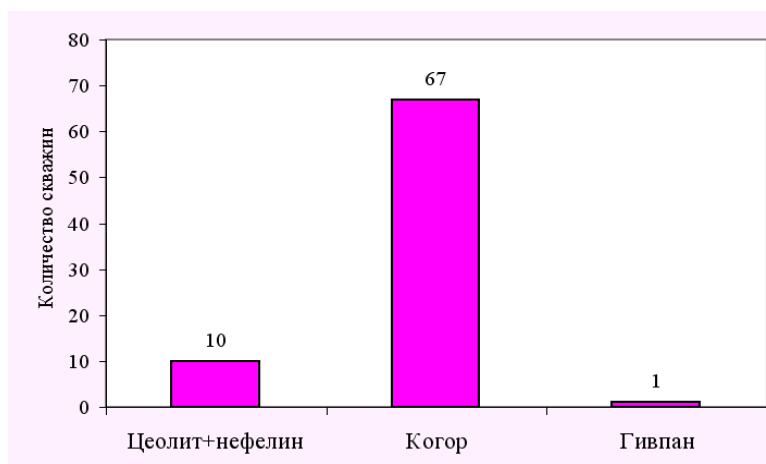


Рисунок 1 — Количество скважино-обработок по потокоотклоняющим технологиям

Обобщенные данные по удельной технологической эффективности технологий представлены на рисунках 2, 3.

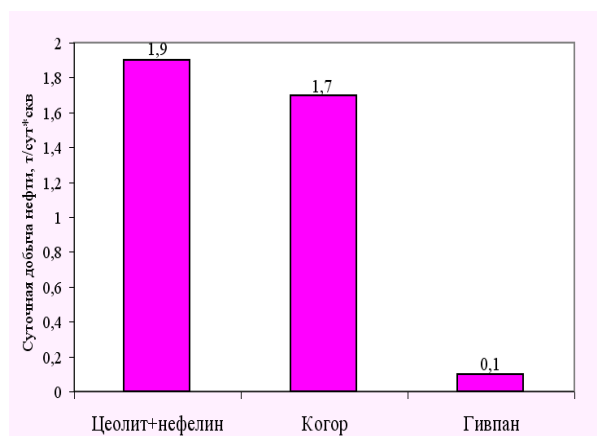


Рисунок 2 — Удельная эффективность на обрабатываемую скважину

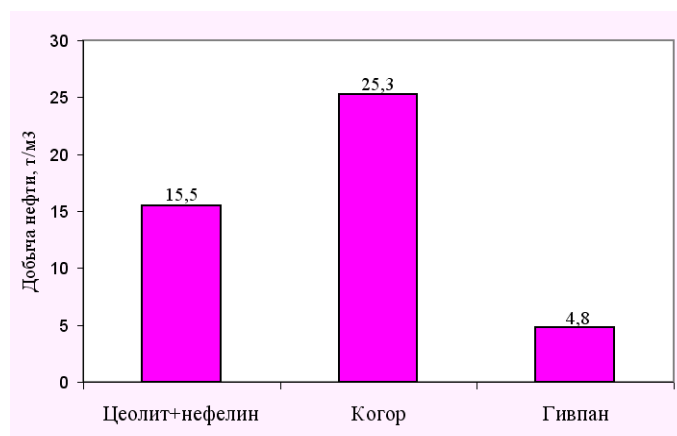


Рисунок 3 — Удельная технологическая эффективность на 1 м³ реагента

Из рассмотренных гелеобразующих композиций наибольший эффект достигается при применении технологии «цеолит плюс нефелин». При обработке десяти скважин данной композицией дополнительная добыча составляет 6,86 тыс. т. Суточная добыча нефти принимает более высокие значения. Так, эффективность на одну скважину при закачке «цеолит плюс нефелина» равна 1,9 т/сут, по сравнению с «когором» и «гивпаном», где суточная добыча составляет

1,7 т/сут и 0,1 т/сут соответственно. Данная композиция является лучшим методом ограничения водопритока.

Список литературы

1. Инструкция по проведению опытно-промышленных работ по закачиванию композиции «цеолит плюс нефелин», КШАС-М, УСК-1 и соляной кислоты в нагнетательные и добывающие скважины нефтяных месторождений. – Уфа: БашНИПИнефть, 2002.
2. Результаты внедрения физико-химических методов повышения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях ОАО «АНК Башнефть» [Текст] / В.В. Кондров [и др.]. – Уфа: ООО «ИПЦ Интех».
3. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.
4. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, № 4. – С. 47–50.
5. Пат. RUS 2419714 11.01.2010. Способ изоляции водопритока в скважине / Р.Р. Кадыров, Д.К. Хасанова, А.С. Жиркеев, А.К. Сахапова, С.Р. Хасанов.
6. Методы оценки текущего энергетического состояния пласта, определения профиля притока, техсостояния колонны / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, О.А. Грезина [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 8–1. – С. 76–88.
7. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.
8. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.
9. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.
10. Ахметов Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики // Геология,

геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62.

11. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

12. Хузина Л.Б. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами / Л.Б. Хузина, Л.В. Петрова, С.В. Любимова // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 62.

13. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

14. Гайнетдинов Р.Г. Обработка и интерпретация материалов ядерно-геофизических методов для оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов / Р.Г. Гайнетдинов, О.Е. Рыскаль, А.Н. Огнев [и др.] // Каротажник. Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 7–8. – С. 129–138.

15. Фаттахов И.Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, В.В. Адонкин // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2014. – С. 6–9.

16. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.

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

УДК 622.276

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОСАДКООБРАЗУЮЩЕЙ
ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ СУЛЬФАТА НАТРИЯ
ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ
В ООО «РОСНЕФТЬ-ПУРНЕФТЕГАЗ»**

И. М. Шакуров (БГР-11-11)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

UDC 622.276

**EXPERIENCE OF APPLICATION OF SEDIMENT-FORMING
TECHNOLOGY ON THE BASIS OF SODIUM SULFATE
TO INCREASE THE OIL RECOVERY
AT LLC «ROSNEFT-PURNEFTEGAS»**

I. M. Shakurov (BGR-11-11)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Аннотация. Основная часть нефтяных месторождений ООО «Роснефть-Пурнефтегаз» находится на третьей или четвертой стадиях разработки. Для них характерны снижение добычи нефти и рост обводненности добываемой продукции. Одним из направлений в проблеме увеличения нефтеизвлечения пластов и снижения обводненности скважин, получившим развитие в мировой практике и у нас в стране, является ограничение и изоляция водопритока путем перекрытия высокопроницаемых пропластков осадкообразующей технологией на основе сульфата натрия. В процессе исследования рассматриваются теоретические основы данной технологии, приготовление и закачка осадкообразующих составов, а также производится выбор опытных участков для их внедрения. В результате исследования установлено, что увеличение нефтеизвлечения пластов осадкообразующей технологией на основе сульфата натрия в настоящее время для ООО «Роснефть-Пурнефтегаз» является приоритетным направлением.

Ключевые слова: нефть, разработка, увеличение нефтеизвлечения, осадкообразующая технология, реагент, ограничение и изоляция

водопритока, высокопроницаемый пропласток, выравнивание профиля приемистости.

Abstract. The main part of oil fields of LLC «Rosneft-Purneftegas» is in the third or fourth stages of development. They are characterized by the decrease in oil production and the increase in water content of produced fluids. One of the trends in the increase of oil recovery of layers and reduce water cut wells, which were developed in world practice and in our country, is the limitation and isolation of water inflow by the overlap of highly permeable interlayers of sediment-forming technology on the basis of sodium sulfate. In the research process, discusses the theoretical basis of this technology, preparation and injection of sediment-forming compositions, as well as the selection of the test sites for their implementation. The study found that the increase of oil recovery of layers of sediment forming technology on the basis of sodium sulfate at the present time to LLC «Rosneft-Purneftegas» is a priority.

Keywords: oil, development, increase of oil extraction, sediment-forming technology, reagent, restriction and isolation of water inflow, high permeable zone, the alignment of the injectivity profile.

На сегодняшний день основным методом разработки месторождений в России является заводнение с применением системы поддержания пластового давления. При таком способе добычи неуклонно растет обводненность скважинной продукции и происходит неравномерная выработка нефтяных запасов. К тому же, как известно, большая часть запасов сосредоточена в неоднородных низкопроницаемых коллекторах, разработка которых невозможна без выравнивания профиля приемистости, для чего необходимы потокоотклоняющие материалы, в качестве которых могут выступать осадкообразующие реагенты.

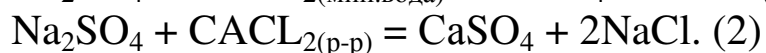
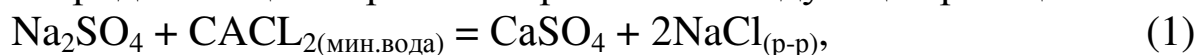
Так, на Тарасовском месторождении ООО «Роснефть-Пурнефтегаз» за последние годы были внедрены новые технологии воздействия на пласт, к числу которых относится осадкообразующая технология, содержащая сульфат натрия [1, 2]. Выбор опытных участков и скважин для закачки осадкообразующих составов, содержащих сульфат натрия, основывается на результатах комплексного анализа геолого-физической характеристики и особенностей строения пласта, особенностей литологической и гидродинамической связи между пропластками и скважинами [3].

Для воздействия на пласт осадкообразующей технологией, содержащей сульфат натрия, был выбран опытный участок Тарасовского месторождения, расположенный в восточной его части и удовлетворяющий следующим геолого-физическим и промысловым критериям:

- тип коллектора — пористый с послойной и зональной неоднородностью;
- тип пластовых вод — преимущественно хлоридно-кальциевый;
- обводненность добываемой продукции — более 70%;
- относительно низкая степень выработанности объекта в целом;
- пористость — не менее 10 %;
- средняя проницаемость — не менее 0,005 мкм²;
- приемистость нагнетательной скважины — не менее 100 м³/сут.

Кроме того, оценивались доставка оборудования и химических реагентов до места проведения работ, а также условия, время и продолжительность их проведения. Перед проведением работ были изучены материалы по техническому состоянию обсадной колонны с целью подтверждения ее целостности и отсутствия перетоков в вышележащие пласты [4–6].

Технология предназначена для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и повышения коэффициента охвата пласта заводнением с одновременным регулированием параметров нефтевытеснения и нефтеизвлечения [2]. Суть технологии заключается в следующем: в нефтяной пласт первоначально закачивают раствор сульфата натрия или композиции, содержащие его, а затем раствор хлорида кальция. При этом протекают следующие реакции:



Образование осадка сульфата кальция протекает при реагировании сульфата натрия с хлоридом кальция, содержащимся как в минерализованной воде (1), так и в закачиваемом растворе (2). В пластовых условиях под действием температуры эти процессы протекают более интенсивно.

Выбор указанной последовательности закачки реагентов обусловлен следующими причинами. Во-первых, если сравнивать скорость продвижения в пласте реагентов — раствора сульфата натрия, закачиваемой воды и раствора хлорида кальция, — то раствор сульфата натрия уступает, так как частично сорбируется на поверхности

породы. Во-вторых, из-за взаимодействия раствора сульфата натрия с минерализованной водой выделяется высокодисперсный осадок сульфата кальция. В-третьих, увеличивается фильтрационное сопротивление и снижается скорость фильтрации нагнетаемой воды из-за возникновения твердой фазы в фильтрующей жидкости. В-четвертых, только после закачки буфера воды закачивают раствор хлорида кальция, так как нужно обеспечить продвижение реагента от призабойной зоны в объем пласта. В ходе продвижения хлорид кальция реагирует с сульфатом натрия и образует массивный осадок кристаллического сульфата кальция, непосредственно уменьшающий фазовую проницаемость породы по воде и способствующий перераспределению фильтрационных потоков [7].

При использовании осадкообразующей технологии, содержащей сульфат натрия, для доставки товарного продукта, приготовления рабочего раствора и закачки его в пласт используются следующая техника и оборудование:

- АЦН-10, 4 шт.;
- агрегат ЦА-320, 2 шт.;
- емкость для приготовления и хранения растворов.

Сульфат натрия в товарном виде завозится на скважину и готовится рабочий раствор разбавлением его водой из системы поддержания пластового давления. Приготовление и закачка рабочих растворов (рис. 1) осуществляется в нагнетательные скважины согласно индивидуальным планам работ в один или несколько циклов.

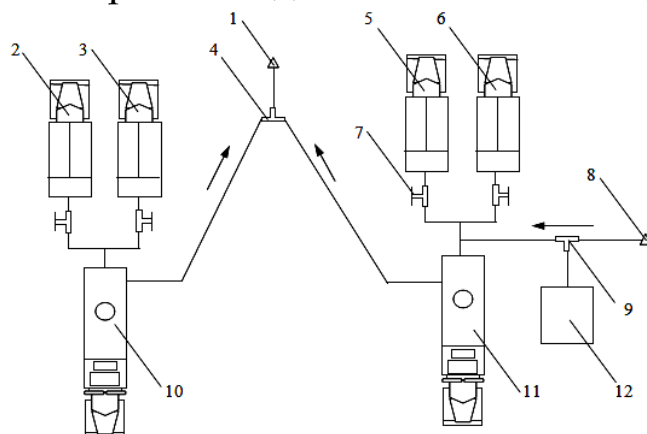


Рисунок 1 — Схема приготовления и закачки

осадкообразующей технологии, содержащей сульфат натрия:

- 1 — обрабатываемая нагнетательная скважина; 2, 3 — автоцистерна с раствором сульфата натрия; 4 — тройник; 5 — автоцистерна с раствором хлористого кальция; 6 — автоцистерна с гидрофобизатором; 7 — кран; 8 — нагнетательная скважина — источник воды; 9 — эжектор; 10, 11 — ЦА-320; 12 — емкость для приготовления и хранения растворов

Обработка скважин по данной технологии предполагает последовательную закачку следующих оторочек (рис. 2):

- раствор сульфата натрия с гидрофобизатором;
- буферный объем технической воды;
- раствор хлористого кальция;
- буферный объем технической воды.

После проведения работ устанавливается режим закачки, определяется приемистость скважины при рабочем давлении нагнетания. Составляется акт на выполненные работы с указанием фактических данных с учетом каждого цикла. Скважина подключается к водоводу.



Рисунок 2 — Закачка оторочек осадкообразующей технологии, содержащей сульфат натрия

Объем оторочек рассчитывается исходя из индивидуальных характеристик объекта. Средний расход реагентов на 250 м³ технической воды: Na₂SO₄ — 24 т, CaCl₂ — 18 т, гидрофобизатора — 6 т [2, 7].

Заключение

Для данного метода увеличения нефтеизвлечения присущи следующие признаки и достоинства:

- повышение нефтеизвлечения возникает за счет блокирования водонасыщенных и водопромытых участков пласта образованием в них нерастворимого осадка и интенсификации разработки слабодренируемых областей и участков;

- осадок появляется только в пласте в водопромытых областях при содействии закачиваемого реагента с минерализованной водой, что собственно исключает блокирование нефтенасыщенных областей и участков;

- для осуществления данного процесса — метода увеличения нефтеизвлечения с применением осадкообразующей технологии на основе сульфата натрия — не требуется специальной техники и оборудования;

— данный метод увеличения нефтеизвлечения легко и просто проводится и не несет побочных, негативных явлений (не содействует коррозии, АСПО и солеотложениям, исключается образование осадка в рабочих емкостях, установках, призабойной зоне и т. д.);

— реагент не подвергается термодеструкции, а это для условий глубоко залегающих пластов играет значительную роль;

— разработка очень экономична и выгодна: на 1000 кг химического реагента (активное вещество) гарантируется минимум 500000 кг дополнительно нефти;

— разработка защищена патентом Российской Федерации.

Таким образом, рассматриваемый метод увеличения нефтеизвлечения является высокоэффективным, доступным, экономически выгодным и обеспечивает высокий уровень безопасности и экологичности производства. И на основании вышеизложенного можно рекомендовать его для дальнейшего внедрения на Тарасовском месторождении или месторождениях с подобными геолого-физическим и промысловым критериями [8–23].

Список литературы

1. Авторский надзор за текущим состоянием разработки и реализацией проектных решений на месторождениях разрабатываемых НГДП «Тарасовскнефть». – Тюмень: СибНИИНП, 2001.

2. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

3. Баренблатт Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. – 298 с.

4. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Тарасовского месторождения. – Тюмень: СибНИИНП, 1989.

5. Технологическая схема разработки Тарасовского газоконденсатного месторождения. – Тюмень: СибНИИНП, 1988.

6. Афонин Д. Г. Дополнения к технологической схеме разработки Тарасовского и Восточно-Тарасовского месторождений. – Москва.: ООО «НВФ «Минерал», 2005.

7. Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении / И.А. Швецов, В.Н. Маньшин. – Самара: Дом печати, 2002. – 392 с.

8. Гуторов А.Ю. К вопросу об изучении поведения дисперсии параметров неоднородности продуктивных пластов в условиях разра-

ботки нефтяных месторождений Татарстана // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – № 1. – С. 35–42.

9. Гуторов А.Ю., Петрова Л.В. Механизм и условия образования асфальто-смоло-парафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – № 2. – С. 23-27.

10. Гуторов А.Ю. Применение потокоотклоняющих технологий для увеличения конечной выработки нефтяных пластов. – Октябрьский: ОГТ, 2014. – 185 с.

11. Гуторов А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана // Газовая промышленность. – М.: ООО «Газойл пресс», 2013. – № 696. – (Спец. вып.: Добыча углеводородов: геология, геофизика, разработка месторождений. – С. 61-63).

12. Гуторов А.Ю. Возможности применения термоимплозионного воздействия на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2013. – № 4. – С. 8-11.

13. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.

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

15. Гуторов А.Ю. Разработка комплексной технологии термогазобаровоздействия на призабойную зону пласта на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 2009. – 24 с.

16. Гуторов А.Ю. Разработка комплексной технологии термогазобаровоздействия на призабойную зону пласта на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 2009. – 158 с.

17. Гуторов А.Ю. О возможности оптимизации технологии термогазобарического воздействия на ПЗП добывающих скважин в условиях поздней стадии эксплуатации Акташской площади Ново-Елховского месторождения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 2. – С. 21–25.

18. Гуторов А.Ю. К вопросу о путях повышения эффективности термогазобарической обработки призабойной зоны пласта в условиях терригенных коллекторов девонских отложений // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 1. – С. 27–31.

19. Мухаметшин В.Ш. К вопросу о возможности оценки степени риска обоснованного выбора объектов обработки призабойной зоны пласта методом термогазобаровоздействия / В.Ш. Мухаметшин, А.Ю. Гуторов. // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 8. – С. 28–29.

20. Гуторов А.Ю. Результаты исследования причин роста обводненности продукции после термогазобарической обработки ПЗП добывающих скважин в условиях Акташской площади Новоелховского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 3. – С. 28–31.

21. Гуторов А.Ю. Современные тенденции в развитии различных видов технологий соляно-кислотных обработок и пути их оптимизации с целью повышения эффективности применения / А.Ю. Гуторов, Ю.А. Гуторов / Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. – № 10. – С. 18–21.

22. Гуторов А.Ю. Анализ эффективности применения технологии термоимплозионной обработки скважин в условиях терригенных коллекторов Новоелховского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 6. – С. 63–66.

23. Гуторов А.Ю. Анализ результатов повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов Новоелховского месторождения на основе применения щелочно-кислотной композиции // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – № 12. – С. 35–42.

24. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

25. Фаттахов И.Г. Расчет эффективности применения соляно-кислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фаттахов, Д.В. Новоселова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-6. – С. 1186–1190.

26. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г.

Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.

27. Ахметов Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87–89.

28. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

29. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образуемых в скважинных насосах / Зайдуллина Э.М. [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 3.

30. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.

31. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

32. Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по данным углеродно-кислородного каротажа / Кучурин Е.С. [и др.] // Каротажник. – 2004. – № 12-13. – С. 125.

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

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

УДК 622.276

РАБОТА УСТАНОВКИ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В РЕЖИМЕ ПОВТОРНЫХ КРАТКОВРЕМЕННЫХ ВКЛЮЧЕНИЙ — ЭФФЕКТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

И. М. Шакуров (БГР-11-11)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В данной статье рассмотрен один из перспективных методов повышения эффективности эксплуатации средне- и малodeбитного фонда скважин на Южной лицензионной территории (ЮЛТ) Приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» — работа установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) в режиме повторных кратковременных включений (ПКВ). Целью исследования является определение направлений и технологий повышения эффективности и снижения ресурсозатрат при эксплуатации средне- и малodeбитного фонда скважин. В процессе исследования производится анализ эксплуатации и отказов механизированного фонда, определяется направление для оптимизации УЭЦН и производится экспресс-подбор оборудования и расчет эффективности режима ПКВ. В результате доказана целесообразность и актуальность применения данной технологии.

Ключевые слова: нефть, добыча, скважины, дебит, установки погружных электроцентробежных насосов, режим повторных кратковременных включений, межремонтный период, энергоэффективность.

UDC 622.276

THE WORK OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPS IN THE MODE OF REPEATED SHORT-INCLUSIONS — EFFECTIVE TECHNOLOGY OF OIL PRODUCTION

I. M. Shakurov (BGR-11-11)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. This article discusses one of the promising methods to improve operating efficiency at medium and low-yield wells at the southern

license area (ULT) Priobskoe Deposit of the JSC «Gazpromneft-hantos» — the work of installing electrical submersible pumps (ESP) in the mode of repeated intermittent inclusions (TOR). The aim of the study is to determine trends and technologies to improve efficiency and reduce costs in the operation of medium and low-yield wells. The research process includes the analysis of operation and failure of the mechanized Fund is determined by the direction to optimize the ESP system and the Express-equipment selection and calculation of the effectiveness of the TOR. The result proved the feasibility and relevance of the technology.

Keywords: oil, production, wells, production rate, the installation of submersible electric centrifugal pumps, the repeat intermittent inclusions, mtbr, and energy efficiency.

На современном этапе развития нефтяной промышленности одной из основных задач нефтедобывающих компаний является снижение себестоимости добычи нефти, а также возможности увеличения ее добычи. Этого можно достигнуть только при комплексном подходе к решению этой задачи: это и борьба с факторами, осложняющими эксплуатацию скважин, и экономия электроэнергии, и увеличение межремонтного периода (МРП), и увеличение добычи нефти посредством применения новых рациональных технологий. Технологии, позволяющие решить эти задачи, существуют. Наиболее приемлемая и экономически выгодная из них — это технология ПКВ УЭЦН [1–4].

ООО «Газпромнефть-Хантос» добывает нефть на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа (ЮЛТ Приобского месторождения, Южно-Киньяминское, Южное, Пальяновское и Орехово-Ермаковское месторождения) и Тюменской области (Зимнее месторождение). На ЮЛТ Приобского месторождения весь механизированный фонд оснащен УЭЦН — это 1143 скважины. Из них 20% работают в периодическом режиме, 80% — в режиме постоянной откачки (рис. 1, а). По потенциалам средне- и малodeбитный фонд составляет 88% от общего (рис. 1, б) [5].

Рассмотрим структуру отказов УЭЦН в период с 2008 по 2012 годы. Основными причинами отказов и остановок являются солеотложения, механические примеси и недостаточный приток (рис. 2). Доля скважин, остановленных по причине недостаточного притока жидкости, в ООО «Газпромнефть-Хантос» в период с 2008 по 2012 годы составило 20%, но стоит учесть, что с 2011 года остановок по

данной причине не происходило. С начала 2011 года был введен в применение режим ПКВ УЭЦН [6, 7].

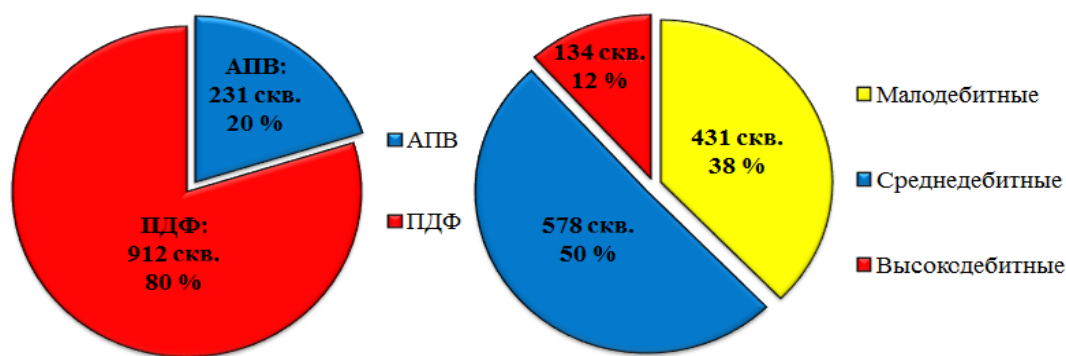


Рисунок 1 — Распределение добывающего фонда по режиму работы и по потенциалам скважин

Суть режима в спуске при текущем капитальном ремонте скважины насоса с производительностью ($Q \geq 60 \text{ м}^3/\text{сут}$), превышающей потенциал скважины минимум в 3 раза. Технология ПКВ работы представляет собой способ механизированной добычи нефти из скважин, оборудованных УЭЦН, при котором циклическую кратковременную откачку жидкости из скважины чередуют с накоплением. По решению технологической службы один цикл откачки и накопления укладывается в 1 час/2 часа. Забойное давление (депрессия) меняется незначительно (2–5 атм), поэтому гидродинамические процессы в пласте и стволе скважины от забоя до приема насоса почти не отличаются от процессов при непрерывной эксплуатации скважин, то есть ПКВ — практически непрерывный способ эксплуатации скважин с точки зрения гидродинамики. Основой данного режима является разный коэффициент полезного действия (КПД) установок в зависимости от производительности [2, 3, 8]. С увеличением производительности КПД насоса увеличивается, как показано на рис. 3 [5–7].

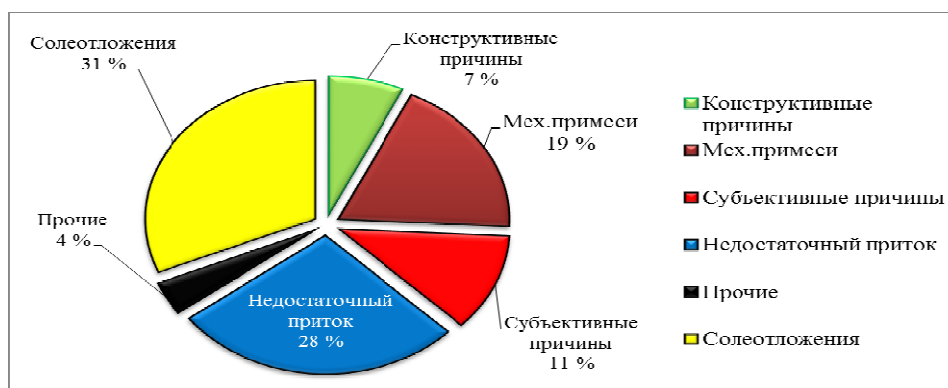


Рисунок 2 — Структура отказов механизированного фонда

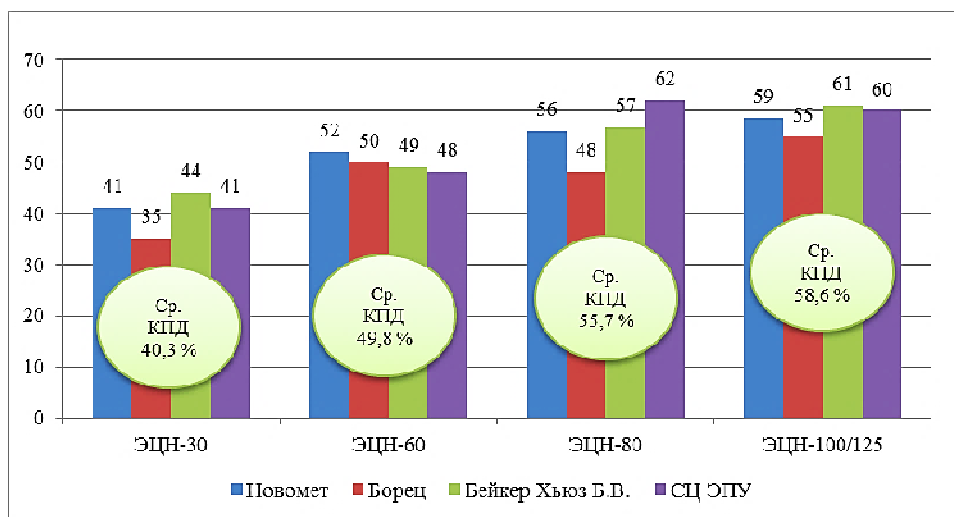


Рисунок 3 — КПД УЭЦН

Таким образом, можно произвести расчет подбора ЭЦН и его рабочие показатели для режима ПКВ.

Условные параметры скважины: $Q = 30 \text{ м}^3/\text{сут}$, $P_{\text{заб}} = 60 \text{ атм}$, спуск — 2250 м и интервал перфорации — 2400–2432 м.

Для режима ПДФ (постоянно действующий фонд) необходимо установить условный насос ЭЦН30-2400 с двигателем 28 кВт/ч, КПД установки — 40,3%. Соответственно расход электроэнергии составит: $24 \cdot 28 \cdot 0,78 = 524,2 \text{ кВт/сут}$.

Для режима ПКВ выбираем ЭЦН100-2400 с двигателем 75 кВт/ч, КПД установки — 58,6%. Выбираем цикл режима 1 час в виду более высокой средней депрессии. Расчет режима:

— откачка насоса (работа):

$$T_{\text{раб}} = \frac{Q_{\text{скв}}}{Q_{\text{эцн}}} \cdot 60 \text{ мин} = \frac{30}{100} \cdot 60 = 18 \text{ мин};$$

— накопление насоса (остановка):

$$T_{\text{ост}} = 60 \text{ мин} - T_{\text{раб}} = 60 - 18 = 42 \text{ мин}.$$

Следовательно, ЭЦН100-2400 работает всего 7,2 часа в сутки. Расход электроэнергии составит: $7,2 \cdot 75 \cdot 0,78 = 421,2 \text{ кВт/сут}$.

Вывод: ЭЦН100-2400 в режиме ПКВ за сутки расходует на 19,6% (103 кВт/сут) меньше электроэнергии, чем ЭЦН30-2400 в режиме ПДФ. Экономия за год составит 37595 кВт.

Принятые критерии подбора скважины и область применения:

- применяется на скважинах с низким дебитом (как правило, менее $30 \text{ м}^3/\text{сут}$), а также с нестабильным притоком;

- на скважинах, вводимых в эксплуатацию после бурения, капитального ремонта и геолого-технических мероприятий при снижении дебита в процессе освоения [2, 3].

При эксплуатации скважин в режиме ПКВ необходимо:

- использование программируемых станции управления с плавным пуском или частотно регулируемые преобразователи;
- использование двух обратных клапанов и шламоуловителя;
- наличие термоманометрической системы (ТМС) для контроля температуры двигателя и давления на приеме УЭЦН;
- предпочтительно использование вентильного привода [8].

Заключение

Ввиду тенденции роста обводненности добываемой продукции и повышения сложности выработки запасов перспективными направлениями являются энергоэффективность и повышение надежности применяемого оборудования и режимов его эксплуатации. Внедрение режима ПКВ на средне- и малodeбитном фонде решает комплекс задач, таких как увеличение надежности погружного оборудования, снижение энергопотребления и выравнивание выработки запасов.

При ПКВ ЭЦН обеспечивается снижение уровней вибрации УЭЦН, а нагрев кабеля и погружного электродвигателя происходит в меньшей степени за счет кратковременной работы установки, что позволяет увеличить МРП. При ПКВ отсутствуют ударные токовые перегрузки при пуске УЭЦН за счет станции управления с плавным пуском, служащие основной причиной отказов кабельных линий и удлинителей.

Контроль за работой скважины с помощью блока ТМС позволяет без риска для установки проводить более быстрое и качественное освоение, во время эксплуатации максимально понижать забойное давление и увеличить депрессию на пласт, что способствует дополнительному притоку флюида. Дополнительно получаем эффективную и постоянную обработку призабойной зоны в импульсном режиме, где чередуются импульс депрессии и импульс репрессии. Попеременно меняющееся воздействие на продуктивный пласт дает возможность эффективно «раскачать» пласт, добиться максимизации притока и приобщить трудноизвлекаемые пропластки [2–4, 8].

Также при кратковременной эксплуатации УЭЦН большой производительности есть возможность существенно снизить воздействие солеотложений и мехпримесей [9].

С учетом того, что средне- и малodeбитный фонд ЮЛТ Приобского месторождения составляет около 88% от общего добывающего фонда, данный режим эксплуатации имеет широкий потенциал [10–25].

Список литературы

1. Гиматулинов Ш.К. Справочная книга по добычи нефти. – М.: Недра, 1974.
2. Кузьмичев Н.П. КЭС — новый подход к повышению рентабельности добычи нефти // Бурение и нефть. – 2005. – № 6.
3. Кузьмичев Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин и перспективы развития нефтедобывающего оборудования // Территория Нефтегаз. – 2005. – № 6.
4. Репин Н.Н. Технология механизированной добычи нефти. – М.: Недра, 1975.
5. Авторский надзор за разработкой Южно-Приобского месторождения: отчет о НИР. – Тюмень: СибНИИ НП, 2009.
6. Состояние разработки и перспектива добычи нефти до 2013 г. по месторождениям ООО «Газпромнефть-Хантос»: авторский надзор. – Тюмень: СибНИИ НП, 2013.
7. Дополнительная записка к технологической схеме разработки Южно-Приобского месторождения: отчет. – Тюмень: СибНИИ НП, 2013.
8. Ивановский В.Н. Нефтегазопромысловое оборудование / В.Н. Ивановский [и др.]. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2006.
9. Кузьмичев Н.П. КЭС — эффективный способ эксплуатации скважин, осложненных выносом мехпримесей // Инженерная практика. – 2010. – № 2.
10. Гуторов А.Ю. К вопросу об изучении поведения дисперсии параметров неоднородности продуктивных пластов в условиях разработки нефтяных месторождений Татарстана // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – № 1. – С. 35–42.
11. Гуторов А.Ю., Петрова Л.В. Механизм и условия образования асфальто-смоло-парафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – № 2. – С. 23–27.
12. Гуторов А.Ю. Применение потокоотклоняющих технологий для увеличения конечной выработки нефтяных пластов. – Октябрьский: ОГТ, 2014. – 185 с.

13. Гуторов А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана // Газовая промышленность. – М.: ООО «Газойл пресс», 2013. – № 696. – (Спец. вып.: Добыча углеводородов: геология, геофизика, разработка месторождений. – С. 61–63).

14. Гуторов А.Ю. Возможности применения термоимплозионного воздействия на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2013. – № 4. – С. 8-11.

15. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.

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

17. Гуторов А.Ю. Разработка комплексной технологии термогазобаровоздействия на призабойную зону пласта на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 2009. – 24 с.

18. Гуторов А.Ю. Разработка комплексной технологии термогазобаровоздействия на призабойную зону пласта на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 2009. – 158 с.

19. Гуторов А.Ю. О возможности оптимизации технологии термогазобарического воздействия на ПЗП добывающих скважин в условиях поздней стадии эксплуатации Акташской площади Ново-Елховского месторождения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 2. – С. 21–25.

20. Гуторов А.Ю. К вопросу о путях повышения эффективности термогазобарической обработки призабойной зоны пласта в условиях терригенных коллекторов девонских отложений // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 1. – С. 27–31.

21. Мухаметшин В.Ш. К вопросу о возможности оценки степени риска обоснованного выбора объектов обработки призабойной зоны пласта методом термогазобаровоздействия / В.Ш. Мухаметшин, А.Ю. Гуторов. // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 8. – С. 28–29.

22. Гуторов А.Ю. Результаты исследования причин роста обводненности продукции после термогазобарической обработки ПЗП добывающих скважин в условиях Акташской площади Новоелховского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 3. – С. 28–31.

23. Гуторов А.Ю. Современные тенденции в развитии различных видов технологий соляно-кислотных обработок и пути их оптимизации с целью повышения эффективности применения / А.Ю. Гуторов, Ю.А. Гуторов / Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. – № 10. – С. 18–21.

24. Гуторов А.Ю. Анализ эффективности применения технологии термоимплозионной обработки скважин в условиях терригенных коллекторов Новоелховского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 6. – С. 63–66.

25. Гуторов А.Ю. Анализ результатов повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов Новоелховского месторождения на основе применения щелочно-кислотной композиции // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – № 12. – С. 35–42.

26. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

27. Фаттахов И.Г. Расчет эффективности применения соляно-кислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фаттахов, Д.В. Новоселова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-6. – С. 1186–1190.

28. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.

29. Ахметов Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87–89.

30. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

31. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образуемых в скважинных насосах / Зайдуллина Э.М. [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 3.
32. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.
33. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.
34. Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по данным углеродно-кислородного каротажа / Кучурин Е.С. [и др.] // Каротажник. – 2004. – № 12-13. – С. 125.
35. Гуторов А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана // Газовая промышленность. – 2013. – № S696 (696). – С. 61–63.
36. Миннивалеев А.Н. Насосная добыча нефти на Туймазинском месторождении / А.Н. Миннивалеев, И.Г. Фаттахов // Теоретические и прикладные вопросы науки и образования: сб. науч. трудов по материалам Международной научно-практической конференции в 16 частях. – 2015. – С. 103–104.

УДК 622.276

ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ПРОФИЛЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

А. А. Шварц (ГБЗ-09-11)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В данной статье рассмотрим построение профиля скважины, целью данной статьи является выбор оптимального профиля горизонтальной скважины.

Ключевые слова: проектирование, профиль, скважина, интенсивность, бурение.

SELECTION AND JUSTIFICATION OF OPTIMAL HORIZONTAL WELL PROFILE

A. A. Shwartz (GBZ-09-11)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. In this paper we consider the construction of the well profile, the purpose of this article is to determine the optimal profile horizontal wells.

Keywords: design, profile, well, the intensity of drilling.

Наклонно направленными или горизонтальными считаются скважины, искривление ствола которых предусматривается проектом. Бурение таких скважин ускоряет освоение новых нефтяных и газовых месторождений, увеличивает дебиты и нефтеотдачу пластов, снижает капиталовложения, облегчает и упрощает обслуживание скважин. Проектирование профиля скважины — это одна из самых основных ступеней строительства скважины, после построения и согласования профиля, формируются следующие документы:

- план-программа;
- глубина-день;
- ГТН;
- долотная программа;
- программа на буровые растворы;
- программа на спуск и крепление обсадных колонн;

Конструкция скважины состоит из:

- направления $\varnothing 324$ мм;
- кондуктора $\varnothing 245$ мм;
- эксплуатационной колонны $\varnothing 168$ мм;
- хвостовика $\varnothing 114$ мм.

Бурение осуществляется на глинистом и полимер-глинистом инкапсулирующем, KCL-биополимерном растворе, параметры которых выбираются исходя из пластовых давлений и из устойчивости пород. При бурении транспортного (где угол превышает 50°) и горизонтального ствола прокачивать вязкие пакки через каждые 50–100 м в зависимости от конечного забоя для лучшего выноса шлама. Смазка в буровом растворе должна быть не менее 3%.

В процессе проводки скважины возможны следующие осложнения:

В кондукторе: обвалы, осыпи, сальникообразования.

В эксплуатационной колонне: нефтеводопроявления, поглощения бурового раствора, сальникообразования, желобообразования.

В хвостовике: нефтеводопроявления, поглощения бурового раствора, желобообразования, прихваты, дифприхваты (если удельный вес раствора выбран неправильно)

После спуска и крепления кондуктора устанавливается ПВО, которое выбирается исходя из ожидаемого пластового давления.

Должны существовать оптимальные профили, удовлетворяющие требованиям минимальных издержек на бурение и последующей их эксплуатации, и возможность спуска насосного оборудования в скважину. При этом уменьшится также протяженность, а стало быть, и стоимость бурения.

Построение профиля начинаем с направления (вертикальный 50–100 м, в зависимости от неустойчивых сыпучих пород), далее определяем азимут скважины (устье — азимут входа в пласт — рис. 2), далее в данном азимуте проектируем кондуктор (перекрываем нужную вертикаль, при этом желательно, чтоб угол не превышал 45°). При выходе из-под кондуктора при бурении эксплуатационной колонны закладываем стабилизацию от 50–100 м, чтобы вышла компоновка, и надо убедиться в стабильности и правильности сигнала телесистемы. Далее закладываем разворот по азимуту и набор зенитного угла (если требуется) до нужных параметров кривизны ствола скважины с интенсивностью не более $1^\circ/10$ м до зоны установки глубинного насоса (ГНО). Зону ГНО проектируем 80–100 м по вертикали выше кровли проектируемого пласта. В зоне ГНО закладываем стабилизацию ствола, зенитный угол не должен превышать 55° , интенсивность искривления не должна превышать $3^\circ/100$ м. При выходе из зоны ГНО и до точки входа в пласт (Т1) интенсивность набора зенитного угла по расчетам не должна превышать $1,3^\circ$. Угол входа в пласт зависит от мощности пласта (77° – 87°). В горизонтальном участке закладываем интенсивность не более $1,5^\circ$, производим набор до 90° и держим стабилизацию до конечного забоя (Т2).

При построении профиля горизонтальной скважины важно учитывать:

1. Расположение целей в пространстве, относительно устья (отход и длина горизонта — рис. 2).

2. Угол входа в пласт (зависит от мощности продуктивного пласта).

3. Вертикальную глубину кондуктора (при наборе угла в кондукторе важно учитывать, что более 45° шлам плохо выноситься со скважины).

4. Интервал установки глубинного насоса (зона ГНО).

5. Закладываемую интенсивность искривления профиля (радиус окружности).

Профиль ствола должен обеспечить безаварийную проводку ствола на круг допуска, желательно в его центр, минимальные нагрузки и моменты на буровое оборудование при бурении и СПО.

Профиль в вертикальной проекции (рис. 1). Применяемый на данной скважине профиль 5-интервальный: 1 — вертикальный интервал, 2 — интервал набора зенитного угла, 3 — интервал стабилизации, 4 — интервал набора зенитного угла, 5 — горизонтальный участок.

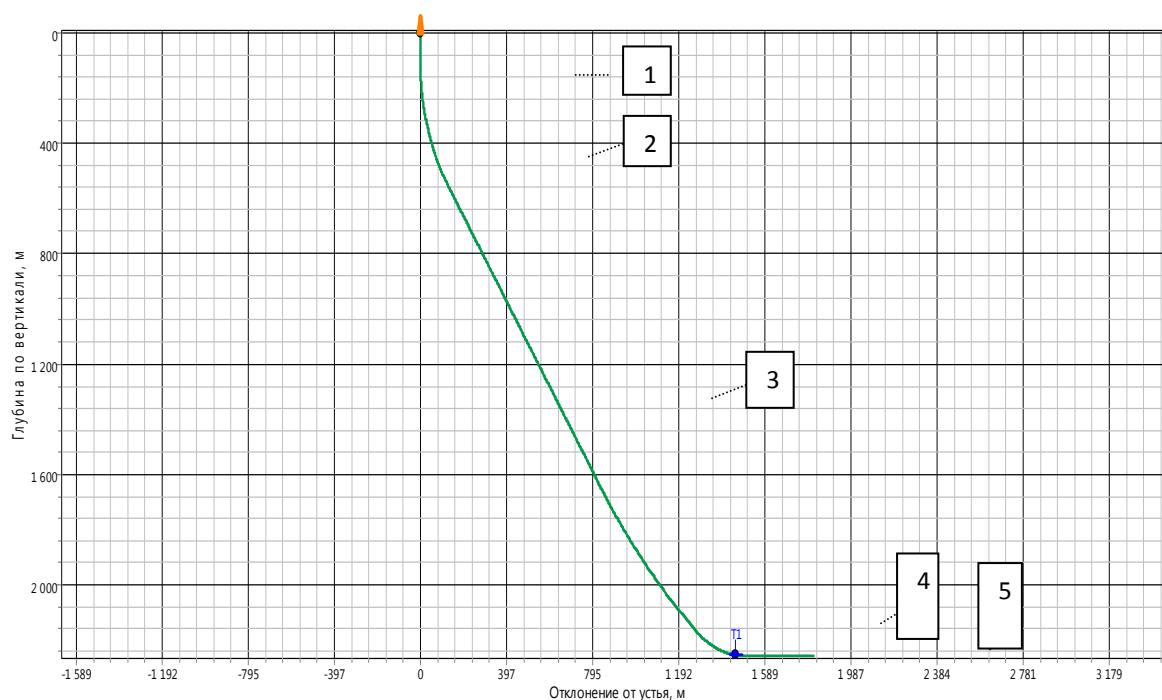


Рисунок 1 — Вертикальная проекция профиля

Профиль в горизонтальной проекции (рис. 2). Наиболее часто геологи дают цели, на которые профиль построить можно, но при расчете на нагрузки и моменты они превышают максимально допустимые, приходится сдвигать цели относительно устья.

И еще важно учитывать, что разворот по азимуту не должен превышать 90° , как показывает практика, если угол разворота больше 90° происходит желобообразование, ухудшается хождение инструмента,

присутствуют постоянные подвисания. По согласованию с геологической службой сдвигаем цели.

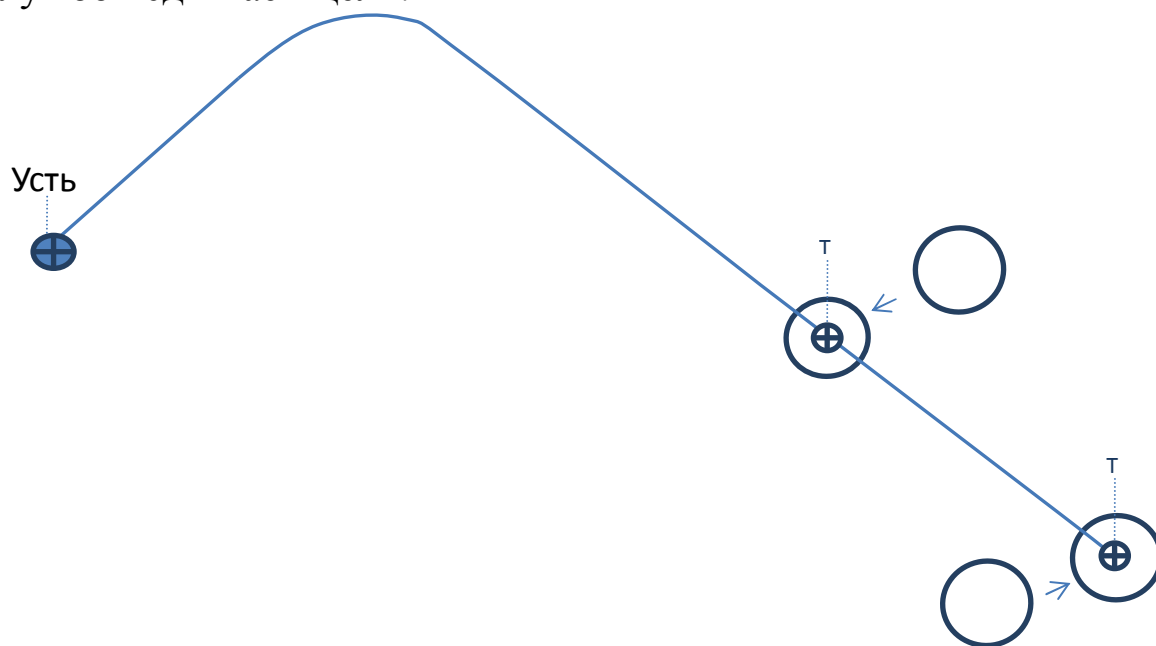


Рисунок 2 — Горизонтальная проекция профиля

При проектировании скважины важно учитывать минимальный интервал в режиме направленного бурения (режим слайд).

В настоящее время при бурении скважин в основном используют винтовые забойные двигатели (рис. 3), состоящие из двигательной 1 и шпиндельной 2 секции. Корпуса секций соединяются между собой кривым переводником 3, регулирующий угол перекося от 0° до $2,5^\circ$. Осевая нагрузка и крутящий момент от вала турбинной секции к валу шпинделя, располагающихся под углом друг к другу, передается кулачковым шарниром (карданом) 4.

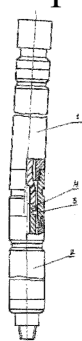


Рисунок 3 — Винтовой забойный двигатель

Список литературы

1. Калинин А.Г. Бурение наклонных скважин: справочник / А.Г. Калинин, Н.А. Григорян, Б.З. Султанов.— Москва: Недра, 1990.

2. Левинсон Л.М. Управление искривлением скважин: учебное пособие / Л.М. Левинсон, Т.О. Акбулатов. – Уфа: УГНТУ, 2007. – 81 с.
3. Ежов И.В. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин: учебное пособие.
4. Попов А.Н. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов. – Москва: Недра, 1974. – 456 с.
5. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Академия, 2003. – С. 352.
6. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.
7. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.
8. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геологотехнических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.
9. Ахметов Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62.
10. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.
11. Хузина Л.Б. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами / Л.Б. Хузина, Л.В. Петрова, С.В. Любимова // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 62.
12. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.
13. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строи-

тельство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

14. Гайнетдинов Р.Г. Обработка и интерпретация материалов ядерно-геофизических методов для оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов / Р.Г. Гайнетдинов, О.Е. Рыскаль, А.Н. Огнев [и др.] // Каротажник. Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 7–8. – С. 129–138.

15. Фаттахов И.Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, В.В. Адонкин // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2014. – С. 6–9.

16. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.

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

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

УДК 622.276

КЛАСТЕРНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПЛАСТОВЫХ ВОД ПО СТАХАНОВСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

А. Р. Сафиуллина, Д. И. Ахметшина (БГР 12-12)
*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В статье рассмотрен вопрос о содержании химических элементов в пластовой воде, оказывающих существенное влияние на добычу нефти. Проведена статистическая обработка данных, а именно, кластерный анализ. Применялись два метода кластерного

анализа: метод Варда и метод k-средних. Построены соответствующие графики.

Ключевые слова: ионы, элементы, кластерный анализ, пластовые воды, химический состав, статистика.

UDC 622.276

CLUSTER ANALYSIS OF CHEMICAL COMPOSITION OF FORMATION WATERS AT THE STAKHANOVSKOE OILFIELD

A. R. Safiullina, D. I. Akhmetshina (BGR 12-12)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. In the article the question of the content of chemical elements in the reservoir water, have a significant impact on oil production. Performed statistical data processing, namely, cluster analysis. Were used two methods of cluster analysis: ward's method and k-means method. Built corresponding graphics.

Keywords: ions, elements, cluster analysis, produced water, chemical composition, statistics.

Большинство месторождений в залежах имеет не только нефть и газ, но и воду. Пластовая вода в большинстве случаев — агент, служащий для вытеснения нефти из пласта. Отсюда следует логичный вывод о возможности влияния свойств воды на объем вытесняющейся нефти, потому что ряд вод в сравнении с другими отмывает нефть лучше. Таким образом, свойства вод, залегающих в пласте, оказывают достаточно весомое значение в практике промысла [1].

Существует множество факторов, обуславливающих состав: минеральный состав пластовых пород, характер гидрогеологического режима пласта, его возраст, температурные условия, значение пластового давления и т. д. [2].

В состав основных ионов входят следующие: хлор-ион Cl^- , сульфат-ион SO_4^{2-} , гидрокарбонат-ион HCO_3^- ; ион натрия Na^+ , ион кальция Ca^{2+} , ион магния Mg^{2+} [3].

Рассмотрим выборку по 7 ярусам Стахановского месторождения, параметры которой представляют химсостав пластовых вод (таб. 1).

Таблица 1 — Выборка по химическому составу пластовых вод

Ярус	Химический состав вод, г/дм ³					
	Na ⁺ + K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻
Московский	29,99	3,66	1,25	52,7	0,2	2,14
Башкирский	64,82	7,01	1,82	112,15	0,19	1,64
Визейский	88,7	9,65	3,79	158,01	0,12	1,43
Турнейский	83,82	12,08	4,57	157,58	0,16	1,22
Фаменский	86,5	12,9	3,73	162,22	0,16	1,53
Франский	78,61	19,19	4,44	162,62	0,08	0,46
Живетский	65,64	30,68	5,2	166,31	0,04	0,09

Проведем статистическую обработку данных в программе Statistica 6.0.

Задачей статистической обработки данных является выделение однородных групп и проведение наиболее надежного анализа.

Первым этапом проводим описательную статистику содержания химических элементов, результаты которой приведены на рисунке 1.

Descriptive Statistics (Spreadsheet1)					
Variable	Valid N	Mean	Minimum	Maximum	Std.Dev.
Na ⁺ + K ⁺	7	71,1543	29,99000	88,7000	20,51170
Ca ²⁺	7	13,5957	3,66000	30,6800	8,97783
Mg ²⁺	7	3,5429	1,25000	5,2000	1,46785
Cl ⁻	7	138,7986	52,70000	166,3100	42,26471
HCO ₃ ⁻	7	0,1357	0,04000	0,2000	0,05884
SO ₄ ²⁻	7	1,2157	0,09000	2,1400	0,70915

Рисунок 1 — Описательная статистика

В полученной таблице приведены средние значения содержания химических элементов, в дополнение к ним приводятся стандартные отклонения, которые характеризуют разброс значений вокруг среднего [4].

Изобразим стандартные отклонения на графике (рис. 2).

На данном графике видно, что содержание веществ Na⁺ + K⁺, Ca²⁺, Cl⁻ значительно превышают стандартные отклонения других веществ.

При кластерном анализе кластеры будут выделяться именно по этим трем элементам, а остальные элементы учитываться не будут. Для одинакового учета и полной соизмеримости всех элементов проводим стандартизацию данных [5].

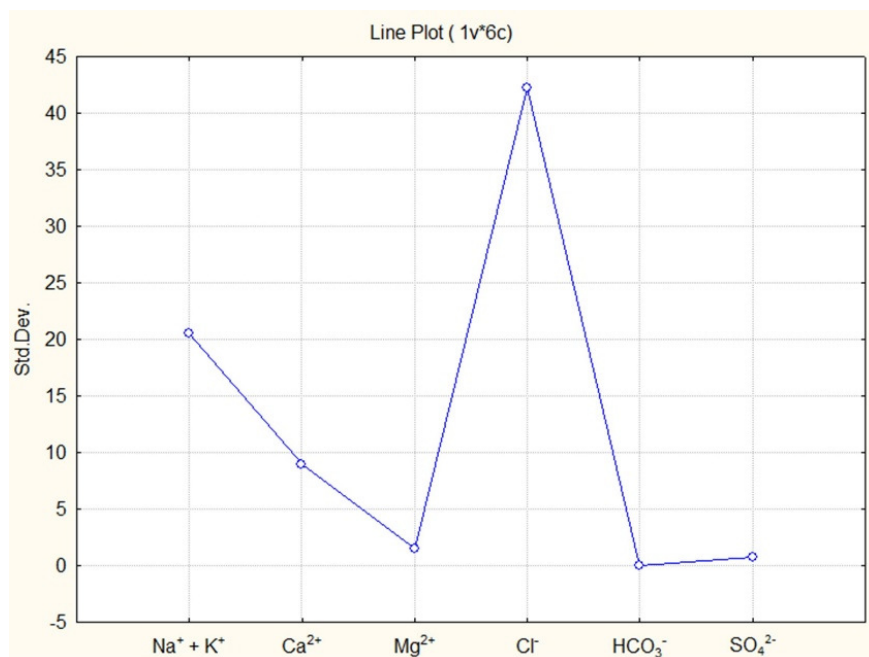


Рисунок 2 – Стандартные отклонения

Теперь можно проделать кластерный анализ. Для определения количества кластеров используем метод иерархической кластеризации. В качестве правила объединения выбираем метод Варда, в качестве меры объединения — Евклидово расстояние. Результатом иерархической классификации является вертикальная древовидная диаграмма, или, по-другому, дендрограмма (рис. 3).

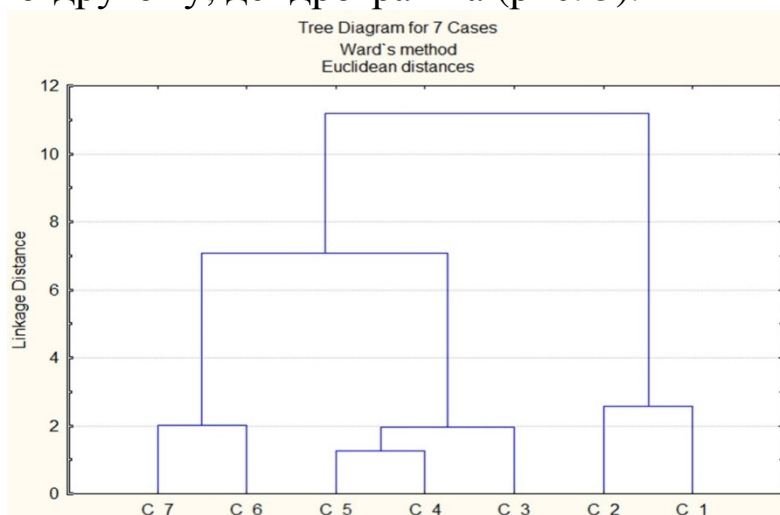


Рисунок 3 — Вертикальная дендрограмма

Выделение кластеров проводится визуальным анализом наличия крупных гроздьев [6]. В данном случае можно выделить три кластера.

Далее проведем выделение этих кластеров при помощи метода k-средних. Результат этого кластерного анализа оценивается лучше всего визуально на графике средних для каждого кластера (рис. 4).

График представляет собой средние значения содержания химических элементов в каждом кластере. На графике имеются три линии разных цветов, каждая из которых соответствует своему кластеру.

По данному графику видно содержание веществ в каждом кластере.

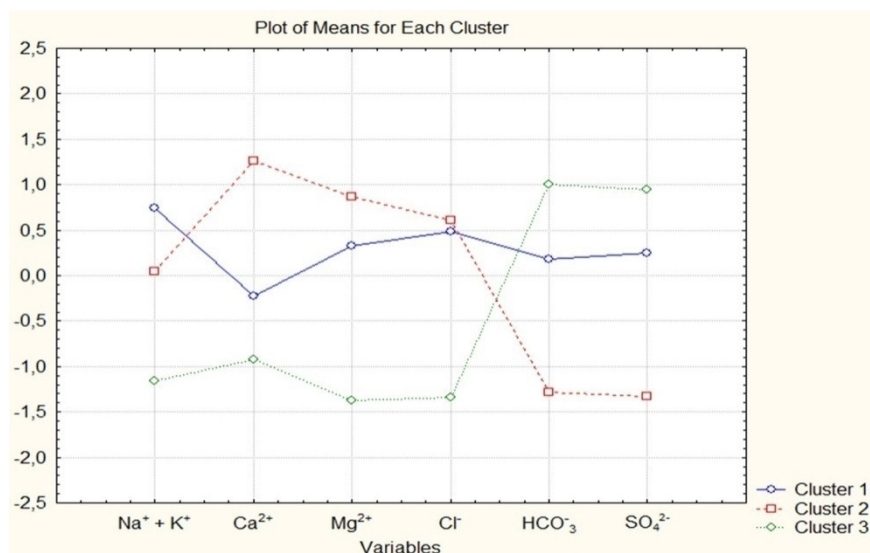


Рисунок 4 — График средних

Наибольшее содержание $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ соответствует 1-му кластеру, Ca^{2+} — 2-му кластеру, Mg^{2+} — 2-му кластеру, Cl^- — также 2-му кластеру, HCO_3^- — 3-му кластеру, SO_4^{2-} — 3-му кластеру. Т. е. можно видеть, что характеризует каждый из кластеров.

Таким образом, в ходе исследования были проведены такие процедуры, как стандартизация данных, кластерный анализ методом Варда и методом k-средних, была построена вертикальная дендрограмма, были выделены три кластера и построен график средних, по которому мы можем наглядно судить о том, какими элементами характеризуется каждый из выделенных кластеров.

Список литературы

1. Росляк А.Т. Физика пласта [Текст]: курс лекций.— Томск, 2008. – 131 с.
2. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта [Текст]: учебник. – изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Недра, 1971. – 312 с.

3. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Недра, 1972. – 280 с.
4. Мешалкина Ю.Л. Математическая статистика в почвоведении [Текст]: практикум / Ю.Л. Мешалкина, В.П. Самсонова. – М.: МАКС-Пресс, 2008. – 84 с.
5. Фаттахов И.Г. Классификация объектов разработки с использованием метода главных компонент // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 4. – С. 6–9.
6. Буреева Н.Н. Многомерный статистический анализ с использованием ППП «STATISTICA» [Текст]: учебно-методический материал по программе повышения квалификации «Применение программных средств в научных исследованиях и преподавании математики и механики». – Нижний Новгород, 2007. – 112 с.
7. Нафикова Л.З. Оценка содержания ванадия в нефтях месторождений ОАО «Татнефть» и перспективы его получения / Л.З. Нафикова, Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле. – 2014. – С. 132–135.
8. Юсифов Т.Ю. Необходимость нового подхода при проведении геолого-технических мероприятий на завершающей стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле. – 2014. – С. 234–238.
9. Комплексная переработка пластовых вод нефтяных месторождений республики Башкортостан / Галикеев М.М. [и др.]: В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов ФГБОУ ВПО «УГНТУ». – Уфа: УГНТУ, 2014. – С. 26–30.
10. Эффективность применения технологии водоизоляционных работ с использованием нефтесилорного состава / А.С. Галушка [и др.]: В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов ФГБОУ ВПО «УГНТУ». – Уфа: УГНТУ, 2014. – С. 33–36.
11. Исламов А.А. Распространение микроорганизмов в пластовой воде Серафимовского нефтяного месторождения / А.А. Исламов, З.З. Янгирова, И.Г. Фаттахов // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов ФГБОУ ВПО «УГНТУ». – Уфа: УГНТУ, 2014. – С. 49–52.
12. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-

изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.

13. Методы оценки текущего энергетического состояния пласта, определения профиля притока, техсостояния колонны / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, О.А. Грезина [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 8–1. – С. 76–88.

14. Фаттахов И.Г. Интеграция дифференциальных задач интенсификации добычи нефти с прикладным программированием // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 5. – С. 115–119.

15. The method of wellhead thermal insulation in injection wells Fattakhov I.G., Kadyrov R.R., Kuleshova L.S. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. С. 117–120.

16. Фаттахов И.Г. Результаты применения технологии на основе водных растворов алюмохлорида при проведении водоизоляционных работ / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 1. – С. 44–46.

17. Фаттахов И.Г. Классификация объектов разработки с использованием метода главных компонент // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 4. – С. 6–9.

18. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

19. Фаттахов И.Г. Расчет эффективности применения солянокислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фаттахов, Д.В. Новоселова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-6. – С. 1186–1190.

20. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.

21. Ахметов Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87–89.

22. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тын-

черов, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

23. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образуемых в скважинных насосах / Зайдуллина Э.М. [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 3.

24. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.

25. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

26. Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по данным углеродно-кислородного каротажа / Кучурин Е.С. [и др.] // Каротажник. – 2004. – № 12-13. – С. 125.

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

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

УДК 622.276

САМОПРОИЗВОЛЬНЫЙ НАГРЕВ СМОЛЫ КАК ПРИЧИНА РАЗРУШЕНИЯ КОМПОЗИЦИОННОЙ СМЕСИ

*А. Р. Сафиуллина, Д. И. Ахметшина (БГР-12-12)
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В данной статье рассмотрена структура ацетоноформальдегидной смолы (АЦФ), лежащей в основе изготовления композиционной смеси, закачиваемой в скважину для локализации

водопритока в нее при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР). Цель работы — нахождение причин самонагрева ацетоноформальдегидной смолы. На основе проведенного исследования выявлены пять причин самонагрева смолы, даны практические рекомендации уменьшения ее саморазогрева.

Ключевые слова: смола, отверждение, самонагрев, полимер, экзотермическая реакция.

UDC 622.276

SPONTANEOUS HEATING OF RESIN AS THE REASON OF COMPOSITION DESTRUCTION

*A. R. Safiullina, D. I. Akhmetshina (BGR-12-12)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. This article examines the structure acetonitriles resin (ACF), underlying the production of composite mixture, injected into the well to locate the water shut-off in it during repair and insulation works (RIRs). Purpose — finding out causes of self-heating acetonitriles resin. On the basis of the study identified five reasons for the self-heating of the resin, practical recommendations to mitigate its self-heating.

Keywords: resin, curing, self-heating, the polymer is an exothermic reaction.

Большая часть месторождений нефти в нашей стране находится на завершающей стадии эксплуатации. Этот этап характеризует значительное содержание воды в добываемой продукции [1].

Для уменьшения содержания воды в продукции производят водоизоляционные работы. Одним из способов таких работ является использование композиционного состава на основе ацетоноформальдегидной смолы, которая образует в пласте долгое время не разрушающийся экран.

Преимуществами смолы являются сравнительно низкая стоимость, безопасность для экологии, хорошее проникновение в горную породу [2].

Добавление гидроксида натрия приводит к тому, что смола туго плавится и растворяется [3]. Происходит значительное повышение температуры композиционной смеси. То есть состав отвердевает с

выделением тепла, что говорит о том, что данная реакция — экзотермическая. Это и есть причина, по которой происходит самонагрев смолы.

В результате поглощения полимером жидкости увеличивается его масса и объем, то есть полимер набухает [4]. Вследствие этого увеличивается и его температура. То есть и это одна из причин нагрева смолы.

С увеличением количества добавляемого в смолу катализатора реакции затвердевания смолы — едкого натра — происходит ассоциация междумолекулярных Н-связей [4].

Воздействие одной водородной связи на другую является причиной взаимодействия молекул между собой, что впоследствии повышает температуру смеси.

В высокомолекулярных соединениях встречается разделение составляющих частей по фазам, химическая связь которых, не взаимодействующих химическим путем, останавливает прохождение процесса разделения. Системные свойства подчиняются распределению микрогетерогенностей [5]. Микрогетерогенность данных систем дает право рассматривать их как коллоидные.

Высокая сформированность поверхности, по которой разделяются фазы, является причиной переизбытка свободной энергии, вследствие чего термодинамическая и агрегативная устойчивость системы невозможна, т. е. возможен нагрев смолы [6].

Поликонденсацией олигомеров образуют полимеры, способные к кристаллизации. Но сетчатый полимер всегда менее кристалличен, чем его исходный материал.

Кристаллизация сопровождается температурным ростом, поэтому процесс можно считать причиной, по которой композиционная смесь самопроизвольно нагревается.

В ходе нашего исследования были выявлены такие причины самонагрева смолы, как:

- 1) протекание процесса отверждения смолы с выделением тепла, то есть экзотермическая реакция;
- 2) разбухание полимера;
- 3) формирование междумолекулярных водородных связей;
- 4) присутствие микрогетерогенностей, дающих право рассматривать полимер как коллоидную систему;
- 5) способность полимера к кристаллизации.

Самопроизвольный нагрев смолы ведет к тому, что полимерная структура разрушается, формируются значительные напряжения. После того, как смесь охладилась, образуются еще более значительные напряжения, из-за которых в изделии появляются трещины.

Для предупреждения негативных влияний саморазогрева смолы предлагаются следующие способы.

1) Заполнение смолы активным наполнителем.

Вероятность повышения стойкости смолы возрастает с использованием активного наполнителя, способного создавать крепкую адгезионную связь в области соприкосновения и участвовать в реакции присоединения своих молекул к молекулам воды. Наиболее качественный наполнитель рассматриваемого полимера — фенолоспирт [7, 8].

2) Добавление пластификаторов.

Воздействие пластификаторов снижет вязкость, температуру при изготовлении, значительно снижает и даже устраняет деструкцию.

Температурные границы нахождения полимера в условиях высокой эластичности расширяются вследствие понижения значения температуры, при которой смола переходит в стекловидное состояние. Также полимер становится более устойчивым по отношению к морозам [9].

3) Ведение компатибилизатора для совмещения полимеров.

Получение необходимых физико-механических характеристик достигается при сплаве нескольких полимеров при содержании одного из них в пределах 10% [10].

Однако необходимо наличие хорошей адгезии между полимерами для достижения ими приемлемых механических свойств, то есть важным условием является хорошее взаимодействие полимеров друг с другом.

Достижение такой адгезии обеспечивается совмещением полимеров с помощью компатибилизатора [11].

4) Применение водного раствора едкого натра.

Авторами работы [12] предложен принципиально новый метод изготовления композиционного материала, состоящий во введении одинаковыми частями в смолу водного раствора едкого натра, с содержанием состава в покое после ввода 1-й части NaOH.

Смесь для водоизоляции скважины, полученная вышеизложенным способом приготовления, характеризуется тем, что период ее от-

вердевания поддается контролю, а также приводит к формированию намного прочного камня.

Следовательно, данный способ изготовления композиционного состава ведет к увеличению эффекта водоизоляционных работ вследствие возможности контроля срока отвердевания смеси и понижения воздействия экзотермической реакции.

Список литературы

1. <http://nefrussia.ru/>
2. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах [Текст] / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12–10. – С. 2131–2134.
3. Коровин Н.В. Общая химия [Текст]: учеб. для технических направ. и спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1998. – 559 с.: ил.
4. Киреев В.А. Краткий курс физической химии, 4-е изд. – М.: Химия, 1970. – 640 с.
5. Гельфман М.И. Коллоидная химия. / М.И. Гельфман, О.В. Ковалевич, В.П. Юстратов. – – 2-е изд., стер. – СПб.: Издательство «Лань», 2004. – 336 с.
6. Письменко В.Т. Дисперсные системы. Ч. 1. Молекулярно-дисперсные системы (истинные растворы) [Текст]: учебное пособие. – Ульяновск: УлГТУ, 2003. – 98 с.
7. Патуроев В.В. Полимербетоны/ НИИ бетона и железобетона. – М.: Стройиздат, 1987. – 286 с.: ил.
8. Тахиров М.К. Бетоны с добавкой ацетоноформальдегидных смол. – М.: Стройиздат, 1988. – 103 с.: ил.
9. Готлиб Е.М. Пластификация полярных каучуков, линейных и сетчатых полимеров: монография / Е.М. Готлиб. – Казань: Изд-во Казан. гос. технол. ун-та, 2008. – 271 с.
10. Чернин И.З. Эпоксидные полимеры и композиции / И.З. Чернин, Ф.М. Смехов, Ю.В. Жердев. – М.: Химия, 1982. – 232 с., ил.
11. Кахраманлы Ю.Н. Несовместимые полимерные смеси и композиционные материалы на их основе. – Баку: ЭЛМ, 2013. – 152 с.
12. Пат. 2485285 RUS МПК E21B33/138, C09K8/467. Способ приготовления тампонажного состава для ремонтно-изоляционных работ [Текст] / Р.Р. Кадыров, А.К. Сахапова, Д.К. Хасанова, А.С. Жиркеев, А.В. Патлай, И.Г. Фаттахов; заявитель и патентообладатель

Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2011154380/03; заявл. 29.12.2011; опубл. 20.06.2013, Бюл. № 17.

13. Нафикова Л.З., Оценка содержания ванадия в нефтях месторождений ОАО «Татнефть» и перспективы его получения / Л.З. Нафикова, Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле. – 2014. – С. 132–135.

14. Юсифов Т.Ю. Необходимость нового подхода при проведении геолого-технических мероприятий на завершающей стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле. – 2014. – С. 234–238.

15. Комплексная переработка пластовых вод нефтяных месторождений республики Башкортостан / Галикеев М.М. [и др.]: В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов ФГБОУ ВПО «УГНТУ». – Уфа: УГНТУ, 2014. – С. 26–30.

16. Эффективность применения технологии водоизоляционных работ с использованием нефтесилорного состава / А.С. Галушка [и др.]: В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов ФГБОУ ВПО «УГНТУ». – Уфа: УГНТУ, 2014. – С. 33–36.

17. Исламов А.А. Распространение микроорганизмов в пластовой воде Серафимовского нефтяного месторождения / А.А. Исламов, З.З. Янгирова, И.Г. Фаттахов // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов ФГБОУ ВПО «УГНТУ». – Уфа: УГНТУ, 2014. – С. 49–52.

18. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.

19. Методы оценки текущего энергетического состояния пласта, определения профиля притока, техсостояния колонны / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, О.А. Грезина [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 8–1. – С. 76–88.

20. Фаттахов И.Г. Интеграция дифференциальных задач интенсификации добычи нефти с прикладным программированием // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 5. – С. 115–119.

21. The method of wellhead thermal insulation in injection wells Fattakhov I.G., Kadyrov R.R., Kuleshova L.S. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. – С. 117–120.

22. Фаттахов И.Г. Результаты применения технологии на основе водных растворов алюмохлорида при проведении водоизоляционных работ / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 1. – С. 44–46.

23. Фаттахов И.Г. Классификация объектов разработки с использованием метода главных компонент / И.Г. Фаттахов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 4. – С. 6–9.

24. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

25. Фаттахов И.Г. Расчет эффективности применения солянокислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фаттахов, Д.В. Новоселова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-6. – С. 1186–1190.

26. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.

27. Ахметов Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87–89.

28. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

29. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образуемых в скважинных насосах / Зайдуллина Э.М. [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 3.

30. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.

31. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на место-

рождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

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

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

УДК 665.6

К ВОПРОСУ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БЕЗОБОЛОЧНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

С. В. Коробов (НДбз-13-2), С. В. Вершинина (доцент)

*(Тюменский государственный
нефтегазовый университет, г. Тюмень)*

Аннотация. В статье рассматриваются преимущества использования подземных резервуаров, показан экономический эффект от захоронения отходов бурения в подземные резервуары в многолетнемерзлых породах.

Ключевые слова: безоболочный резервуар, подземный резервуар, непроницаемые многолетнемерзлые грунты.

UDC 665.6

ABOUT ECOLOGICAL AND ECONOMIC ATTRACTIVENESS OF THE USE OF SHELL-LESS TANKS

S. V. Korobov (NDbz-13-2), S. V. Vershinina (associate professor)

(FSBEI HPE Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen)

Abstract. The article discusses the benefits of using underground tanks, shows the economic effect of drilling waste disposal in underground reservoirs in permafrost rocks.

Keywords: sheathless tank, underground tank, impervious permafrost soils.

Согласно энергетической стратегии при эксплуатации объектов нефтегазоконденсатных месторождений проводится работа по внедрению инновационных решений. Эта стратегия формирует новые долгосрочные ориентиры развития энергетического сектора в рамках перехода российской экономики на инновационный путь развития, предусмотренный Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г. № 1662-р.

При принятии инновационных управленческих решений на Бованенковском НГКМ обращается внимание на основные факторы, связанные с наличием практически непроницаемых многолетнемерзлых грунтов. В данном случае может быть рекомендована к внедрению технология строительства и эксплуатации подземных резервуаров в многолетнемерзлых породах, в первую очередь для захоронения отходов бурения, а в перспективе для хранения жидких углеводородов.

Анализ использования подземных безоболочных резервуаров, создаваемых в многолетнемерзлых породах показывает экологическую и экономическую привлекательность данного инновационного решения по сравнению с использованием традиционных наземных резервуаров [1]. Главным преимуществом является отсутствие в конструкции подземного резервуара каких-либо искусственных материалов. В данном случае функции емкости для захоронения отходов бурения и хранения жидких углеводородов выполняет подземная камера, создаваемая в многолетнемерзлых песчаных породах или пластовых льдах за счет их оттаивания и подъема оттаявшего песка и воды на поверхность.

Данный метод говорит о том, что при эксплуатации резервуара нет необходимости контролировать состояния его оболочки и антикоррозийной защиты металлоконструкций. А также существенно сокращается площадь отсыпки строительных и эксплуатационных площадок. Срок эксплуатации таких хранилищ фактически не ограничен. После окончания эксплуатации нет необходимости в демонтаже и утилизации тысяч тонн металлических и бетонных конструкций.

По сравнению с наземными способами хранения жидких углеводородов и утилизации отходов бурения использование подземных резервуаров имеет ряд преимуществ [2], которые достигаются за счет:

- использования строительных отходов (песка) в качестве вторичного сырья;
- промерзания жидкой фазы отходов бурения и перехода их в твердомерзлое состояние;
- совместного захоронения жидкой и твердой фазы буровых отходов в непосредственной близости от площадки расположения буровых скважин;
- природной непроницаемости и устойчивости многолетнемерзлых пород;
- расположения подземных резервуаров на глубинах, исключаящих контакт с земной поверхностью (экологическая составляющая);
- незначительной площади отводимых земель;
- снижения затрат на утилизацию отходов бурения до 70% по сравнению с другими вариантами.

Предусмотрены следующие варианты сбора, использования, переработки, обезвреживания и захоронения отходов бурения на Бованенковском НГКМ:

Вариант 1. Технологическая схема с отдельным захоронением твердой и жидкой фазы отходов бурения. Для разделения отходов бурения (пульпы) предусматривается использование специализированной установки фирмы Gebruder Lodige Maschinenbau GmbH [5]. Вывоз твердой фазы бурового шлама осуществляется на полигон для размещения, для чего предусматривается строительство специального полигона. Вывоз жидкой фазы отходов бурения предусматривается в цех для химической нейтрализации, с последующей закачкой в поглощающие скважины.

Вариант 2. Технологическая схема с отдельной утилизацией твердой и жидкой фазы отходов бурения. Для разделения отходов бурения (пульпы) предусматривается использование специализированной установки фирмы Gebruder Lodige Maschinenbau GmbH. Жидкая фаза отходов бурения подвергается химической нейтрализации и осветлению, с последующей закачкой осветленных буровых сточных вод в поглощающие горизонты. Твердая фаза бурового шлама размещается на специализированном полигоне захоронения.

Вариант 3. Технологическая схема с захоронением жидких и твердых отходов бурения в подземные резервуары в многолетнемерзлых породах. Строительство дополнительных вспомогательных объектов инфраструктуры не требуется.

По окончании строительства подземного резервуара в грунтовой массе образуется емкость, сохраняющая устойчивость в естественном состоянии в течение более 25 лет. При этом внутри образованной полости отсутствуют любые криологические процессы (термоэрозия, термокарст и др.) связанные с изменениями годового теплового режима на поверхности, так как выработка закладывается на глубине ниже влияния годовых амплитуд колебаний температуры.

При заполнении резервуара буровыми отходами с положительной температурой миграция временно талой жидкой составляющей складированных отходов отсутствует по причине естественной экранирующей способности мерзлых пород окружающего массива. Температура застывания отходов бурения составляет минус $1,0^{\circ}\text{C}$ — минус $1,5^{\circ}\text{C}$, поэтому с течением времени отходы бурения переходят в твердомерзлое состояние и составляют общий монолит с природным массивом [4].

Экономия захоронения отходов бурения в подземные резервуары в многолетнемерзлых породах обеспечивается за счет:

1. Снижения капиталовложений за счет отсутствия необходимости проектирования и строительства объектов инфраструктуры. Основные инвестиционные затраты связаны со стоимостью строительства самих резервуаров на кустовых площадках объемом от 2000 м^3 до 5000 м^3 , а также прочих работ и затрат: разработка проектной документации, проведение экспертизы проектной документации, санитарно-эпидемиологическое заключение, мониторинг при строительстве и авторский надзор.

2. Снижения эксплуатационных затрат за счет отсутствия специального оборудования, требующего амортизации. Простая технологическая схема утилизации отходов позволяет снизить трудозатраты.

3. Снижения затрат на транспортировку, которое достигается за счет отсутствия необходимости транспортировки шлама с кустов скважин на полигон, жидкой фазы отходов бурения — в цех на нейтрализацию, пульпы — на полигон или базу бурения для переработки, осветленной воды — с полигона в цех нейтрализации.

Геокриологические условия Бованенковского НГКМ позволяют также реализовать строительство подземных резервуаров в пластовых

льдах. Стоимость захоронения буровых отходов в подземных резервуарах, создаваемых в отложениях погребенных льдов, не будет превышать затрат на захоронение отходов на кустовых площадках.

Список литературы

1. Экологическая политика ОАО «Газпром»: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gazprom.ru/nature/ecology/> (Дата обращения: 12.03.2015).
2. Веселова К.А. Экологическая политика предприятия // Экология производства. – 2011. – № 4 – С. 84–86.
3. Бабина Ю.В. Внедрение и сертификация систем экологического менеджмента: практика и тенденции // Экология производства. – 2012. – №7. – С. 26–33.
4. Бабина Ю.В. Экологическое образование, повышение квалификации и профессиональная подготовка // Экология производства. – 2012. – № 6. – С. 32–41.
5. Максименко Ю.Л. Управление промышленными отходами в условиях рыночной экономики / Ю.Л. Максименко, П.А. Макеенко, В.В. Луценко / Экология производства. – 2014. – № 2. – С. 86–88.

УДК 622.27

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПОРОД ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА СКВАЖИН ШКАПОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ «ИШИМБАЙНЕФТЬ»

С. Б. Макосина (ГР-10-11), Л. В. Петрова (доцент)
*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Приводится анализ результатов применения солянокислотной обработки призабойной зоны пласта на примере Шкаповского месторождения НГДУ «Ишимбайнефть», показывается, что эта технология проявляет себя положительно.

Ключевые слова: коллектор, продуктивный пласт, скважина, разработка, солянокислотная обработка, дебит, нефть.

THE EFFECTIVENESS OF BOTTOM HOLE ZONE CHLORIDE TREATMENT OF WELLS IN THE SHKAPOVSKOE OILFIELD, OGDП «ISHIMBAINEFT»

*S. B. Makosina (GR-10-11), L. V. Petrova (associate professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. The analysis of the results of applying the hydrochloric acid treatment of bottomhole formation zone by the example of Slapovskogo deposits of NGDU «Ishimbaineft», it is shown that this technology manifests itself positively.

Keywords: reservoir, reservoir, borehole, design, means of hydrochloric acid processing, discharge, oil.

Обработку призабойной зоны пласта проводят на всех этапах разработки нефтяного месторождения для восстановления и повышения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Кислотные обработки предназначены для восстановления или улучшения коллекторских свойств карбонатных пород ПЗП [1].

В условиях Шкаповского месторождения кислотные обработки могут быть эффективно применены при воздействии на карбонатный пласт C_1^{ksl} кизеловского горизонта турнейского яруса и на песчаный пласт с высокой карбонатностью DIV воробьевского горизонта живетского яруса [2]. В связи с простотой реализации технологии в условиях промысла, наличием имеющегося оборудования, относительно дешевой применяющихся реагентов и доказанной опытным путем эффективностью применения солянокислотная обработка пород ПЗП — одна из наиболее часто применяемых технологий на Шкаповском месторождении. При общей дополнительной добыче нефти после проводимых ОПЗ на месторождении в 2007–2011 годах, равной 46622,6 т, дополнительная добыча от выполненных солянокислотных обработок составила 21346,3 т, или 45,8% (рис. 1) [3].



Рисунок 1 — Распределение дополнительной добычи нефти по методам ОПЗ на Шкаповском месторождении за период 2008–2011 гг.

Технологический процесс СКО в данном случае предполагает закачку солянокислотного раствора, включающего собственно водный раствор HCl (10%), ингибитор коррозии (катапин А), стабилизатор (уксусная кислота), интенсификатор (детергент советский), а также продавку раствора нефтью до полного ее поглощения пластом и ожидание времени реакции с породой (8 ч) [4].

Однако использование данной технологии имеет ряд ограничений. Рассмотрение промысловых данных по скважинам, подвергшимся воздействию на призабойную зону пласта, позволяет определить диапазоны изменения дебитов, обводненности, коэффициента продуктивности скважины, в которых эффективны кислотные обработки, а также произвести статистический анализ данных, полученных в результате проведения этих обработок [5]. На основании проведенного статистического анализа можно выделить следующие области наиболее оптимального применения СКО:

- дебит жидкости $Q_{\text{ж}}^{\text{до}} = 1,5 \dots 4,5 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- дебит нефти $Q_{\text{н}}^{\text{до}} = 1,0 \dots 4,0 \text{ т/сут}$;
- дебит воды $Q_{\text{в}}^{\text{до}} = 0,0 \dots 0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- обводненность $W^{\text{до}} = 10 \dots 40 \%$;
- продуктивность по жидкости $K_{\text{прод ж}}^{\text{до}} = 0,3 \dots 0,8 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$;
- продуктивность по нефти $K_{\text{прод н}}^{\text{до}} = 0,3 \dots 2,5 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

Исходя из предъявленных требований, было выполнено проектирование проведения СКО на пяти скважинах Шкаповского место-

рождения. Исходные данные для анализа и расчета технологического эффекта от проведения СКО представлены в таблице 1 [6].

Таблица 1 — Исходные данные по выбранным скважинам и технологический эффект от проведения СКО на Шкаповском месторождении

Параметр	№ скважины									
	1		2		3		4		5	
	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после
Q ж, м³/сут	1	5,7	4,3	7,3	3	5,1	4,2	5,7	3,1	6
Q н, т/сут	0,8	4,5	3,6	6,2	2	3,6	3,1	4,6	1,5	4,8
Q в, м³/сут	0,1	0,3	0,7	0,8	0,9	0,9	0,4	0,5	0,2	0,7
Обводненность, %	10	12	16	5	30	25	10	10	8	9,8
H _{дин} , м	1151	1182	630	564	1020	1090	1229	800	954	894
H _{ст} , м	889	870	101	101	421	421	702	369	731	340
K _{прод ж} , м³/(сут·МПа)	0,3553	1,7006	0,7539	1,4623	0,478	0,727	0,747	1,239	1,324	1,032
K _{прод н} , т/(сут·МПа)	0,3423	1,8398	0,6028	1,3038	0,326	0,649	0,783	1,208	2,227	2,936
Удельная доп. добыча нефти, т/сут		3,7		2,6		1,6		1,5		3,3
Доп. добыча нефти за год, т		1073		386		277		332		442

Из таблицы видно, что в среднем дебит скважин после ОПЗ возрастает на 2,5 т/сут. Наряду с дебитом нефти возрастает дебит воды и обводненность продукции, что увеличивает нагрузку на оборудование и усложняет подготовку нефти, однако технологический эффект оправдывает этот недостаток солянокислотной обработки [7].

На рисунке 2 представлено количество дополнительно добываемой нефти ежесуточно по скважинам в результате проведения СКО.

Наибольший технологический эффект был получен на скважинах 1 и 5, это связано с химико-минералогическим составом породы, свойствами насыщающих ее жидкостей, а также количеством закачанных реагентов, объемом продуктов реакции и эффективностью их удаления. Наибольшее влияние оказали пониженная плотность и вязкость нефти в скважине № 1 (744 кг/м³ и 0,95 мПа·с соответственно) и высокая трещиноватость коллектора в скважине № 5. В обоих случа-

ях повышается вымывающая способность породы за счет роста дебита воды и обводненности [8].

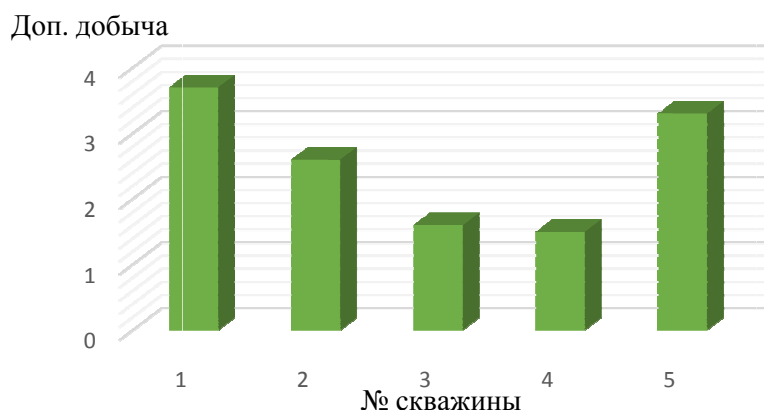


Рисунок 2 — Дополнительная добыча нефти по скважинам в результате проведения СКО

В результате количественного и качественного анализа результатов солянокислотных обработок для Шкаповского месторождения позволяет сделать следующие выводы:

1. Наибольшая эффективность СКО проявляется в низкообводненных и низкодебитных скважинах;

2. Применение кислотных составов вместе с химическими добавками, соответствующих геологическим условиям месторождения, обеспечивает проникновение реагента на нужную глубину в пределах ПЗП [9];

3. Несоблюдение регламента и технологии СКО приводит к негативным последствиям, таким как образование эмульсии, нерастворимых осадков, которые могут вызвать когматацию ПЗП [10];

4. Наибольший прирост добычи наблюдается в скважинах, наиболее благоприятных для проведения СКО — характеризующихся трещиноватостью карбонатного коллектора, легкой и маловязкой нефтью, а также низкой обводненностью добываемой продукции.

Список литературы

1. Современные технологии в нефтегазовом деле: сборник трудов международной научно-технической конференции, в 2 т. Т. 1. – Уфа: Аркаим, 2014. – 408 с.

2. Лозин Е.В. Уточненный проект разработки Шкаповского нефтяного месторождения: отчет БашНИПИнефть по договору 86.2279 / Е.В. Лозин, Э.М. Тимашев, О.П. Лазарев. – Уфа, 1986.

3. Юрчук А.М. Расчеты в добыче нефти / А.М. Юрчук, А.З. Истомин. – М.: Недра, 1979. – 271 с.
4. Токунов В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В.И. Саушин, А.З. Саушин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 711 с.
5. Никифоров И.А. Статистический анализ геологических данных: уч. пособие. – Оренбург: ИПК ГОУ ОГУ, 2010. – 170 с.
6. Оркин К.Г. Расчеты в технологии и технике добычи нефти / К.Г. Оркин, А.М. Юрчук. – М.: Недра, 1967. – 374 с.
7. Кристиан М.Н. Химические методы в процессах добычи нефти / М.Н. Кристиан, С.К. Сокол. – М.: Недра, 1985. – 184 с.
8. Аширов К.Б. Оценка эффективности солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах / К.Б. Аширов, Г.Б. Выжигин // Нефтяное хозяйство. – 1992. – №7 с. 28–31.
9. Особенности разработки газонефтяных залежей и влияние геолого-промысловых факторов на их нефтеотдачу. / Е. Ф. Крейнин, А. Р. Бенч, В. Е. Лещенко [и др.]. // Нефтепромысловое дело. – 1986. – № 13.
10. Хисамутдинов Н.И. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами / Н.И. Хисамутдинов, Ш.Ф. Тахутдинов, А.Г. Телини [и др.] – М.: ВНИИОЭНГ, 2001. – 184 с.
11. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.
12. Фаттахов И.Г. Расчет эффективности применения солянокислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фаттахов, Д.В. Новоселова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-6. – С. 1186–1190.
13. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.
14. Ахметов Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87–89.

15. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.
16. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образуемых в скважинных насосах / Зайдуллина Э.М. [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 3.
17. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.
18. Фаттахов И.Г. Экзотермическая реакция серной кислоты и воды. Возможности применения в нефтяной промышленности / И.Г. Фаттахов, Л.З. Арсланова, М.С. Ашин // Научное обозрение. – 2014. – № 10-1. – С. 47–49.
19. Анализ результатов применения полимер кислотного воздействия на скважинах турнейского яруса, заволжского надгоризонта и фаменского подъяруса Фаттахов И.Г. И. Г. Фаттахов. Уфа, 2009.
20. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.
21. Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по данным углеродно-кислородного каротажа / Кучурин Е.С. [и др.] // Каротажник. – 2004. – № 12-13. – С. 125.
22. Гуторов А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана // Газовая промышленность. – 2013. – № S696 (696). – С. 61–63.
23. Габзалилова А.Х. Снижение коэффициентов трения в горизонтальных скважинах использованием скважинных вибраторов / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин, Л.Б. Хузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 5. – С. 4–8.

УДК 622.276

САМООТКЛОНЯЮЩИЕСЯ СВОЙСТВА КИСЛОТНЫХ КОМПОЗИЦИЙ КАК РЕЗУЛЬТАТ САМООРГАНИЗАЦИИ ПАВ

Т. В. Чихерева (I-NT-5), М. В. Жидкова (ассистент)
(ФГБОУ ВПО «Самарский государственный
технический университет»),

С. Б. Макосина (GR-10-11), Л. В. Петрова (к. г-м. н., доцент)
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)

Аннотация. Кислотные обработки являются основным методом при интенсификации добычи в карбонатных коллекторах. Повышение эффективности кислотных обработок является решающей задачей увеличения нефтеотдачи. Одним из направлений, нацеленных на усовершенствование обработок, являются исследования, направленные на придание кислотным реагентам «самоотклоняющихся» свойств.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, самоотклоняющиеся кислотные системы, поверхностно-активное вещество, мицеллообразование.

UDC 622.276

SELF-DEVIATING PROPERTIES OF ACID COMPOSITIONS AS A RESULT OF SURFACE-ACTIVE AGENTS SELF-ORGANIZATION

T. V. Chihereva (I-NT-5), M. V. Zhidkova (assistant)
(FSBEI HPE Samara State Technical University)

*S. B. Makosina (GR-10-11),
L. V. Petrova (c. g-m. s., associate professor)*
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)

Abstract. Acid treatments are the primary method in production stimulation in carbonate reservoirs. Improving the efficiency of acid treatments is the crucial problem of increasing nefteootdachi. One of the direc-

tions aimed at improving treatments, are studies aimed at making acid reagents «samotkanye» properties.

Keywords: carbonate reservoir, acid smootchies system, a surfactant, mitselloobrazovanie.

Самоотклоняющиеся свойства кислотных систем обусловлены самоорганизацией ПАВ в водных растворах. В зависимости от структуры ПАВ и условий растворения, pH, температуры, а также наличия содетергентов, солей и других веществ, растворы ПАВ могут проявлять вязкоупругие свойства. Данные свойства наблюдаются при трансформации первоначально образующихся сферических мицелл в стержнеобразные и, при дальнейшем их росте, в червякообразные.

Исследование самоорганизации ПАВ в растворах является актуальной задачей для оптимизации состава самоотклоняющихся систем. Наиболее интересны композиции, содержащие смесь двух и более ПАВ [1]. Комбинирование различных ПАВ облегчает изменение свойств системы в нужном направлении. Результатом промышленного синтеза является получение смеси ПАВ, разделение которой, как правило, оказывается трудоемким и затратным процессом. Во многих системах смешиваются ПАВ разных типов, например, анионные ПАВ с неионными ПАВ или цвиттер-ионными ПАВ. Смешанное мицеллообразование с участием анионных ПАВ обуславливает значительные изменения физико-химических свойств растворов.

Причиной синергетических эффектов в смеси ионного и неионного ПАВ является уменьшение электростатического отталкивания одноименно заряженных «головок» ионного ПАВ за счет встраивания полярных групп неионного ПАВ между ними [2, 3]. Для смесей анионного и катионного ПАВ эти эффекты выражены сильнее, чем для других систем (например, анионные и неионные ПАВ). В растворе такой композиции ПАВ образуются ионные пары, которые по распределению зарядов напоминают цвиттер-ионное ПАВ [3].

Особого внимания заслуживает применение в качестве потокоотклоняющих составов неньютоновских жидкостей, как одного из наиболее прогрессивных методов стимуляции низкопроницаемых участков продуктивного пласта. Высокую действенность при обработке пластов демонстрируют самоотклоняющиеся кислотные составы, представляющие собой вязкоупругий раствор ПАВ в соляной кислоте. В основе функционирования таких систем лежит способность ПАВ образовывать длинные червякообразные мицеллы при взаимо-

действии продуктов реакции соляной кислоты с карбонатной породой.

В результате таких взаимодействий композиция приобретает вязкоупругие свойства. Образовавшийся гель создает необходимое отклонение новых порций непрореагировавшей кислотной системы к другим участкам пласта. После обработки самоотклоняющийся состав разрушается при взаимодействии с пластовыми жидкостями. Применение кислотной композиции на основе вязкоупругого раствора ПАВ создает равномерное воздействие на всю толщину пласта [4].

В настоящее время сервисными компаниями представлено множество самоотклоняющихся кислотных составов, которые различаются, прежде всего, типом используемого ПАВ.

Компания Schlumberger одна из первых предложила свой «самоотклоняющийся» состав, называемый VDA (VDA — viscoelastic diverting acid). Кислота, реагируя с породой, приводит к увеличению вязкости VDA и отклонению непрореагировавшей кислоты в более загрязненные или низкопроницаемые пропластки [5].

Компания Halliburton также предлагает потокоотклоняющий кислотный состав на основе сульфированных метиловых эфиров жирных кислот [6].

Опыт ведущих зарубежных нефтяных компаний переняли и российские предприятия, так, например, компания ЗАО «Полиэкс» разработала реагент «Сурфогель» на основе вязкоупругого ПАВ: марки А на основе неионогенного ПАВ и марки Г на основе катионного ПАВ. При добавлении в кислотный раствор HCl до 6% «Сурфогеля» марки А вязкость раствора не превышает 6 мПа*с и близка к вязкости исходной кислоты [7]. «Сурфогель» применяется в качестве добавки к комплексному кислотному составу «Флаксокор-210» марки С, ингибированной реагентом СОЛИНГ марки Л, стабилизирующими добавками и ПАВ в строго определенном соотношении. Данный состав используется сервисными компаниями при большеобъемных селективных кислотных обработках (БСКО) на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» [8].

В работе [9] исследованы структурные и реологические свойства смешанных мицеллярных растворов цвиттер-ионного и анионного ПАВ: олеиламидопропилбетаина (ОАПБ) и додецилбензолсульфоната натрия (ДБСН) в зависимости от концентрации компонентов, температуры. На основе исследований структурно-реологических свойств этих растворов разработана «самоотклоняющаяся» кислотная

система и технология ее применения для обработки призабойной зоны карбонатных пластов.

Изучение явлений, возникающих при нейтрализации кислотного раствора, содержащего смесь ПАВ, и приводящих к возникновению вязкоупругих свойств, является актуальной задачей исследования. Разработка и усовершенствование существующих потокоотклоняющих композиций является приоритетным направлением в химической отрасли нефтяной промышленности.

Список литературы

1. B. Jonsson, B. Lindman, K. Holmberg, B. Kronberg. Surfactants and polymers in aqueous solutions. Wiley, Chichester; New York, 2001.
2. Холмберг К. Поверхностно-активные вещества и полимеры в водных растворах / К. Холмберг, Б. Йенссон, Б. Кронберг, Б. Линдман; пер. с англ. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007. – 528 с.
3. Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5 т. Т. 4. Кислотная обработка скважин / Под ред. проф. И.Т. Мищенко. – М.: Интерконтакт-наука, 2010. – 703 с.
4. Alleman D., Qi Qu, Keck R. The Development and Successful Field Use of Viscoelastic Surfactant-based Diverting Agents for Acid Stimulation // Paper SPE 80222. 2003
5. Optimization of Surfactant-Based Fluids for Acid Diversion [Text] / FLA. Nasr-El-Din, A. Al-Nakhli, S. Al-Driweesh, T. Welton, L. Sierra, M. Van Domelen // SPE eLibrary paper number 107687. – 2007. – May
6. Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещиноватых коллекторов / Шипилов А.И. [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 80–83.
7. Мокрушин А.А. Применение самоотклоняющейся системы при проведении большеобъемных кислотных обработок на объектах ОАО «Самаранефтегаз» / А.А. Мокрушин, А.А. Шмидт, А.Н.Солодов // Сборник научных трудов ООО «СамараНИПИнефть». – Самара: СамараНИПИнефть, 2013. – Вып. 2. – С. 269–176.
8. Куряшов Д.А. Реологические свойства смешанных мицеллярных растворов цвиттерионного и анионного ПАВ / Д.А. Куряшов, Д.Ф. Башкирцева, И.Н. Дияров // Вестник Казанского технологического университета. – Казань: КТУ, 2009. – № 4. – С. 260–267.

9. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

10. Фаттахов И.Г. Расчет эффективности применения солянокислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фаттахов, Д.В. Новоселова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-6. – С. 1186–1190.

11. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.

12. Ахметов Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87–89.

13. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

14. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образуемых в скважинных насосах / Зайдуллина Э.М. [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 3.

15. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.

16. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

17. Фаттахов И.Г. Экзотермическая реакция серной кислоты и воды. Возможности применения в нефтяной промышленности / И.Г. Фаттахов, Л.З. Арсланова, М.С. Ашин // Научное обозрение. – 2014. – № 10-1. – С. 47–49.

18. Анализ результатов применения полимер кислотного воздействия на скважинах турнейского яруса, заволжского надгоризонта и фаменского подъяруса Фаттахов И.Г. И. Г. Фаттахов. Уфа, 2009.

19. Фаттахов И.Г. Интеграция дифференциальных задач интенсификации добычи нефти с прикладным программированием // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 5. – С. 115–119.

20. The method of wellhead thermal insulation in injection wells Fattakhov I.G., Kadyrov R.R., Kuleshova L.S. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. – С. 117–120.

21. Фаттахов И.Г. Результаты применения технологии на основе водных растворов алюмохлорида при проведении водоизоляционных работ / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 1. – С. 44–46.

22. Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по данным углеродно-кислородного каротажа / Кучурин Е.С. [и др.] // Каротажник. – 2004. – № 12-13. – С. 125.

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

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

УДК 622.276

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СПОСОБОВ ОПИСАНИЯ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ В БЕСКОНЕЧНОМ ПЛАСТЕ

С. И. Губанов (студент 4-НТФ-5),

А. М. Зиновьев (к. т. н., доцент)

(ФГБОУ ВПО «СамГТУ», г. Самара),

Л. Л. Камалеева (ГР-10-11), Л. В. Петрова (доцент)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В статье рассмотрены различные способы описания процесса перераспределения давления в бесконечном пласте. Проведен их сравнительный анализ по результатам вычислительного экс-

перимента. Определены преимущества и недостатки, даны общие рекомендации по их применению.

Ключевые слова: бесконечный пласт, скважина, пластовое давление, неустановившийся приток.

UDC 622.276

THE COMPARATIVE ANALYSIS OF THE METHODS FOR DESCRIPTION OF NON-STATIONARY PROCESSES IN INFINITE RESERVOIR

S. I. Gubanov (student 4-NTF-5),

A. M. Zinoviev (c. t. s., associate professor)

(FSBEI HPE Samara State Technical University, Samara),

L. L. Kamaliev (GR-10-11), L. V Petrova (associate professor)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. The article describes the various ways of describing the process of redistribution of pressure in an infinite reservoir. A comparative analysis of the results of the computational experiment. It identifies advantages and disadvantages, are given General guidelines for their use.

Keywords: endless seam, borehole, reservoir pressure, unsteady flow.

При пуске скважин в эксплуатацию, при их остановке, при изменении темпа добычи жидкости из скважин в пласте возникают неустановившиеся процессы, которые проявляются в длительном (нестационарном) перераспределении пластового давления в зоне фильтрации, в изменении со временем дебитов, скоростей фильтрации и т. д. Особенности нестационарных процессов зависят от упругих свойств пласта и насыщающих жидкостей. Преобладающей формой пластовой энергии является энергия упругой деформации жидкостей (нефти и воды) и материала пласта. Основная формула теории упругого режима, предложенная отечественными исследователями [1], справедлива для случая, когда скважина работает с постоянным дебитом Q и описывает процесс изменения пластового давления в любой точке бесконечного пласта на расстоянии r с учетом времени работы скважины t :

$$p_0 - p = \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[-E_i \left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right] s, \quad (1)$$

где p_0 — начальное пластовое давление, Па; p — текущее пластовое давление, Па; Q — постоянный дебит скважины, м³/с; h — толщина пласта, м; E_i — интегральная показательная функция, которая в зависимости от аргумента $\left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right)$ определяется по таблице; t — время работы скважины с постоянным дебитом, с.

Коэффициент пьезопроводности χ характеризует скорость перераспределения давления в пласте. Его можно выразить как:

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot \beta^*}, \quad (2)$$

Коэффициент упругоэластичности пласта β^* показывает, какую долю от выделенного элемента объема пласта составляет объем жидкости, высвободившийся из элемента пласта при снижении пластового давления на единицу, и находится как:

$$\beta^* = m \cdot \beta_{\text{жс}} + \beta_c, \quad (3)$$

где m — пористость, д. ед.; $\beta_{\text{жс}}$ — коэффициент упругой сжимаемости пластовой жидкости, Па⁻¹; β_c — коэффициент упругой сжимаемости породы, слагающей пласт, Па⁻¹.

В то же время в зарубежной литературе [2, 3], как правило, изменение пластового давления во времени в любой точке бесконечного пласта, вызванное работой скважины с постоянным дебитом, описывается с использованием безразмерных величин. Данная зависимость имеет вид:

$$p_0 - p = \frac{Q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot [p_D + s], \quad (4)$$

где B — объемный коэффициент нефти; s — скин-фактор, характеризующий состояние призабойной зоны (учитывается только если $r = r_c$); p_D — безразмерное давление. Для случая неустановившейся плоскорадиальной фильтрации безразмерное давление p_D является функцией от безразмерного времени t_D , которое рассчитывается как:

$$t_D = \frac{k \cdot t}{m \cdot \mu \cdot c_i \cdot r_c^2}, \quad (5)$$

Безразмерное давление p_D различно в различных точках пласта. Следовательно, оно будет зависеть и от удаленности точки, в которой необходимо определить пластовое давление. Эта зависимость опре-

деляется через безразмерное расстояние от стенки скважины:

$$r_D = r / r_c. \quad (6)$$

Таким образом, зная безразмерные время t_D и расстояние r_D , можно найти безразмерное давление как:

$$p_D = -\frac{1}{2} \cdot Ei\left(-\frac{r_D^2}{4 \cdot t_D}\right), \quad (7)$$

где Ei — табулированная интегральная показательная функция от аргумента.

Негативным следствием использования обобщенных безразмерных решений является недостаточная наглядность безразмерных параметров, не дающих, в отличие от обычных размерных величин, ясного физического представления о процессе. Однако их легко перевести в размерные, поскольку они прямо пропорциональны стандартным физическим величинам.

Основное отличие от теории упругого режима заключается в коэффициенте сжимаемости пласта (эффективной сжимаемости) c_t , учитывающем расширение нефти и воды, а также уменьшение порового объема в процессе добычи, который является аналогом коэффициента упругоёмкости пласта β^* и выражается как:

$$c_t = (c_f + c_o S_o + c_w S_w) / S_{oi}, \quad (8)$$

где c_o , c_w , c_f — коэффициенты сжимаемости соответственно нефти, воды, породы, Па⁻¹; S_w — водонасыщенность, д. ед.; S_{oi} — нефтенасыщенность в начальный момент разработки, д. ед.

В отличие от коэффициента упругоёмкости пласта β^* , который характеризует действие сил упругости жидкости (нефти и воды), заключенной в пустотном пространстве пласта, в слагаемом $m \cdot \beta_{ж}$, коэффициент сжимаемости пласта c_t описывает действие сил упругости для нефти и воды в слагаемых $c_o S_o + c_w S_w$ с учетом соотношения количественного содержания флюидов в залежи.

Таким образом, возникает вопрос о сопоставимости данных методов и возможности их использования при проектировании, в частности, при интерпретации данных гидродинамических исследований скважин.

С целью сравнительного анализа был проведен вычислительный эксперимент для модельных условий бесконечного пласта с нефтенасыщенной толщиной $h = 19$ м, в котором планируется пустить в эксплуатацию гидродинамически совершенную скважину радиусом $r_c = 0,152$ м с постоянным дебитом $Q = 28$ м³/сут. Начальное пласто-

вое давление $p_0 = 19$ МПа, проницаемость пласта $k = 0,1$ мкм², пористость $m = 0,19$ д. ед. Коэффициент сжимаемости пласта (эффективной сжимаемости) $c_i = 2,9 \cdot 10^{-9}$ Па⁻¹. Скважина будет добывать нефть с постоянной динамической вязкостью $\mu = 15$ мПа·с и объемным коэффициентом $B = 1,05$.

Для сравнения двух методик были построены эпюры распределения пластового давления на расстоянии 0,5; 10; 15 и 20 м от стенки скважины через 10 и 20 часов после пуска скважины в работу. Результаты расчетов представлены в таблице 1 и на рисунках 1 и 2.

Таблица 1 — Расчетные данные для построения эпюр распределения пластового давления через 10 и 20 часов после пуска скважины

Расстояние от скважины, r (м)	Через 10 часов			Через 20 часов		
	Значение P , МПа	Значение P , МПа	Отклонение, %	Значение P , МПа	Значение P , МПа	Отклонение, %
	по теории упругости	по безразмерным величинам		по теории упругости	по безразмерным величинам	
0,5	17,65	17,225	2,41	17,51	17,083	2,45
10	18,82	18,498	1,69	18,70	18,350	1,88
15	18,92	18,656	1,40	18,83	18,525	1,64
20	18,97	18,761	1,09	18,91	18,625	1,49

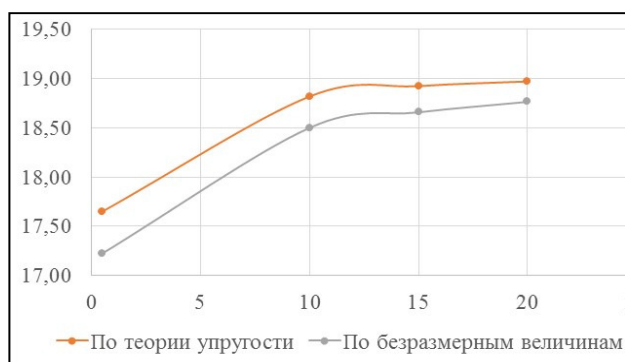


Рисунок 1 — Изменение пластового давления через 10 ч на расстоянии 0,5; 10; 15; 20 м от скважины

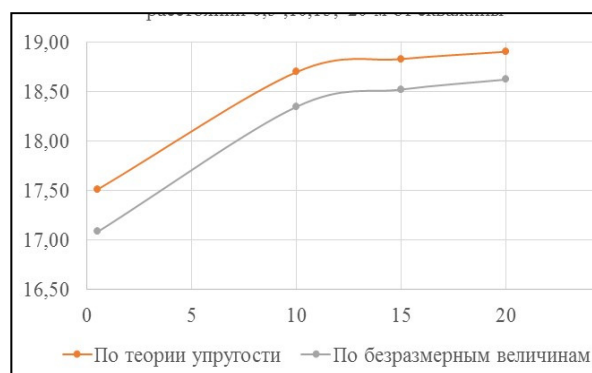


Рисунок 2 — Изменение пластового давления через 20 ч на расстоянии 0,5; 10; 15; 20 м от скважины

Сравнивая результаты, можно сделать вывод, что полученные значения несущественно отличаются друг от друга, и отклонения составляют не более 2,5%. Величина отклонения растет с течением времени, однако, судя по выполаживанию кривой, к моменту достиже-

ния значительных отклонений уже достаточно долго будет действовать установившийся режим.

Следует отметить, что значения пластового давления, полученные согласно теории упругого режима, во всех случаях несколько больше, чем полученные с использованием безразмерных величин. Отклонение может увеличиться, если учесть, что коэффициенты эффективной сжимаемости и упругоёмкости пласта далеко не всегда равны между собой, хотя и должны быть близки, исходя из своего физического смысла.

Можно сделать вывод о равнозначности исследуемых методик, применение которых должно определяться исходя из конкретных целей. Так, при проведении трехмерного моделирования уместнее использовать понятие коэффициента эффективной сжимаемости пласта и безразмерные величины, поскольку практически все современные гидродинамические симуляторы основаны именно на них, и применение безразмерных параметров не привязывается к какой-либо системе измерения, что значительно упрощает и ускоряет многовариантные расчеты. В то же время при проведении оценочных промысловых расчетов для условий конкретных скважин удобнее использовать теорию упругого режима, которая дает большую наглядность получаемых результатов, что повышает эффективность анализа полученных данных.

Список литературы

1. Басниев К.С. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Р.Д. Каневская [и др.]. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 496 с.
2. Дэйк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 668 с.
3. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 512 с.
4. Зиновьев А.М. Проектирование систем разработки месторождений высоковязкой нефти с использованием модели неньютоновского течения и результатов исследования скважин на приток / А.М. Зиновьев, В.А. Ольховская, Н.М. Максимкина // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 1. – С. 4–14.

5. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

6. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.

7. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геологотехнических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.

8. Ахметов Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62.

9. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

10. Хузина Л.Б. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами / Л.Б. Хузина, Л.В. Петрова, С.В. Любимова // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 62.

11. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–299.

12. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

13. Гайнетдинов Р.Г. Обработка и интерпретация материалов ядерно-геофизических методов для оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов / Р.Г. Гайнетдинов, О.Е. Рыскаль, А.Н. Огнев [и др.] // Каротажник. Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 7–8. – С. 129–138.

14. Фаттахов И.Г. Рассмотрение изменчивости циклической закачки на примере Стахановского нефтяного месторождения // Меж-

дународное научное издание Современные фундаментальные и прикладные исследования. – 2012. – № 4 (7). – С. 70–73.

15. Фаттахов И.Г. Вопрос макрорегулирования ограничения добычи воды на примере циклического заводнения / И.Г. Фаттахов, Л.С. Кулешова, И.Ф. Фарухшин // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 3. – С. 28–30.

16. Принципиальная возможность программного расчета естественной конвенции в теплообменнике / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, А.А. Никифоров [и др.]. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2012. – № 11. – С. 50–52.

17. Фаттахов И.Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, В.В. Адонкин // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2014. – С. 6–9.

18. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.

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

УДК 622.276

РАЗРАБОТКА РАСТВОРИТЕЛЯ АСПО СЕВЕРНОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

А. А. Максимов (II-НТФ-5),

П. В. Склюев (к. х. н., инженер, старший преподаватель)

*(ФГБОУ ВПО «Самарский государственный
технический университет»)*

Л. Л. Камалеева (ГР-10-11), Л.В. Петрова (к. г.-м. н., доцент)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В работе исследован химический состав АСПО промышленного происхождения, приведен результат испытания эф-

фективности растворителей АСПО. Также рассмотрена возможность добавления ароматических углеводородов (АУ) и поверхностно-активных веществ (ПАВ) в углеводородный растворитель с целью увеличения его эффективности.

Ключевые слова: состав АСПО, растворители АСПО, бензин коксования, УНСА.

UDC 622.276

DEVELOPMENT OF SOLVENT FOR ASPHALTENE-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS IN THE NORTHERN GROUP OF OILFIELDS IN THE SAMARA REGION

A. A. Maksimov (II-NTF-5),

P. V. Kluev (c. ch. s., engineer, senior teacher)
(FSBEI HPE Samara State Technical University)

L. L. Kamalieva (GR-10-11),

L. V. Petrova (c. g.-m. s., associate professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)

Abstract. In this paper, we investigated the chemical composition of the AFS commercial origin, the results of testing the effectiveness of solvents AFS. Also considered the possibility of adding aromatic hydrocarbons (AU) and surface-active substances (surfactants) in a hydrocarbon solvent to increase its effectiveness.

Keywords: composition of the AFS, the AFS solvents, gasoline coking, ONS.

Образование АСПО при нефтедобыче является серьезной проблемой, вызывающей осложнения в работе скважин и нефтепромыслового оборудования [1]. Применение растворителей для удаления АСПО является одним из основных методов борьбы с подобными осложнениями. Отсутствие универсального растворителя обусловлено различным составом отложений [2].

С целью подбора растворителя для эффективного удаления АСПО был определен компонентный состав отложений. Результаты определения представлены в таблице 1.

В зависимости от содержания органических составляющих АСПО предложено подразделять на три типа [7]:

1. Асфальтовый — $P/(A+C) < 1$;
2. Парафиновый — $P/(A+C) > 1$;
3. Смешанный — $P/(A+C) \sim 1$, где P , A и C — содержание парафинов, смол и асфальтенов, соответственно (% масс.).

Таблица 1 — Компонентный состав АСПО

Компонент АСПО	Содержание в АСПО, % масс.	Ссылка на нормативный документ
Вода	36,4	[3]
Мехпримеси и соли	14,4	[4]
Асфальтены	5,6	[5]
Силикагелевые смолы	4,0	[6]
Парафины	2,0	[6]
Масла	26,0	—*
Легкие углеводороды	11,6	—**

* Массу легких углеводородных компонентов, выкипающих до 105°C, рассчитывали как разницу навески сырого АСПО и высушенного до постоянного веса АСПО за вычетом воды.

** От продукта, полученного после выделения и определения всех компонентов, отогнали растворитель; остаток довели до постоянной массы.

Исследуемые АСПО Северной группы месторождений Самарской области относятся к асфальтовому типу, т. к. $P/(A+C) = 0,21$.

Оценка эффективности растворителей в удалении АСПО проводилась по методу «корзинок» в статическом режиме.

Высушенный образец АСПО весом 1–,5 г в виде шарика помещался в заранее взвешенную корзинку из металлической сетки с размером ячейки 1,5×1,5 мм. Исходная масса АСПО (m_1) определялась по разности масс корзинки с АСПО и чистой корзинки.

Корзинка с АСПО выдерживалась в колбе с 75 мл исследуемого растворителя в течение двух часов, затем сушилась при атмосферном давлении и температуре 25°C не менее 24 часов (до постоянной массы). Масса нерастворившейся части АСПО (m_2) определялась по разности масс корзинки с остатками АСПО и чистой корзинки.

Исследуемый растворитель из ячейки фильтровался через подготовленный бумажный фильтр. После сушки фильтра и доведения его до постоянного веса определялась масса диспергированной части АСПО (m_3).

По результатам эксперимента рассчитывались следующие показатели:

Нерастворившаяся часть АСПО в корзинке, %:

$$w_{\text{н.ч.}} = \frac{m_2}{m_1} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где m_1 — масса исходного образца АСПО до растворения, г;
 m_2 — масса нерастворившегося остатка АСПО в корзинке, г.

Растворившаяся часть АСПО, %:

$$w_{\text{р.ч.}} = \frac{m_1 - m_2 - m_3}{m_1} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где m_3 — масса диспергированной части, г.

Диспергированная часть АСПО (осадок на фильтре) %:

$$w_{\text{д.ч.}} = \frac{m_3}{m_1} \cdot 100\% \quad (3)$$

Эффективность растворителя АСПО (%) определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = w_{\text{р.ч.}} + w_{\text{д.ч.}} \quad (4)$$

В качестве растворителя АСПО был испытан бензин коксования (БК) чистый, с содержанием нефтяных сульфонов (НС) 0,5 и 1% масс., а также с содержанием ароматических углеводородов (АУ) 10, 20 и 30% масс.

В качестве ПАВ был использован углеводородный раствор нефтяных сульфонов аммония (УНСА) — побочный продукт производства сульфонатных присадок НСК и КНД ОАО «Новокуйбышевский завод масел и присадок», с содержанием НС (13%). В качестве АУ использовали бензол.

Для сравнения эффективности исследуемых растворителей было испытано два образца технических растворителей АСПО.

Результаты оценки эффективности растворителей сведены в таблицу 2.

Таблица 2 — Результат определения эффективности растворителей

Растворитель	W р. ч., %	W д. ч., %	Эффективность, %
Промышленный Р1	46,8	29	75,8
Промышленный Р2	69,4	10,4	79,8
БК (бензин коксования)	52,8	15,3	68,1
БК+0,5%НС (УНСА)	49,2	27,4	76,6
БК+1%НС (УНСА)	35,7	38,5	74,2
БК+10%АУ	72,0	17,7	89,7
БК+20%АУ	72,4	22,4	94,8
БК+30%АУ	64,9	30,3	95,2

Из таблицы 2 видно, что увеличение концентрации НС в БК повышает диспергируемую часть АСПО и снижает растворимую, что,

вероятно, связано с наличием в УНСА масел. Также показано, что эффективность БК, содержащего НС или АУ, в качестве растворителя АСПО близка к промышленным образцам растворителей АСПО.

Наиболее эффективный дешевый растворитель из исследованных в данной работе — БК с содержанием АУ 20%. Дальнейшее увеличение содержания ароматических углеводородов не оказывало существенного влияния на эффективность растворения АСПО [8, 9].

Список литературы

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. — ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. — 653 с., ил.
2. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011. — № 1 — с. 268–284.
3. ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды».
4. ГОСТ 6370-83. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.
5. ГОСТ 11858-66. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения асфальтенов.
6. ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина.
7. Ибрагимов Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: справочник / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов. — М.: Недра, 1986. — 240 с.
8. Гуторов А.Ю. Механизм и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова // Нефтепромысловое дело. — 2014. — № 2. — С. 23–27.
9. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. — 2013. — № 12. — С. 106–110.
10. Фаттахов И.Г. Расчет эффективности применения солянокислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фаттахов, Д.В. Новоселова // Фундаментальные исследования. — 2014. — № 12-6. — С. 1186–1190.
11. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-

изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г. Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.

12. Ахметов Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87–89.

13. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

14. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образуемых в скважинных насосах / Зайдуллина Э.М. [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 3.

15. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.

16. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

17. Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по данным углеродно-кислородного каротажа / Кучурин Е.С. [и др.] // Каротажник. – 2004. – № 12-13. – С. 125.

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

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

**СВЕРХВЯЗКИЕ И СВЕРХТЯЖЕЛЫЕ НЕФТИ
РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН:
ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ОСВОЕНИЯ**

Липаев А. А. (д. т. н., профессор)

Корепанов К.И. (д. и. н., профессор)

(Альметьевский государственный нефтяной институт)

Аннотация: В статье рассматриваются история и перспективы добычи сверхвязких и сверхтяжелых нефтей Республики Татарстан. В истории нефтедобычи выделены 3 этапа освоения этого типа нефти и определены особенности новой стратегии рационального использования этих уникальных нефтегазовых источников углеводородного сырья.

Ключевые слова: сверхвязкие, сверхтяжелые нефти Республики Татарстан, история, стратегия и перспективы нефтедобычи.

**SUPERVISCIDITY AND SUPERHEAVY OILS
REPUBLIC OF TATARSTAN:
HISTORY AND PERSPECTIVES THERE MASTERING**

Lipaev A.A. (d. t. s., professor)

Korepanov K.I. (d. hist. s., professor)

(Almetjevsk state oil institute)

Abstract. The article is devoted to the history and perspectives oil output superviscidity and superheavy oils Republic of Tatarstan. In the history of oil output distinguished 3 stages of mastering that kind of oils and determined new strategy of rationally using these exceptional oil and gas sources hydrocarbon raw material.

Keywords: superviscidity, superheavy oils Republic of Tatarstan, history, strategy and perspectives oil output

Дальнейшие перспективы развития экономики Республики Татарстан, основной доход в бюджет которой дает нефть, связаны с разработкой сверхвязких и сверхтяжелых нефтей.

В России ресурсы этих нефтей по разным оценкам составляют 30–75 млрд. т. Подавляющая их часть (71% сосредоточена в Волго-Уральском регионе (главным образом в Татарстане).

В целом ряде содержательных работ дана достаточно подробная история освоения ресурсов этого важного типа нефтей [1, 2, 3, 4]. Отметим, исторически сложилось так, что нефтебитумопроявления на территории Татарстана и прилегающих к ней областей были известны относительно давно. На них обратили внимание еще в эпоху средневековья (например, это отразилось в названии гидронима — реки Кара-Елга — черная река в Альметьевском районе РТ). К 1637 г. относится первое письменное упоминание о «Казанской черной нефти 43 пуда», что зафиксировано Пушкарским приказом о пушечных запасах.

Российская печатная газета «Ведомости» в январе 1703 года сообщает о нахождении нефти на реке Сок. В письменных документах значительно чаще упоминается о поисках, нахождении и исследовании нефтяных источников (отчеты, рапорты, указы и др.). В документах 1-й половины XVIII века отмечены предприниматели: Я. Шаханин (1738–1741 гг.); Надыр Уразметов; братья Аслям и Хозям Мозяковы (1753–1754 гг.), граф Ягужинский и др.

С тех пор и до 1943 года, когда в Шугурово из скважины глубиной 648 м (верейский горизонт) ударил первый нефтяной фонтан, многие участки битумопроявлений служили объектом геологических исследований и поисков. Поисковые работы в этих районах битумопроявлений были направлены, главным образом, на обнаружение залежей жидкой нефти. Само изучение свойств битумов и их проявлений проводилось с точки зрения возможной связи с залежами нефти. Параллельно, но в весьма скромных масштабах осуществлялась работа по добыче битумов из битумосодержащих пород.

В XVIII–XIX веках учеными были высказаны два подхода к проблеме происхождения поверхностных нефтепроявлений в Поволжье. Сторонники первого из них считали, что горизонтом коренных скоплений нефти являются не пермские пласты, а нижнекаменноугольные, или девонские (А. Н. Гернгрос, Г. Д. Романовский, профессор А. А. Штукенберг и М. Э. Ноинский, академик А. П. Павлов, профессор А. П. Иванов, И. М. Губкин) [Князев С. Л., 1984; Бенинг К. В., 1917; Гернгрос А. В., 1837 и др.].

Сторонники второго подхода придерживались мнения о том, что в Сокско-Шешминском районе и на Самарской Луке нет перспектив

открытия крупных скоплений нефти на глубине (В. Г. Ерофеев, С. Н. Никитин, А. В. Нечаев и др.) [Князев С. Л., 1984].

Разрешить этот спор могло только глубокое бурение, которого в то время не существовало: поиски и разведки нефти с применением глубокого бурения были начаты в ТАССР лишь 1939 году.

В целом освоение залежей сверхтяжелых нефтей в РТ можно разбить на 3 этапа: первый из них по времени условно начинается с 1-й половины XVII века и продолжается до 70-х годов XX века; второй этап (январь 1978 г. – 2006 г.); третий этап (2006 г. – по настоящее время).

Рассмотрим особенности первого этапа. В это время проводились разведочные работы, только изредка дело доходило до промышленного варианта битумной переработки. Так, в 1754 году татарский старшина Надыр Уразметов обследовал выходы нефти по рекам Сок и Сургут у города Сергиевка и получил разрешение от Оренбургской горной конторы на постройку нефтяных заводов для простейшей переработки нефти. Надыр с сыном Юсупом соорудили два завода по переработке нефти.

Начиная с конца XVIII века в Казанской губернии производилась добыча битумоносных пород на Сарабикуловском, Шугуровском, Сюкеевском и других месторождениях с последующим получением гудрона [5].

В 1864 году Бугульминский помещик Я. Н. Малакиенко заложил несколько скважин и неглубоких шахт в различных местах Самарской губернии (села Шугурово, Нижняя Кармалка и др.). Получив 2000 пудов асфальта и 80 ведер нефти, из которой был отогнан хороший керосин, на принадлежащем Я. Н. Малакиенко небольшом заводе, он не окупил затрат на разведку и вынужден был прекратить дальнейшие работы. Попытки бурения на нефть и разработки битумоносных пород предпринимались около с. Сюкеево как русскими (Смольянинов, Глинский, Брагин), так и иностранцами.

В 70-е годы XIX века американец Шандор пробурил 6 скважин различной глубины у деревень Сарабикулово и Шугурово. Он считал, что имеются все признаки нахождения там богатых подземных скоплений нефти, открытие которых — вопрос весьма непродолжительного времени. Особые надежды связывались с наиболее глубокой скважиной у деревни Шугурово, где бурение с глубины 250 м проходило по породам, пропитанным нефтью, и наблюдалось сильное выделение газов. Но как эта, так и другие скважины Шандора не обна-

ружили промышленных скоплений нефти из-за недостаточной глубины.

В конце XIX века в Шугурово был заложен небольшой гудронный завод у подножия горы, где битумоносные породы выходили на поверхность. Разрабатывались они путем проходки штолен. Извлечение битума производилось с помощью обработки дробленого битумоносного песчаника в специальных котлах водой и паром. В среднем из 25 тонн битумоносного песчаника получали 1 т битума.

Поиски нефти в Казанском крае активизировались перед началом Первой мировой войны. В 1913 г. с целью разведки и добычи битумной нефти в Сюкеево организуются английская акционерная компания «Казан ойл филд» и компания русских капиталистов «Демин и К». В Сюкеево делались попытки получения ихтиола из местных битумов. Английская компания пробурила три скважины «узкого диаметра» глубиной от 80 до 100 м и организовала разработку битумного известняка. Он был сильно насыщен горючим веществом. Поэтому местные рыбаки его использовали для разведения огня.

Геолог этой компании высказал мысль о том, что возможна богатая перспектива получения нефти из битумоносных пород. «Работы по бурению должны иметь в виду глубину не менее 2000 футов» (1 фут = 304,8 мм). Но началась война и работы русского Товарищества и английской компании прекратились.

Вопросы нефтеносности пермских отложений с разными задачами и в разные годы рассмотрены во многих опубликованных или фондовых работах. В работах дореволюционных исследователей (профессора Горного института Г. Д. Романовского, профессора Казанского университета А. А. Штукенберга, академика А. П. Павлова, профессора геолкома А. В. Нечаева) описаны многие выходы пермских битумов Поволжья, высказаны мысли об их генезисе.

В первые годы после Октябрьской революции районы выходов пермских битумов Татарстана (Сюкеевский взвоз, Фиков Колок и др.) изучались с точки зрения поисков залежей нефти академиком И. М. Губкиным, профессором Н. Н. Тихоновичем, геологом Геологического комитета К. П. Калицким, а несколько позднее Г. В. Распоповым, начальником ТУГН В. Г. Соболевым, профессором КГУ М. Э. Ноинским, геологом треста «Татгеологоразведка» С. П. Егоровым и др.

В 1920–1939 годах осуществлена разведка отдельных залежей битумов, дана оценка запасов начальником Сюкеевских нефтеразведок Н. С. Обуховским, геологом Геолкома А. Н. Розановым.

С 1936 по 1944 гг. на базе Нижне-Кармального месторождения работал небольшой гудронный завод.

В 1946 году было открыто Бавлинское нефтяное месторождение в девонских отложениях; в 1948 году — уникальное Ромашкинское, а в 1955 году — месторождения Прикамья. Это предопределило развитие специального интереса производства, прежде всего, к «легким нефтям», добыча которых резко возросла. В 1971 г. был извлечен 1-й млрд. т татарской нефти, а через 10 лет — второй. Шугуровский нефтебитумный завод после открытия в 1943 г. Шугуровского месторождения и до закрытия стал использовать нефть для выработки битумов разных марок и других нефтепродуктов.

В целом для первого этапа освоения тяжелых нефтей характерно определение их проявлений, выборочные опыты добычи и переработки, малые объемы этой добычи и редкое использование, в том числе для покрытия дорог и других целей.

Началом практической реализации второго этапа, его определяющей датой можно считать январь 1978 г., когда приказом генерального директора ПО «Татнефть» в составе Лениногорского УПНП и КРС был создан специализированный цех № 5 для ведения опытно-промысловых работ по добыче природных битумов.

Между тем организационные мероприятия по вводу в опытно-промышленную разработку залежей ПБ в РТ начались задолго до января 1978 г. — в 50-70-е годы XX века.

1950–1969 гг. отмечены проведением геологических работ по изучению нефтеносности пермских отложений РТ.

В сентябре 1969 г. главный геолог ПО «Татнефть» Р. Х. Муслимов и директор ТатНИПИнефть Г. Г. Вахитов обратились к первому заместителю Министерства нефтяной промышленности СССР С. А. Оруджеву и в ОК КПСС с просьбой включить тему «Разработать промышленные методы получения нефти из битуминозных пород Татарской АССР, залегающих на глубине 50–400 м» в готовящееся постановление Государственного комитета по науке и технике[1].

С 1970 года в республике к решению проблемы разработки битумов скважинными способами был привлечен ряд научно-исследовательских институтов, а в 1986 году организованы опытно-экспериментальное НГДУ «Татнефтебитум» и Бугульминский отдел ВНИИнефть, преобразованный в 1993 году в научно-технологический центр по добыче битумов и высоковязких нефтей.

Исследования сосредоточивались на залежах уфимского комплекса, отличающихся высокой концентрацией битума в песчаных пластах. Началом этих работ явился 1973 год, когда на Сугушлинском месторождении было проведено опробывание различных видов воздействия на пласт, рекомендованных ТатНИПИнефть, ВНИИнефть, Казанским авиационным институтом, Казанским химико-технологическим институтом, ТатНИИнефтемаш, БО ВНИИнефть и др.

В дальнейшем опытно-промышленные исследования переместились на Мордово-Кармальское и Ашальчинское месторождения. На них разработаны и апробированы следующие технологии: извлечение битумов методом низкотемпературного окисления (НТО), термоциклическое воздействие паром и парогазом, циклическая закачка воздуха, площадная закачка парогаса, инициирование внутрипластового горения и другие.

Опытно-промышленные работы выявили отрицательные факторы, сопутствующие внутрипластовому горению, в том числе: трудную регулируемость процесса в пластах; поверхностную утечку газообразных агентов нагнетания (воздух, азот, кислород, углекислый газ), обусловленную техногенными и геологическими причинами; усложнение экологической обстановки окружающей среды (вышележащих горизонтов питьевых вод и воздушной среды); протеканием в пласте процессов термического и окислительного крекинга, что приводит к значительной утрате сырья своих ценных потенциальных качеств (содержание ванадия может упасть на 70%).

Опыт разработки залежей сверхвязких нефтей тепловыми методами показал, что коэффициент нефтеизвлечения не превышает 0,3.

В целом, по второму этапу можно сделать следующие выводы [2].

1. Тепловые методы пока остаются основными в процессе освоения залежей сверхвязких нефтей. В то же время производство по их добыче и переработке с широким применением внутрипластового горения отличается невысокой рентабельностью и значительно усложняет экологическую обстановку.

2. Себестоимость добычи природного битума в 3–4 раза выше себестоимости добычи нефти. Затраты на переработку битумов в 1,5–2 раза превышают затраты на переработку нефти при худшем качестве получаемой продукции.

3. Основываясь на отработке на сравнительно благоприятном в геологическом отношении Мордово-Кармальском месторождении,

можно полагать, что последующий ввод в разработку большого числа подобных или еще более сложных в построении месторождений не обеспечит в ближайшее время значительного роста нефтедобычи и окупаемости затрат на их освоение.

4. Необходимо разработать новую стратегию по освоению тяжелых углеводородов в РТ, в которой должны быть предусмотрены: подготовка месторождений к освоению; внедрение современных технологий добычи; разработка оптимальных способов транспортировки и переработки сырья, а также подготовки высококвалифицированных кадров специалистов.

Началом 3-го этапа, который включает в себя решение вышеотмеченных задач, является бурение в 2006 г. первой пары горизонтальных скважин на Ашальчинском месторождении и применение парогравитационного метода добычи, который может обеспечить КИН в 2 раза больший по отношению к ранее применяемым технологиям. Так, по результатам лабораторной имитации указанной технологии, проведенной в ТатНИПИнефть, средний конечный коэффициент битумоизвлечения при вытеснении битума сверху вниз составил 68%.

Экономическим обоснованием начала нового этапа в освоении месторождений сверхвязких нефтей явилось повышение мировой цены на баррель нефти до уровня в 50 долларов и выше.

По проекту ТатНИПИнефти с 2006 г. на Ашальчинском месторождении начаты опытно-промышленные работы по испытанию технологии термокапиллярного гравитационного дренирования пласта с использованием двух горизонтальных скважин, у каждой из которых по 2 устья, т. е. скважины выходят на дневную поверхность [3]. Таким образом, в 2006 году начался новый этап опытно-промышленной разработки на Ашальчинской залежи СВН методом парогравитационного воздействия.

Одновременно для решения задач освоения запасов СВН началась подготовка высококвалифицированных кадров. С этой целью в КФУ была создана кафедра природных битумов (предложение о ее создании было сформулировано в письме профессора Липаева А.А. на имя М. Ш. Шаймиева).

Чрезвычайно актуализируются вопросы моделирования добычи СВН в новых условиях [4].

Таким образом, третий этап (его начало) характеризуется новым пониманием и осмыслением проблемы и всех ее составляющих в со-

ответствии с рекомендациями расширенного заседания Комитета Государственной Думы по энергетике на тему: «Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений» от 19 марта 2014 г.: определение ресурсной базы, совершенствование технологий добычи и их практическое воплощение к условиям России и Республики Татарстан; решение вопросов реализации инвестиций; о попутных цветных металлах (особенно ванадия); КИН и новые технологии; вопросы стимулирования нефтедобывающих предприятий и другие.

Особо следует отметить, что в целях развития инновационных подходов к освоению месторождений высоковязких и сверхвязких нефтей и природных битумов, а также обеспечения квалифицированными кадрами всех уровней Комитет Госдумы рекомендует создать Научно-образовательный кластер в сфере повышения эффективности разведки и разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов. Причем данный кластер целесообразно развернуть в регионе, где имеется промыслово-производственная и научно-образовательная база. Предлагается создание в Республике Татарстан пилотного варианта кластера в составе ОАО «Татнефть», ТатНИПИ-нефть, Казанского федерального университета, Альметьевского государственного нефтяного института и Лениногорского нефтяного техникума. В перспективе к кластеру может быть подключена и область переработки тяжелого углеводородного сырья с привлечением ОАО «Нижнекамскнефтехим» и Казанского научно-исследовательского технологического университета (КНИТУ — бывший КХТИ).

Для освоения залежей СВН и ПБ необходимо решение целого ряда задач: 1) выяснение истинных размеров и качественной характеристики ресурсной базы; 2) подготовка сырьевой базы для постановки надежного промышленного эксперимента по проведению крупномасштабной добычи и переработки СВН и ПБ в комплексе: методы добычи, транспортировки, переработки, извлечения попутных компонентов, доставка потребителю; 3) глубокое изучение ряда геологических и технических вопросов, выход на новый уровень геологических исследований; 4) развитие новых экономических технологий нефтедобычи и нефтепереработки; 5) создание комплексного «в одном пакете» паспорта всех компонентов СВН, содержащихся в их залежах; 6) решение вопросов оценки экономической эффективности комплексного использования сырья, планирования и стимулирования, распределения общих затрат между отдельными извлекаемыми

компонентами и, как следствие, установление цен на попутную продукцию; 7) развитие человеческих ресурсов, подготовка высококвалифицированных специалистов для качественного осуществления добычи, переработки и транспортировки продуктов из СВН; 8) введение щадящей налоговой системы или специального налогового режима, как, например, в Венесуэле и Канаде.

Таким образом, в условиях снижения объемов нефтедобычи и увеличения доли сернистой нефти главной задачей становится обеспечение рационального использования уникальных нефтегазовых источников углеводородного сырья, включая СВН и ПБ, в сочетании с эффективной работой комплекса перерабатывающих нефтехимических и химических производств. Решение этих задач предполагает, в том числе, разработку и внедрение экономичных методов и технологий добычи ПБ и вязких нефтей. На наш взгляд, решение всех стоящих задач требует как федеральных, так и республиканских инвестиций. Сейчас ясно только одно: за сверхвязкими нефтями и природными битумами большое будущее и наступает «пора X» для активного включения их в производство.

Список литературы

1. Обобщение результатов лабораторных и опытно-промышленных работ по извлечению сверхвязкой нефти из пласта / Хисамов Р.С., Мусин М.М., Мусин К.М. [и др.]. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2013. – 232 с.
2. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан / Под ред. проф. д.г.-м.н. Р.С. Хисамова – Казань: Изд-во «ФЭН», 2007. – 295 с.
3. Нефтебитумоносность пермских отложений Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины / Хисамов Р.С. [и др.]; под ред. проф. Хисамова Р.С. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2009. – 431 с.
4. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. – М.-Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2013. – 484 с.
5. Газизуллин Р.Г. Технологические основы рудничной разработки и комплексной переработки битумоносных пород. – Казань: Изд-во «Плутон», 2002. – 392 с.

AN ARTICLE ON OILFIELD IN YEMEN

A. E. Al-Shahethi

(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. In this article discussed the information about the exploration and production of oil and gas in Yemen and to use the natural gas to consume mainly in the electricity sector.

Keywords: gas, oil, reserve, electricity, wells, development

Introduction

Yemen, Republic of Yemen (al-al-Yamani Jumhuriyah), the state in the southwest of the Arabian Peninsula, was established on May 22, 1990 through the merger of the Yemen Arab Republic (North Yemen) and the People's Democratic Republic of Yemen (South Yemen). It borders on the north by Saudi Arabia and on the east — with Oman. The south of Yemen is washed by the Arabian Sea and the Gulf of Aden, west coast is washed by the Red Sea. The Area of Yemen is 527.9 thousand sq. km. The Capital is Sana. In 2007 it commissioned a cable linking power system in Yemen and Saudi Arabia. It is planned to expand the capacity of the cable electricity to 500–1000 thousand kW. In 2014 gas powered CHP Marib power station operation started (capacity of 0.4 million kW). The state has also planned construction of three thermal power plants in cooperation with the Chinese National Corporation of Overseas Economic Cooperation. The name of the country «Al-Yaman» can be translated from Arabic as «right side» or «happiness», «prosperity».

Oil field – a set of oil deposits in the territory. It usually takes several hundred kilometers, and used for the extraction of oil from oil wells, which are built in the drilling process.

Classification of oil fields oil reserves

Oil fields are classified into:

- small — up to 10 million tons of oil.
- average — 10–100 million tons of oil.
- Large — 100–1000 mill. tons of oil.
- Large (giant) — 1–5 billion tons
- Unique (supergiant) – 5 billion tons of oil and more.

Oil and gas in Yemen

Oil and gas production which began in the late 1980s in both parts of Yemen's contributed to a marked improvement in economic performance and raising living standards. However, Yemen is still largely dependent on foreign aid. Remittances from Yemenis in exile, particularly in Saudi Arabia, were in the late 1980's and were 1 billion Dollars per year. Suspension of payments in 1990 caused serious damage to the economy. The subsequent period of political instability and civil war virtually paralyzed economic life. Yemen Riyal was devalued. The total amount of damage to farm by fighting only in 1994 was estimated at \$ 6,5–11 billion dollars.



Government's economic policy is aimed at restructuring the economy, giving the priority development of the oil and gas industry, increase in agricultural production, creation of free economic zones to attract foreign capital into the country. However, the solution of these problems is complicated by high population growth and domestic political controversy.

At present, the backbone of the economy is the oil industry. In 1995 the share of fuels and lubricants in the country's exports amounted to 84%. Agriculture was being modernized slowly. The main cash crops are cotton, coffee and fruit. For domestic consumption are grown sorghum, potatoes, wheat and barley. Livestock and fisheries are also important.

Oil Industry in Yemen

The main place in the extraction of natural resources belong to the oil industry. Oil exploration in Yemen began in 1938. In 1972 it discovered oil field in Tihama. In 1981, the American Petroleum Corporation «Hunt Oil Company» has received a concession for the development of oil, which began in 1984 in the basin of Marib, Al Jawf, in the south-east of the country. In Southern Yemen in 1987, announced the opening of commercial oil deposits in the region of Shabwa, 200 kilometers east of Marib. In 1991

the Soviet Union «Tekhnoexport» built a 190-kilometer pipeline to the town of Bir-Ali on the coast of the Gulf of Aden. In 1991 oil also found in the province of Hadramaut (Masil). In 1993, West consortium started exporting oil from the area; in 1999, oil production in Masil reached 420 thousand barrels/day.

Yemen Arab Republic and the Government of Southern Yemen in 1988 established a joint venture for oil production («Yemen's state-owned oil and gas»), partly helped and partly the result of convergence of Aden and Sana'a. At present, there are 23 oil companies, most of them are American, English, Indonesian, Italian, Canadian, Malaysian, Russian, French, Persian Gulf countries.

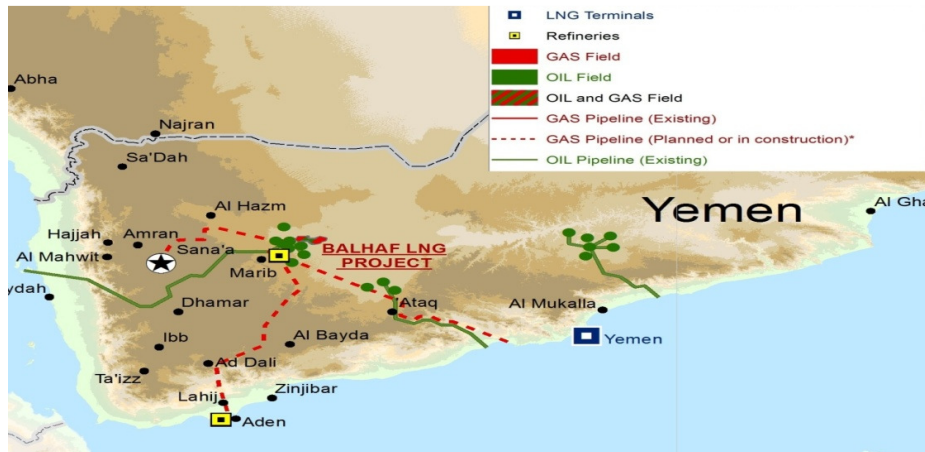
Proven oil reserves are estimated at 3.2 billion barrels (2001). In 1990, oil production was 5.4 million tons, in 1995 — approx. 11 million tons, in 1997 — 19 million tons per year. Daily oil production in 2001 reached 438.5 thousand Barrels. In Yemen, the discovery of new deposits preliminary estimates the volume of proven reserves may reach 390 million barrel. Nowadays (since June 2004) produces about 450 tons barrel every day.

The largest industrial enterprise in the country is an oil refinery in Aden, built by «British Petroleum Company» in 1954. Aden refinery capacity is approx. 5 million tons per year, but with the introduction into service of two new oil storage facilities (25 thousand m each) processing is expected to increase. In 1986, the refinery was built in Marib, and in 1987 — a pipeline (440 km) to the Red Sea coast. In the first half of the 1990s the power of Aden and Marib Refinery due to the effects of the conflict in the Persian Gulf and the fighting in Yemen were involved in about 50%. Provides for the construction of additional refineries in Mukalla, Shahr and Maaribe, oil-Safir Shabwa for oil and a number of other projects.

Natural gas can be promising for Yemen, with estimated reserves of 480 billion cubic m. The Government encourages investment in gas exploration to multinational companies. It is planned to build gas storage, gas for domestic and industrial needs, as well as exports. Under the agreement signed in September 1995, a leading company in the project to develop natural gas fields is the French «Total». In January 1997 a number of agreements were signed with companies like «Hunt Oil», «Exxon» and «Yukon». Negotiations are under way with the «Hunt» about the early development of natural gas fields in Maaribe to supply it for export. The volume of production of liquefied natural gas expected to be \$ 3.1 million tons per year.

Other mineral deposits are mined salt, gypsum, limestone and marble. In 1994 Yemen produced 280 thousand tons of salt and 80 thousand tones of gypsum. There are also explored deposits of sandstone deposits of iron, coal, quartz, sulfur, zinc, gold, silver, lead, copper, nickel, titanium and uranium.

Map and information on the exploration and production of oil and gas in Yemen



Gas and electricity in Yemen

Gas reserves

As of early 2013, the proven reserves of natural gas in Yemen is 480 bcm. The main gas fields are located in the basin of Marib-Jawf.

Gas production

Trading gas production in Yemen was not implemented until 2009, so all produced associated gas immediately injected back into the reservoir. In 2012, the country produced 7.6 billion cubic meters of commercial gas (-21.3% in 2011).

Gas exports

Since 2009, Yemen is an exporter of LNG. In 2012, the country has been put on the world markets 7.1 billion cubic meters of gas. Its estimated gas exports to Republic of Korea 50.0%, China — 11.4%, for the United States — 7.8%, India — 7.7%, for Thailand — 7.6%, Japan — 5.8% and Mexico — 5.0% and Chile — 4.7%.

LNG production in Yemen is conducted at the factory Yemen LNG (commissioned in 2009–2010), consisting of two production lines with total capacity of 9.1 billion cubic meters per year. Shareholders of the plant: Total — 39,6 %, Yemen Gas — 16,7 %, Hunt Oil — 17,2 %, SK Energy — 9,6 %, KOGAS — 6,0 %, Hyundai — 5,9 %, GASSP — 5.0 %.

Plants from gas comes from the unit 18 (Field Marib-Jawf) for gas pipeline of 320 km and a capacity of 9.2 billion cubic meters per year.

Gas consumption

Natural gas in Yemen consumed mainly in the electricity sector.

The installed capacity of power in Yemen as of 2012 amounted to 1.87 million kW. All power plants in the country — the heat. In the structure of consumption of fuel for thermal power plants to natural gas accounted for 38% and fuel oil — 36%, diesel fuel — 18%, other oil products - 8%. The power generation and sale of electricity in the country provides by state Public Electricity Corporation.

Production and consumption of electricity

In 2011, the gross electricity production in Yemen was 6.21 billion kWh (-20.0% compared to 2010). Yemen has a high level of losses in the networks, which in 2011 amounted to 27% of all electricity produced in the country. As a result, electricity consumption in 2011 amounted to 4.10 billion kWh (-18.5% compared to 2010). The supply of electricity is as follows: households is 62%, commercial and public sector — 15%, industry — 4%, other sectors — 19%.

Conclusion

The value of the oil and gas industry in the national economy is enormous. Virtually all industries, agriculture, transportation, medicine and just population at the present level of development of its oil, natural gas and petroleum products. At the same time, their consumption in the country grows from year to year.

Prospects of development of oil and gas due to the huge potential oil and gas resources, which lie in the ground and have not yet been explored. These include large areas of prospective land. Among them first are Marib, Shabwa, Mahra, Hajj, and Hadramaut Al Jawf , Arabian Sea, the Red Sea and the Strait of Bab el Mandeb. In these areas should be focused and significant projected oil and gas resources that need to be explored and to increase hydrocarbon reserves in the country in the near future.

In these regions, the prospects for the search for new oil and gas fields may be associated with:

- the identification of promising horizons in deep water (more than 4.5 km);
- from prospecting and exploration of oil and gas in carbonate reservoirs;
- the identification of non-structural traps and the search for hydrocarbon deposits on the slopes of the sides of the arched uplifts and depressions, and others.

In addition, the prospects of finding new oil and gas fields could exist in unexplored parts of Yemen, where exploration work has never been carried out or in small amounts and which did not give a positive result .

References

1. http://www.krugosvet.ru/enc/strany_mira/EMEN.html
2. [http://www.krugosvet.ru/enc/strany_mira/EMEN.html?page= 0,5#part-20](http://www.krugosvet.ru/enc/strany_mira/EMEN.html?page=0,5#part-20)
3. <http://tarantulas.tropica.ru/ru/geography/Asia/Yemen>
4. <http://top.rbc.ru/economics/09/09/2013/875511.shtml>

UDC 622.24

DRILLING PROBLEMS IN YEMEN

Haddad Mohammed (BGR-11-13)

(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. This article, explains the circumstances of drilling conducted in Yemen during drilling wells problems and gives solutions to the problems.

Keywords: Drilling, well, reserve, oil fields, barrels.

Oil production in Yemen

The Republic of Yemen is situated in the south of the Arabian Peninsula in Southwest Asia. It is part of the Middle East, bordering with Oman, Saudi Arabia, coastline to Red Sea and the Arabian sea. First discovery of oil in Yemen was in 1984, Hunt Oil in first started drilling operations in 1961 in Marib Al Comoros. Yemen is divided into 87 blocks. In 2007, about 12 of them units in oil production, 26 were in the preliminary phase, 7 were in pending approval and 34 are open. Oil in Yemen divided in five areas:

Marib-Jawf (north): (about 800 million barrels)

Masila (south): (800 million barrels)

Shabwa (East) : (800 million barrels)

Paradise (West): (345 million barrels)

Iyad (center) (135 million barrels)

In Yemen, many foreign companies like Salvaley, Tsespa, Blue energy, ExxonMobil, Hunt Oil, Korea National Oil Company, Nexo,

Occidental, Pan Canadian corporation, Sinopes, Soso etc. works. French oil company Total SA bought 40% shares in Marib field in Yemen, the total area of the field is about three thousand square kilometers.

Drilling problems in Yemen:

Formation damage: Producing formation damage has been defined as the impairment of the unseen by the inevitable, causing an unknown reduction in the unquantifiable. In a different context, formation damage is defined as the impairment to reservoir (reduced production) caused by wellbore fluids used during drilling/completion and workover operations. It is a zone of reduced permeability within the vicinity of the wellbore (skin) as a result of foreign-fluid invasion into the reservoir rock.

Preventing formation damage: Over the last five decades, a great deal of attention has been paid to formation damage issues for two primary reasons:

Ability to recover fluids from the reservoir is affected very strongly by the hydrocarbon permeability in the near-wellbore region,

Although we do not have the ability to control reservoir rock properties and fluid properties, we have some degree of control over drilling, completion, and production operations. Thus, we can make operational changes, minimize the extent of formation damage induced in and around the wellbore, and have a substantial impact on hydrocarbon production. Being aware of the formation damage implications of various drilling, completion, and production operations can help in substantially reducing formation damage and enhancing the ability of the well to produce fluids.

Stuck pipe: During drilling operations, a pipe is considered stuck if it cannot be freed from the hole without damaging the pipe, and without exceeding the drilling rig's maximum allowed hook load. Pipe sticking can be classified under two categories: differential pressure pipe sticking and mechanical pipe sticking.

Mechanical causes for stuck pipe include:

Keyseating

Packoff from poor hole-cleaning

Shale swelling

Wellbore collapse

Plastic-flowing formation (salt)

Bridging

Preventing stuck pipe can require close monitoring of early warning signs, such as:

Increases in torque and drag

Excessive cuttings loading
Tight spots while tripping
Loss of circulation while drilling

Depending on what the suspected cause of sticking is, it might be necessary to increase the drilling-fluid density (to stabilize a swelling shale) or to decrease it (to protect the depleted zone and avoid differential sticking). A drilling fluid's friction coefficient is an important factor in its effectiveness in preventing stuck pipe and / or enabling stuck pipe to be worked free. Oil-based fluids (OBFs) and synthetic-based fluids (SBFs) offer the maximum lubricity. Inhibitive water-based fluids (WBFs) can be treated with a lubricant (typically 1 to 5% by volume) and formulated to produce a thin, impermeable filter cake that offers increased protection against sticking. High-performance-polymer WBFs that are designed specifically to serve as alternates to OBFs and SBFs exhibit a high degree of natural lubricity and might not require the addition of a lubricant.

Lost circulation: Lost of circulation is the uncontrolled flow of whole mud into a formation. The complete prevention of lost circulation is impossible, because some formations, such as inherently fractured, cavernous, or high-permeability zones, are not avoidable if the target zone is to be reached. However, limiting circulation loss is possible if certain precautions are taken, especially those related to induced fractures. These precautions include:

Maintaining proper mud weight
Minimizing annular-friction pressure losses during drilling and tripping in
Adequate hole cleaning
Avoiding restrictions in the annular space
Setting casing to protect upper weaker formations within a transition zone
Updating formation pore pressure and fracture gradients for better accuracy with log and drilling data

If lost circulation zones are anticipated, preventive measures should be taken by treating the mud with loss of circulation materials (LCMs) and preventive tests such as the leakoff test and formation integrity test should be performed to limit the possibility of loss of circulation.

Hole deviation: Hole deviation is the unintentional departure of the drill bit from a preselected borehole trajectory. Whether it involves drilling a straight or curved-hole section, the tendency of the bit to walk away from the desired path can lead to drilling problems such as higher drilling costs and also lease-boundary legal problems. It is not exactly known what causes a drill bit to deviate from its intended path. It is, however, generally

agreed that one or a combination of several of the following factors may be responsible for the deviation:

- Heterogeneous nature of formation and dip angle
- Drillstring characteristics, specifically the bottomhole assembly (BHA) makeup
- Stabilizers (location, number, and clearances)
- Applied weight on bit (WOB)
- Hole-inclination angle from vertical
- Drill-bit type and its basic mechanical design
- Hydraulics at the bit
- Improper hole cleaning

Drill pipe failures: Drill pipe failures is a prevalent drilling problem. It can be put into one of the following categories: twist off caused by excessive torque; parting because of excessive tension; burst or collapse because of excessive internal pressure or external pressure, respectively; or fatigue as a result of mechanical cyclic loads with or without corrosion. Although pipe failure cannot be eliminated totally, there are certain measures that can be taken to minimize it. Fatigue failures can be mitigated by minimizing induced cyclic stresses and insuring a noncorrosive environment during the drilling operations. Cyclic stresses can be minimized by controlling dogleg severity and drillstring vibrations. Corrosion can be mitigated by corrosive scavengers and controlling the mud pH in the presence of H₂S. The proper handling and inspection of the drill string on a routine basis are the best measures to prevent failures.

Borehole instability: Borehole instability is the undesirable condition of an openhole interval that does not maintain its gauge size and shape and / or its structural integrity. There are four different types of borehole instabilities:

- Hole closure or narrowing
- Hole enlargement or washouts
- Fracturing
- Collapse

Total prevention of borehole instability is unrealistic, because restoring the physical and chemical in-situ conditions of the rock is impossible. However, the drilling engineer can mitigate the problems of borehole instabilities by adhering to good field practices. These practices include:

- Proper mud-weight selection and maintenance
- Use of proper hydraulics to control the equivalent circulating density (ECD)

Proper hole-trajectory selection

Use of borehole fluid compatible with the formation being drilled.

Additional field practices that should be followed are:

Minimizing time spent in open hole

Using offset-well data (use of the learning curve)

Monitoring trend changes (torque, circulating pressure, drag, fill-in during tripping)

Collaborating and sharing information

Mud contamination: A mud is said to be contaminated when a foreign material enters the mud system and causes undesirable changes in mud properties, such as density, viscosity, and filtration. Generally, water-based mud systems are the most susceptible to contamination. Mud contamination can result from overtreatment of the mud system with additives or from material entering the mud during drilling.

Shallow gas: Shallow gas may be encountered at any time in any region of the world. The only way to combat this problem is to never shut in the well; divert the gas flow through a diverter system instead. High-pressure shallow gas can be encountered at depths as low as a few hundred feet where the formation fracture gradient is very low. The danger is that if the well is shut in, formation fracturing is more likely to occur, which will result in the most severe blowout problem, underground blow.

It is almost certain that problems will occur while drilling a well, even in very carefully planned wells. For example, in areas in which similar drilling practices are used, hole problems may have been reported where no such problems existed previously because formations are nonhomogeneous. Therefore, two wells near each other may have totally different geological conditions. In well planning, the key to achieving objectives successfully is to design drilling programs on the basis of anticipation of potential hole problems rather than on caution and containment. Drilling problems can be very costly. The most prevalent drilling problems include pipe sticking, lost circulation, hole deviation, pipe failures, borehole instability, mud contamination, formation damage, hole cleaning, H₂S-bearing formation and shallow gas, and equipment and personnel-related problems. Understanding and anticipating drilling problems, understanding their causes, and planning solutions are necessary for overall-well-cost control and for successfully reaching the target zone.

References:

1. Focusing oil and gas exploration in Eastern Yemen by using satellite images and elevation data alongside conventional 2D seismic / R. Harris, M. Cooper, I. Shook.:- Canada, 2003
2. International Business Wiki [электронный ресурс] режим доступа
http://internationalbusiness.wikia.com/wiki/Yemen's_Declining_Crude_Oil_Production
3. КазМунайГаз [электронный ресурс] режим доступа
http://www.kmg.kz/press/market_news/8850
4. Drilling wells complications / power wells services.: – Texas, 2000
5. Investment U [Электронный ресурс] Yemen oil production, режим доступа
<http://www.investmentu.com/2012/March/yemen-oil-production.html>

UDC 622.276

PRODUCTION AND MANAGEMENT OF NATURAL GAS IN BANGLADESH

Alam T.

(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. Natural gas has been the life line as a commercial energy source for Bangladesh. In 2014 natural gas share in power generation in the country was about 88%. In a global context, natural gas is the fastest growing energy resource of the present century. Because natural gas is more environmentally friendly compared to oil and coal. The sub-surface of Bangladesh is according to the present knowledge mainly gas prone, with some potential for future oil discoveries. Bangladesh at present does not produce any crude oil. This article will show the essence of natural gas production and management to ensure maximizing productivity in Bangladesh.

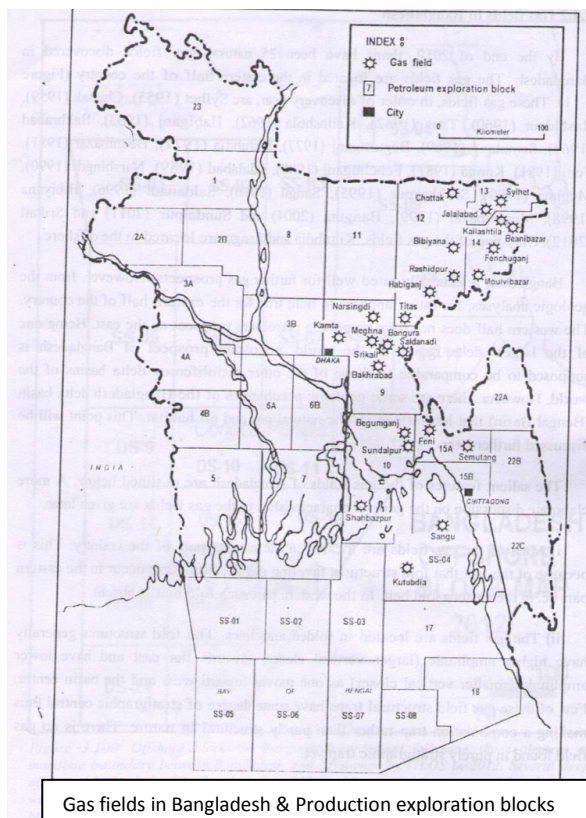
Keywords: gas, transmission, reserve, exploitation, development

Bangladesh is a young deltaic sedimentary basin which meets the geologic requirements for generation and accumulation of natural gas in the subsurface. Geological exploration has shown that Bangladesh has sig-

nificant quantities of exploitable natural gas and coal resources. The country has divided into an eastern gas rich zone and northwest coal zone. By the end of 2012, a total of 25 gas fields discovered in the country. According to the latest estimate cumulative initial recoverable reserve of gas in the country stands at about 26 Trillion cubic feet (TCF). The block system was firstly introduced in Bangladesh in 1974 when six offshore blocks were awarded to six companies. They acquired 31,000 km (approx.) of seismic and drilled 75 wells. At present 9 National and International Oil Companies are working efficiently in the offshore blocks of Bangladesh. Natural gas now accounts for about 70% of the country's commercial energy supply. According to the latest study by the Hydrocarbon Unit of the Energy and Mineral Resources Division and Norwegian Petroleum Directorate, the initial gas in place (proven+Probable) reserve of the 22 gas fields of the country is 28.4 TCF out of which 20.5 TCF is considered recoverable. Out of this recoverable reserve, 5.1 TCF has been consumed upto June 2003 leaving remaining recoverable reserve of 15.4 TCF.

Geological Characters of Bangladesh gas fields

Natural gas found in Bangladesh is that most of the gas generated in the organic rich shale of Oligocene age, stratigraphically belonging to the Jenum Formation of the Barail Group. In addition to the Oligocene Jenum shales, a secondary gas resource is suggested to be the Miocene shale of Bhuban Formation. Geothermal studies show that most of the shale in the



very thick Miocene section do not contain enough organic matter to generate hydrocarbon gas sufficiently to form a gas pool. The reservoir rock of all the gas fields in Bangladesh is sandstone. The sandstone belong to the surma group unit (Bhuban and Bokabil Formation). Bangladesh may be divided into three main hydrocarbon-geological provinces. These includes: 1) The fold belt in the east, 2) The foredeep in the center and 3) The stable shelf and hinge Zone in the west-northwest. The eastern fold belt is the most prolific natural gas province, out of the total 25 gas fields discovered so far in the country, 22 are

located in this province. The central foredeep province is occupied by the large Ganges Brahmaputra delta plain in the central part of Bengal Basin and the Bay of Bengal to the south. Although less discovered this is the second most important petroleum province in the country containing four gas fields namely Kamta, Narshingdi, Shahbazpur and Kutubdia. The western platform flank of the Bengal Basin is occupied by two major tectonic elements, the stable shelf and the Hinge zone. There has been no commercial hydrocarbon discovery in this area yet, although some wells were drilled.

Fields and Discoveries

Since the beginning of petroleum exploration in the area in 1910, a total of 76 exploratory wells have been drilled till 2010. This resulted in 25 gas field discovery. The list below shows field, company and year of discovery of currently producing fields.

I. Production

Company	Gas Fields	No. of Producing Wells	Production Capacity	Production		Pro.as a % of T.Cap(Gas)	Pro.as a % of T. Prod(Gas)
				Gas	Condensate		
1. BGFL	Titas	21	518	512.5	383.0	20.2	19.7
	Habiganj	7	225	221.8	10.9	8.8	1.5
	Bakhrabad	7	43	40.0	20.0	1.6	1.1
	Narsingdi	2	30	28.1	46.5	1.1	1.1
	Meghna	1	11	10.4	17.9	0.4	0.4
	Sub-Total	38	827	812.8	478.3	32.1	31.3
2. SGFL	Sylhet	2	11	8.3	62.3	0.3	0.3
	Kailashtila #1 (Silicagel)	1	15	11.7	104.0	0.5	0.5
	Kailashtila #2 (MSTE)	3	60	60.6	612.3	2.4	2.3
	Rashidpur	5	61	59.9	51.2	2.4	2.3
	Beanibazar	1	10	9.6	160.5	0.4	0.4
	Sub-Total	12	157	150.1	990.2	5.9	5.8
3. BAPEX	Salda	1	12	8.4	1.6	0.3	0.3
	Fenchuganj	3	40	37.6	17.8	1.5	1.4
	Shahbazpur	2	30	6.9	0.6	0.3	0.3
	Semutang	2	12	4.1	2.1	0.2	0.2
	Sundalpur	1	10	4.1	0.0	0.2	0.2
	Srikail	2	44	39.5	29.5	1.6	1.5
	Begumganj	1	10	4.7	1.0	0.2	0.2
	Sub-Total	12	158	105.2	52.6	4.2	4.1
Sub-Total (1+2+3)		62	1142	1068.1	1521.1	42.2	41.1
4. IOCs	SANTOS						
	Sangu	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Jalalabad	4	230	240.3	1708.2	9.5	9.3
	CHEVRON						
	Maulavibazar	6	50	38.3	0.6	1.5	1.5
	Bibiyana	22	1000	1141.1	6784.2	45.1	44.0
NIKO	Feni	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
	TULLOW						
	Bangora	4	110	108.5	324.0	4.3	4.2
	Sub-Total	36	1390	1528.2	8817.0	60.4	58.9
Grand Total (1+2+3+4):		98	2532	2596.4	10338.1	102.5	100.0

Sylhet (PPL, 1955); Rashidpur (Shell, 1960); Titas (Shell, 1962); Kailas Tila (Shell, 1962); Habiganj (Shell, 1963); Bakhrabad (Shell, 1969); Beani Bazar (Petrobangla, 1981); Jalalabad (Scimitar, 1989); Narsingdi (Petrobangla, 1990); Meghna (Petrobangla, 1990); Salda Nadi (BAPEX, 1996); Sangu (Cairn, 1996; offshore); Bibiyana (Oxy/Unocal, 1998).

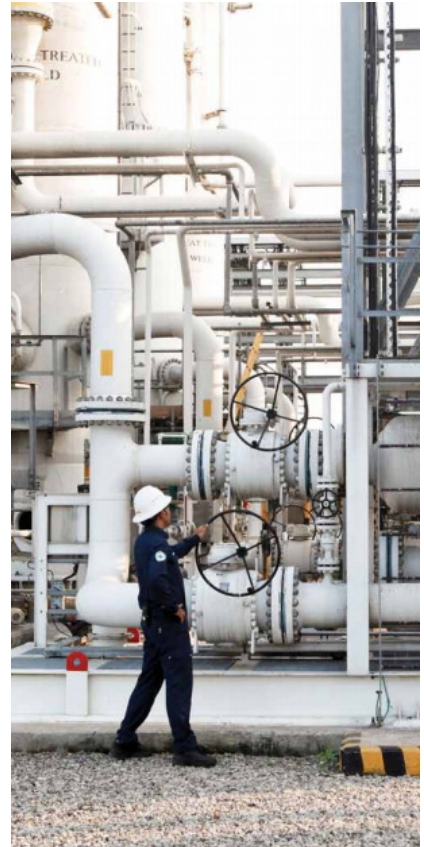
In addition to the producing fields above, another seven are discovered not yet in production, and these are:

Semutang (OGDC, 1969); Kutubdia (Union, 1977; offshore) Begumganj (Petrobangla, 1977) Fenchuganj (Petrobangla, 1988); Shahbazpur (BAPEX, 1995); Moulavibazar; (Oxy/Unocal, 1997)

The suspended fields are: Chatak (PPL, 1959); Kamta (Petrobangla, 1981); Feni (Petrobangla, 1981)

Production and Reserve

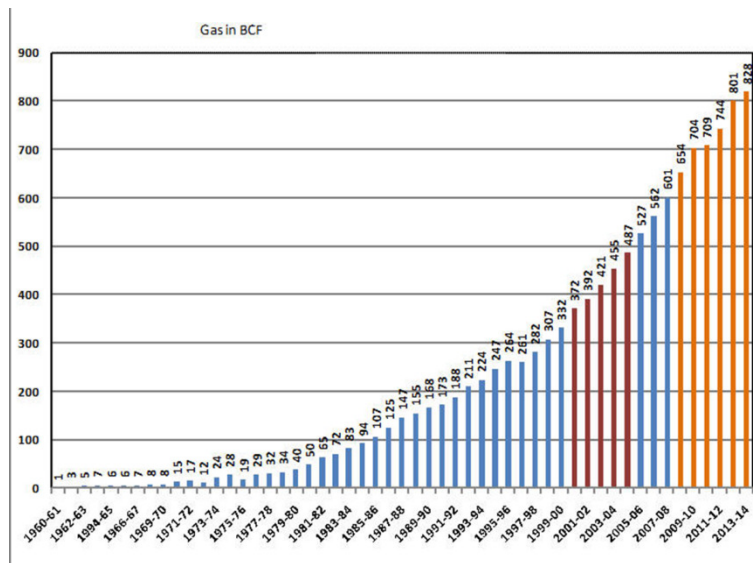
Gas is produced by three national gas production companies and a group of International oil companies. IOC like Chevron, Tullow, Niko have been producing more 60% of total gas production in Bangladesh. A comparison rate of gas production from individual wells of national companies (BGFCL, SGFCL and BAPEX) with those of the IOC wells shows that in general the IOC wells produce at much higher rate than national wells. For example production of Chevron in Bibiyana gas field are up to 80 Million standard cubic feet per day (mmscfd) on each well where maximum production of rate of national oil field in Titas range from 35 to 40 mmcfd. All the gas fields produce some condensate. The condensate production ratio varies from field to field within a range of 0.1-3.9 bbl/mmcfd except for Beani Bazar, Kailas Tila and Jalalabad Gas Fields. During 2000-01 Kailas Tila Gas Field produced 557,310 bbl condensate. The condensate/gas ratio is about 17.8 bbl/mmcfd. Jalalabad is also rich in condensate and it produces at a rate of 12.3 bbl/mmcfd. During 2000-01 condensate production was 337 bbl/day or 1.231 mmbbl. Condensate reserves of the country were estimated 57 mmbbl.



Natural gas reserve has been estimated by various companies or consultants for most of the gas fields of Bangladesh over the last two and half decades. Natural gas is presently playing the most vital role in the economic development of the country. The country so far has discovered 24 gas fields including two offshore ones. The total initial reserve in the 22 fields has been estimated almost 17 Tcf. The reserves of two gas fields discovered in the late 2004-early 2005 respectively are yet to be estimated (expected to be in the range of 0.2 Tcf to 0.5 Tcf each). Cumulative gas produced till December 2003 is about 5.3 Tcf leaving a remaining gas reserve of 11.3 Tcf in the 22 gas fields.

Development of fields depends on mostly foreign companies. Now currently 5 international companies are active in production and other in well service. Chevron is the single largest producer of natural gas in Bangladesh, supplying approximately 50 percent of the country's natural gas consumption. It has increased production ten-fold in the last decade to

meet the country's ever increasing demand for natural gas. Chevron produces natural gas and condensate from three fields in the northeast of the country. Of these, Bibiyana is currently the largest producing field in Bangladesh, constituting 35 per cent of the country's total production. Other companies like Tullow, Krisenergy, Niko, Shell is also producing significant amount of natural gas. Russian Company Gazprom International started working in Bangladesh since 2012. Since then they designed and constructed ten wells at the following fields:



Titas (four wells), Rashidpur, Semutang, Begumganj, Shrikail, and Shahbazpur (two wells), at depths ranging from three to four thousand metres. Gas Production site in Bangladesh depends on the foreign companies. Like one of the national oil field is Fenchuganj Gas Field, which is developed by China National Petroleum Corporation. It has introduced Silica Gel type process plant which adopts solid desiccants; several towers to process dehydrate and recover all economical possible condensate from natural gas. This plant process natural gas from wells. Usually underground pipeline connected to the plant separators. Diameters of pipes are usually 4». Incoming Gases from well goes to Separators which removes liquids from the incoming gas steam. Then gas flows back to another separator filter which removes solid and liquid particles. The towers packed with silica gel used to absorb liquids. Then the treated gases go through another gas filter to remove the desiccant dust and then to pipeline.

Bangladesh's domestic natural gas pipeline network is operated by the Gas Transmission Company Ltd. (GTCL), a subsidiary of Petrobangla. The company began with the 120-



d, a Silica Gel based Process Plant

mile pipeline connecting the Kailashtila gas field to Ashuganj. Later GTCL implemented the 40-mile Ashuganj-Bakhrabad pipeline, which completed the interconnection of the national gas grid. GTCL currently operates 480 miles of pipelines and is the sole natural gas transmission company in Bangladesh. Most of Bangladesh's pipeline network is concentrated in the more populated and developed eastern zone of the country. In 2000, Bangladesh completed a 20-mile pipeline across the Jamuna River, which separates the eastern and western parts of the country. In 2001, this pipeline was extended to the Baghabari natural gas-fired power plant, and a network of pipelines in the west is now starting to take shape. The project includes four gas transmission pipelines, measuring 220 miles, which will transport about 360 Mmcfd of natural gas to the 15 million people living in west Bangladesh.

Natural gas available in Bangladesh contains mostly methane; it is not a good raw material for producing different petrochemical products, except chemical fertilizer and methanol. Bangladesh has no indigenous source of commercial fuel other than natural gas and recently discovered coal. In order to reduce the burden of fuel import bill on national economy, during the last three decades, Government has been following a persistent policy to reduce dependence on imported oil and increase the use of indigenous natural gas in meeting the total energy demand of the country. Bangladesh should have to take effective and efficient measure for conducting systematic exploration activity in the country. It can easily be said that Bangladesh has not been acted according to its vast energy resources because there still remain a large amount of reserve for petroleum resources of Bangladesh. As the same time one can not lose sight of the fact that exploration is high capital intensive and risky venture. It should be remembered that the energy resources that Bangladesh have, is far more capable of uplifting the energy status and overall the economic status of the country if proper action to explore and distribute are taken in time.

References

1. Imam, Badrul; Energy Resources of Bangladesh (2012), University Grants Commission.
2. Khan, F.H.; Geology of Bangladesh.
3. Kingston, John; Undiscovered Petroleum Resources of South-Asia, Open-File Report.
4. Hossain, Mosharraf A.K.M.; Energy Sector of Bangladesh, (Newspaper article)

5. USGS and Petrobangla; «Cooperative Assessment of Undiscovered Natural Gas Reserves of Bangladesh», January 2010.
6. Petrobangla; National Gas Demand and Supply Forecast: Bangladesh, FY 2001-2050. M.A. Aziz Khan, 15 March, 2001.
7. Bangladesh Oil Gas and Mineral Corporation, 1986, Habitat of hydrocarbons in Bangladesh: Report on the Hydrocarbon Habitat Study (1984–1986) of the People's Republic of Bangladesh, v. 1 [text], 192 p. and v. 2 [figures and tables].
8. Chevron Bangladesh;
<http://www.chevronbangladesh.com/documents/news>
9. Gazprom International
<http://www.gazprom-international.com/ru/operations/country/Bangladesh>
10. Petrobangla; http://www.petrobangla.org.bd/petro_success.pdf
11. Asian Development Bank;
<http://www.adb.org/sites/default/files/project-document/64376/38164-ban-rrp.pdf>
12. <http://www.economist.com/node/977035> [Newspaper Article]
13. Wadud, Z, Dey, HS, Kabir, MA and Khan, SI (2011) Modeling and forecasting natural gas demand in Bangladesh. Energy Policy, 39 (11). 7372–7380. ISSN 0301-4215
14. Leada Gomes; «Natural gas in Pakistan and Bangladesh: Current Issues and trends»; Oxford Institute of Energy Studies; ISBN 978-1-907555-76-3; June 2013

UDC 622.276

AN ARTICLE ON OFFSHORE DRILLING

Fuad Aldawdahi

(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. Drilling operations are carried out during all stages of the project life cycle and in all types of environments. The main objectives are the acquisition of information and the safeguarding of production. Expenditure for drilling represents a large fraction of the total project's capital expenditure (typically 20–60%), therefore an understanding of the techniques, equipment and cost of drilling is important. This article discusses the offshore rigs selection site development.

Keywords: drilling, site development, well, rigs, offshore

The drilling of a well involves a major investment, ranging from a few million US\$ for an onshore well to 100 million US\$ plus for a deepwater exploration well. Well engineering is aimed at maximising the value of this investment by employing the most appropriate technology and business processes, to drill a 'fit for purpose' well, at the minimum cost, without compromising safety or environmental standards. Successful drilling engineering requires the integration of many disciplines and skills. Successful drilling projects will require extensive planning. Usually, wells are drilled with one, or a combination, of the following objectives:

- to gather information

- to produce hydrocarbons

- to inject gas or water to maintain reservoir pressure or sweep out oil

- to dispose of water, drill cuttings or CO₂ (sequestration).

To optimise the design of a well it is desirable to have as accurate a picture as possible of the subsurface. Therefore, a number of disciplines will have to provide information prior to the design of the well trajectory and before a drilling rig and specific equipment can be selected. The subsurface team will define optimum locations for the planned wells to penetrate the reservoir and in consultation with the well engineer agree on the desired trajectory through the objective sequence. In discussions with production and well engineers maximum hole inclination and required wellbore diameter will be determined. Wellhead locations, well design and trajectory are aimed at minimising the combined costs of well construction and seabed/surface facilities, whilst maximising production. The accuracy of the parameters used in the well planning process will depend on the knowledge of the field or the region. Particularly during exploration drilling and the early stages of field development considerable uncertainty in subsurface data will prevail. It is important that the uncertainties are clearly spelled out and preferably quantified. Potential risks and problems expected or already encountered in offset wells (earlier wells drilled in the area) should be incorporated into the design of the planned well. This is often achieved by using a decision tree approach in the well planning phase. The optimum well design balances risk, uncertainty and cost with overall project value. The basis for the well design is captured in a comprehensive document. This is then 'translated' into a drilling programme. In summary, the well engineer will be able to design and cost the well in detail using the information obtained from the petroleum engineers, geoscientists and production engineers. In particular, he will plan the setting depth and ratings for the various casing strings,

cementing programme, mud weights and mud types required during drilling, and select an appropriate rig and related hardware, for example drill bits. The following sections will explain, in more detail, the terms introduced so far.

Rig Types and Rig Selection

The type of rig which will be selected depends upon a number of parameters, in particular:

- cost and availability
- water depth of location (offshore)
- mobility/transportability (onshore)
- depth of target zone and expected formation pressures
- prevailing weather/meteorological conditions in the area of operation
- experience of the drilling crew (in particular the safety record!).

The following types of rig can be contracted for offshore drilling. Swamp barges operate in very shallow water (less than 20 ft). They can be towed on location and are then ballasted so that they 'sit on bottom'. The drilling unit is mounted onto the barge. This type of unit is used in the swamp areas of, for example Nigeria, Venezuela and US Gulf Coast. Drilling jackets are small steel platform structures which are used in areas of shallow and calm water. A number of wells may be drilled from one jacket. If a jacket is too small to accommodate a drilling operation, a jack-up rig is usually cantilevered over the jacket and the operation carried out from there. Once a viable development has been proven, it is extremely cost-effective to build and operate jackets in a shallow sea environment. In particular, they allow a flexible and step-wise progression of field development activities. Phased developments using jackets are common in coastal waters, for example South China Sea and the shelf GoM. Wells drilled from large production platforms in the North Sea are drilled in a similar fashion. Jack-up rigs are either towed to the drilling location (or alongside a jacket) or are equipped with a propulsion system. The three or four legs of the rig are lowered onto the seabed.

After some penetration the rig will lift itself to a determined operating height above the sea level. If soft sediment is suspected at seabed, large mud mats will be placed on the seabed to allow a better distribution of weight. All drilling and supporting equipment are integrated into the overall structure. Jack-up rigs are operational in water depths up to about 450 ft and as shallow as 15 ft. Globally, they are the most common rig type, used for a wide range of environments and all types of wells. Semi-submersibles are used for exploration and appraisal in water depths too

great for a jack-up. A semi-submersible rig is a movable offshore vessel consisting of a large deck area built on columns of steel. Attached to these heavy-duty columns are at least two barge-shaped hulls called pontoons. Before operation commences on a specified location, these pontoons are partially filled with water and submersed in approximately 50 ft of water to give stability. A large-diameter steel pipe (riser) is connected to the seabed and serves as a conduit for the drill string. The blowout preventer (BOP) is also located at the seabed (subsea stack).

A combination of several anchors and dynamic positioning (DP) equipment assists in maintaining position. Relocation of the semi-



submersible vessel is made possible by the utilisation of tugboats and/or propulsion machinery.

Heavy-duty semi-submersibles, for example Deepwater Horizon (rated 15,000 psi), can handle high reservoir pressures and operate in the most severe metocean conditions in water depths down to 3000 m. Drill ships are used for deep and very deep water work. They can be less stable in rough seas than semi-submersibles. However, modern high-

specification drill ships such as Discoverer Enterprise can remain stable, and on target during 100 knot winds using powerful thrusters controlled by a DP system.

The thrusters counter the forces of currents, wind and waves to keep the vessel exactly on target, averaging less than 2m off her mark, without an anchor. Heavy-duty drill ships are capable of operating in water depths up to 3000m. In some cases, oil and gas fields are developed from a number of platforms. Some platforms will accommodate production and processing facilities as well as living quarters. Alternatively, these functions may be performed on separate platforms, typically in shallow and calm water. On all offshore structures, however, the installation of additional weight or space is costly. Drilling is only carried out during

short periods of time if compared to the overall field life span and it is desirable to have a rig installed only when needed.

This is the concept of tender-assisted drilling operations. In tender-assisted drilling, a derrick is assembled from a number of segments transported to the platform by a barge. All the supporting functions such as storage, mud tanks and living quarters are located on the tender, which is a specially built spacious barge anchored alongside. It is thus possible to service a whole field or even several fields using only one or two tender-assisted derrick sets. In rough weather, barge type tenders quickly become inoperable and unsafe since the platform is fixed whereas the barge moves up and down with the waves. In these cases and in the hostile environment of the North Sea, a modified semi-submersible vessel may serve as a tender. Currently, purpose-built semi-submersible tenders are being introduced for some future field developments.



As technology improves and existing petroleum reserves wane, exploration will continue to dive into the subterranean depths. This combination of deeper waters and deeper oil wells will pose even greater challenges for oil companies.

References:

1. Hydrocarbon-Exploration-and-Production.
2. Investment U [Электронный ресурс] oil production.
3. Drilling wells complications / power wells services. – Texas, 2000.

УДК 622.276

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ВОДОСНАБЖЕНИЮ ПРИ ДОБЫЧЕ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

Э. М. Хайруллина

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В данной статье был проведен анализ комплексного подхода водоснабжения при добыче сверхвязкой нефти. На примере Ашальчинского месторождения сверхвязкого углеводородного сырья были рассмотрены особенности технологии подготовки попутно добываемой воды до требований парогенератора.

Ключевые слова: сверхвязкое углеводородное сырье, разработка и эксплуатация, месторождение, попутно добываемая вода (ПДВ), парогенератор, добыча, утилизация.

UDC 622.276

COMPLEX APPROACH TO WATER-SUPPLY AT PRODUCTION OF HIGH-VISCOSITY OIL

E. M. Khairullina

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. This article was the analysis of the integrated approach of water supply in the extraction of extra-viscous oil. For example Ashalchinskoye extra-viscous deposits of hydrocarbons were discussed peculiarities of technology of preparation of produced water to meet the requirements of the steam generator.

Keywords: heavy hydrocarbons, development and operation, oil-field, produced water (MPE), steam, extraction, utilization.

Характерной особенностью современной нефтедобычи считается повышение в мировой структуре сырьевых ресурсов доли трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся, как правило, тяжелые и высоковязкие нефти с вязкостью 30 мПа·с либо 35 мм²/с и выше. Запасы таких нефтей существенно превосходят остаточные запасы легких и маловязких нефтей и, по оценкам специалистов, они составля-

ют не менее 1 трлн т. В промышленно развитых государствах они рассматриваются не столько как резерв добычи нефти, сколько в качестве ведущей базы ее развития на ближайшие годы. Российская Федерация также владеет значительными трудноизвлекаемыми запасами нефтей, составляющими 7,2 миллиарда тонн [1, 2].

Наиболее крупные запасы высоковязкой нефти находятся в Канаде — 522,5 млрд т. Второй страной по запасам этого вида нефти считается Венесуэла, ее запасы оцениваются в 177,9 млрд т. Значительными запасами таких углеводородов обладают также Мексика, USA, Россия, Кувейт и Китай. В Казахстане разведанные запасы высоковязкой нефти составляют 726 миллионов тонн. В 71 крупнейшем месторождении с тяжелой нефтью содержится около 82% всех мировых запасов нефти. Нефтяных месторождений с тяжелой нефтью, полностью или частично расположенных в море, насчитывается 184, из которых 15 — гигантские. Большая часть их располагается на территории Венесуэлы и Мексики. Поэтому все нефтяные компании мира уделяют огромное внимание разработке более эффективных способов их добычи, так как существующие способы являются чрезвычайно энергоемкими [2].

Разработка и эксплуатация месторождений для такого углеводородного сырья осуществляется различными способами, однако наибольшую популярность получил способ парогравитационного дренажа, который позволяет извлекать тяжелую нефть, применяя пар для нагрева нефтенасыщенных пластов. Разжиженная нефть и внедрение в нее конденсированного пара (добываемая вода) поднимаются на поверхность, нефть отделяется от воды и отправляется на переработку. Остается задача утилизации (размещения) значимых объемов попутно добываемой воды (ПДВ) [1, 6].

Как видно на рисунке 1, значительные запасы тяжелой нефти находятся в Татарстане, где в настоящее время компанией «Татнефть» активно разрабатывается Ашальчинское месторождение сверхвязкого углеводородного сырья с использованием описанного выше метода. Однако опытно-промышленная эксплуатация этого месторождения показала, что применение пара для добычи нефти ставит проблему в области подготовки пара и в области утилизации большого количества воды, из-за того что требуется большое количество воды для выработки пара [3].

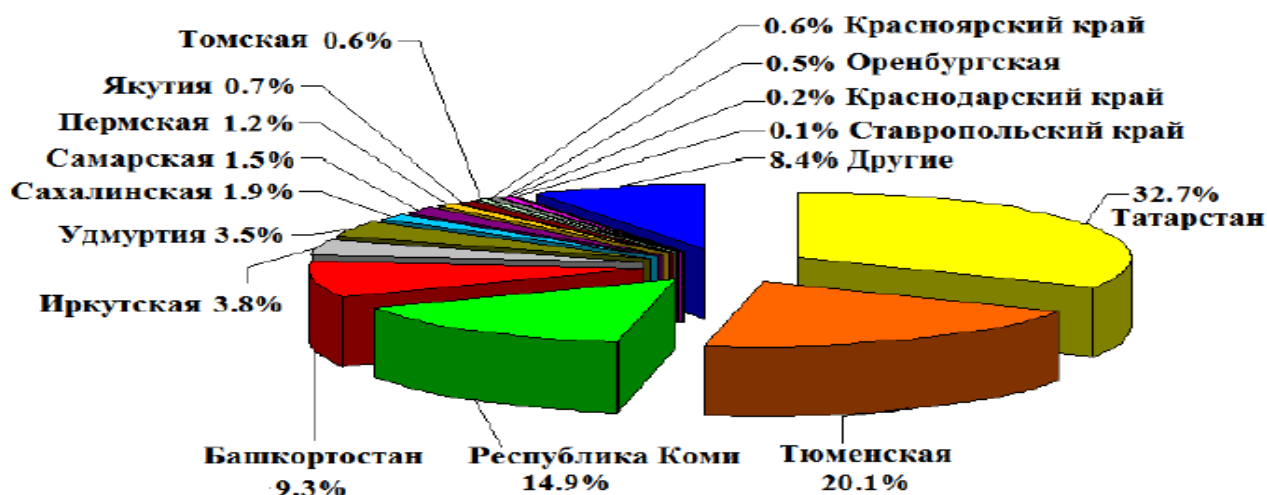
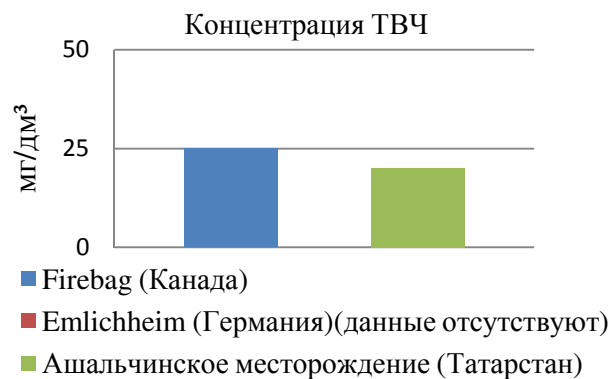
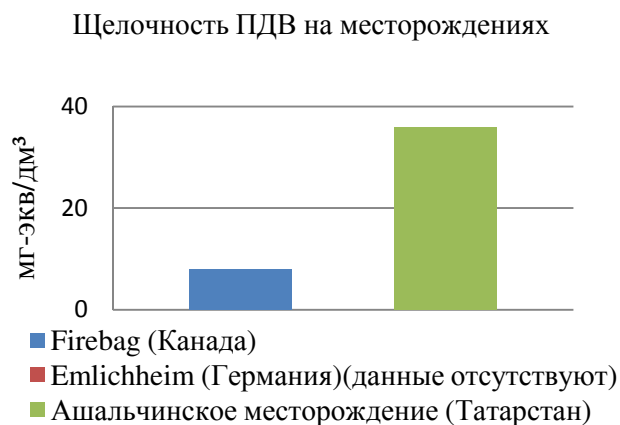
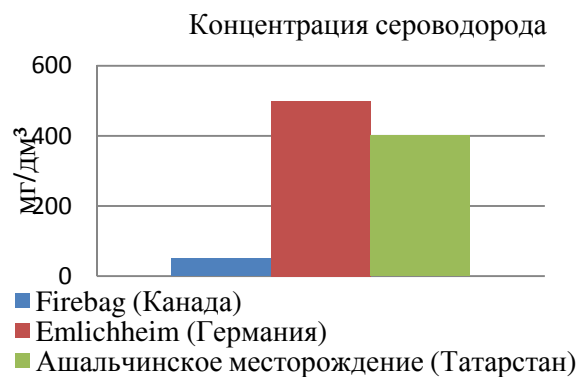
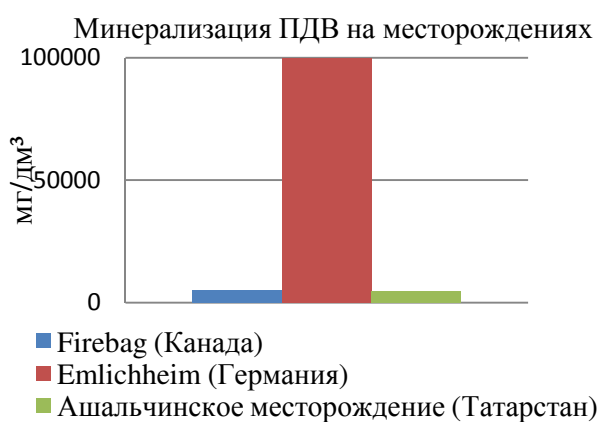
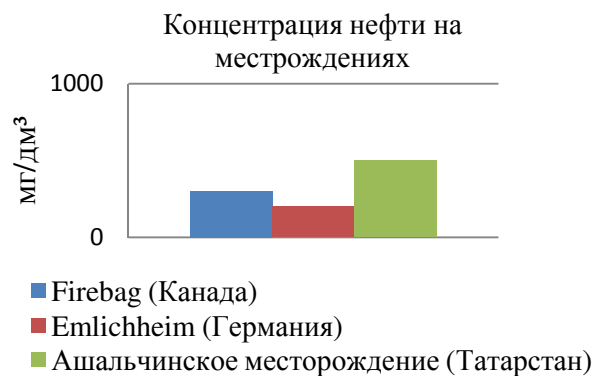
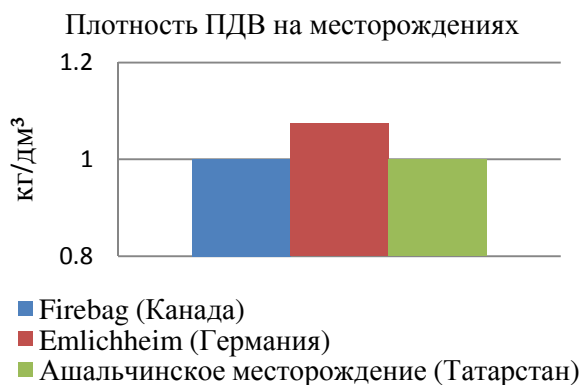


Рисунок 1 — Ресурсы высоковязких углеводородов в России

Так, на Ашальчинском месторождении попутно добываемая вода поначалу подготавливается на очистных сооружениях до требований системы поддержания пластового давления (ППД), а затем на блоке водоподготовки — до требований парогенератора. На начальном этапе пар может вырабатываться из подготовленной пресной воды, а попутно извлекаемая вода через КНС — закачиваться в систему ППД. Для выработки пара и подготовки нефти необходимо обеспечить парогенераторы и установку подготовки природным газом [5].

Особенностью химического состава ПДВ Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти является высокая гидрокарбонатная щелочность, высокое содержание сульфидов, гидросульфидов, наличие коллоидного кремния, наличие эмульгированных нефтепродуктов и взвесей, наличие высокого содержания растворенных нефтепродуктов [3]. Однако в реальности при рассмотрении физико-химических свойств исходных ПДВ различных месторождений наблюдается существенное отличие (рис. 2) [4].

Поэтому технология подготовки попутно добываемой воды до требований к парогенераторам должна включать в себя следующие отдельные или комбинированные стадии: одно- или двухступенчатую стадию удаления сероводорода; очистку от нефти и других загрязнений; умягчение воды; обессоливание [7].



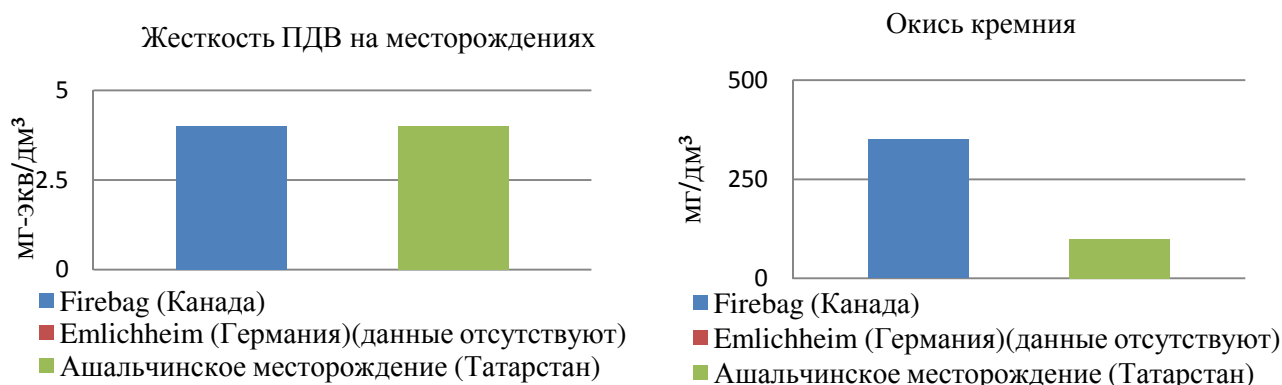


Рисунок 2 — Сравнительные характеристики физико-химических свойств исходной ПДВ

Как правило, вода обязана пройти три стадии очистки:

1. Удаление взвешенных частиц. Часто применяемая в парогенераторах вода содержит настолько мало взвешенных частиц, что не требует какой-либо особой обработки для понижения их концентрации. Однако в случае, если используют воду поверхностных водоемов, ее пропускают через фильтры, причем при падении напора воды вследствие засорения фильтров ее пропускают в обратном направлении, промывая фильтры.

2. Умягчение воды. Жесткость питающей воды должна быть практически нулевой, т. е. из нее должны быть удалены ионы кальция и магния.

3. Удаление растворенных газов. Удаление из воды растворенных в ней кислорода и углекислого газа, как правило, достигается термической и химической обработками. Иногда же пользуются лишь только химическими способами связывания кислорода [8].

К тому же в основе разработки технологии подготовки ПДВ для производства пара должно лежать требование минимизации использования реагентов, минимизации твердых шламов, отсутствие вредных выбросов в атмосферу, а также гибкость работы на смешанном входном источнике воды (пресная вода + ПДВ, ПДС) с целью возможно полного обеспечения парогенераторов за счет ПДВ, так как это позволит решить вопросы утилизации воды и уменьшить воздействие на окружающую среду.

Список литературы

1. Надиров Н.К. Высоковязкие нефти и природные битумы. В 5 т. – Алматы, 2001.

2. Максutow Р. Освоение запасов высоковязких нефтей в России / Р. Максutow, Г. Орлов, А. Осипов // Нефть и капитал. Технологии ТЭК. – 2005. – Декабрь.

3. Буслаев Е.С., Нурутдинов А.С. (ООО «НТЦ Татнефть») Разработка мембранной технологии подготовки попутно добываемой воды для производства пара при добыче сверхвязкой нефти.

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

5. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.

6. Нафикова Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Бугульма: Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти, 2011.

7. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.

8. Совершенствование технологии добычи нефти с применением насосно-эжекторных систем установок электроцентробежных насосов / В.А. Костилевский, М.Р. Хужин, В.А. Антоненко [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 4. – С. 11–15.

9. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

10. Фаттахов И.Г. Расчет эффективности применения солянокислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фаттахов, Д.В. Новоселова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-6. – С. 1186–1190.

11. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Р.Г.

Маркова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-10. – С. 2131–2134.

12. Миннивалеев А.Н. Насосная добыча нефти на Туймазинском месторождении / А.Н. Миннивалеев, И.Г. Фаттахов // Теоретические и прикладные вопросы науки и образования: сб. науч. трудов по материалам Международной научно-практической конференции в 16 частях. – 2015. – С. 103–104.

13. Пат. RUS 2220324 25.06.2002. Всасывающий патрубок скважинного насоса / Р.Х. Халимов, М.Х. Салимов, Р.Р. Кадыров.

14. Ахметов Р.Т. Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 10-2. – С. 87–89.

15. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.

16. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образуемых в скважинных насосах / Зайдуллина Э.М. [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 3.

17. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.

18. Шакурова А.Ф. Анализ комплекса факторов, оказывающих влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 23–27.

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

20. Галеев А.С. Автономная система контроля и мониторинга работы насосной станции / А.С. Галеев, Р.Н. Сулейманов, И.Г. Арсланов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – № 9. – С. 12–15.

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

22. Кулешова Л.С. Способ закачивания воды в нагнетательные скважины электроцентробежными насосами / Л.С. Кулешова, Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов [и др.] // Естественные и технические науки. – 2012. – № 1 (57). – С. 176–178.

УДК 622.276

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ
НЕФТИ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА
НА ИЗВЕСТИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Р. Р. Муслимов (БГР-11-12)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Произведен анализ неоднородных коллекторов. С развитием коллекторских пород со средними фильтрационно-емкостными свойствами для повышения эффективности извлечения нефтей было предложено проведение геолого-технических методов повышения коэффициента нефтеизвлечения и интенсификации добычи нефти. Приводятся результаты лабораторных экспериментов с использованием всемирно известных патентов и др. научных работ.

Ключевые слова: нефтеотдача, перфорационные работы, солянокислотная обработка, гидроразрыв пласта, продуктивность, коллектор.

UDC 622.276

**ENHANCEMENT OF EFFECTIVENESS OF OIL EXTRACTION
BY MEANS OF HYDRAULIC FRACTURING
IN THE IZVESTINSKOE OILFIELD**

R. R. Muslimov (BGR-11-12)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. The analysis of heterogeneous reservoirs. With the development of reservoir rocks with average reservoir properties to improve the efficiency of extraction of the oils suggested carrying out geological-technical methods to increase the rate of oil recovery and intensification of

oil production. The results of laboratory experiments using world-famous patents and other scientific works.

Keywords: oil recovery, perforating operation, means of hydrochloric acid treatment, fracturing, productivity, collector.

В ООО «Янгпур» применяется множество технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи. Наиболее успешной операцией является гидравлический разрыв пласта (ГРП). В данной статье будет приведено наглядное изображение эффективности применения гидроразрыва пласта на базе Известинского месторождения. Также в статье рассмотрены методы, технологические требования и параметры, возможность применения гидроразрыва пласта в данных условиях.

ООО «Янгпур» имеет лицензию на геологическое изучение и добычу углеводородного сырья Известинского участка, на котором находятся 4 месторождения: Известинское, Восточно-Известинское, Вьюжное и Осеннее.

Известинское месторождение введено в разработку на основании проекта опытно-промышленной эксплуатации, выполненного институтом «ВНИИнефть», рассмотренного и утвержденного решением Центральной комиссии по разработке месторождений (ЦКР) в 1993 году (протокол № 1608 от 26.11. 93 г.).

Характеристика физико-гидродинамических свойств коллекторов по пластам Ю₀, Ю₁, Ю₂ представлена в таблице 1 [1, 2].

С начала разработки по состоянию на 31.12.2010 года накопленная добыча нефти по пласту Ю₁ составила 1931 тыс. т, что составляет 34,2% от начально извлекаемых запасов (НИЗ) категории С1+С2, или 43,4% от начально извлекаемых запасов категории С1 при текущей обводненности 65%.

Средний дебит скважины по нефти составляет 19,3 т/сут., дебит по жидкости — 55,2 т/сут. При этом 26% скважин работает с дебитом нефти менее 10 т/сут., 47% скважин — с дебитом 10–20 т/сут., с дебитом 21–30 т/сут. работает 16% действующего фонда скважин и две скважины (11%) — с дебитом по нефти 73,5 т/сут.

Среднегодовая обводненность добытой продукции в 2009 году составила 57 %, в 2010 — 65%.

Текущий коэффициент извлечения нефти на 31.12.2010 г. составил 0,341 доли ед. (от запасов категории С1 + С2). Водонефтяной фактор (ВНФ) составил 0,025.

Таблица 1 — Охарактеризованность керном и лабораторными определениями физических свойств продуктивных пластов месторождения

Номер скважины	Интервал проницае- мого пропластка, м		Толщина, м	Характер насыщения, м	Длина вынесенного керна, м	Процент выноса	Результаты анализов керна					
							пористость, %		проницае- мость, мД		остаточная водонасы- щенность, %	
							число образцов	среднее значение	число образцов	среднее значение	число образцов	среднее значение
Пласт Ю ₀												
710	2927	2940	13	Вода	12,4	100	2	4,6	1	0,018		
801	2913	2926	13	Не ясно	13,1	95	14	7,4				
Итого по Ю ₀			26		25,5	97,3	16	6	1	0,018		
Пласт Ю ₁												
704	2926	2932	6	Нефть	2,3	38	7	17,1	7	8,5	7	38,3
801	2935	2954	19	Нефть	19,6	100	6	15,8	6	4,0	15	38,0
Итого по Ю ₁			25		21,9	85,5	13	16,5	13	6,265	22	38,2
Пласт Ю ₂												
710	3014	3018	4	Вода	3,9	98	4	14,7	4	0,39		
801	2987	3000	13	Вода	13,2	100	2	13,2	2	0,40		
Итого по Ю ₂			17		17,1	99,4	6	14	6	0,40		

На месторождении рассмотрены следующие технологии интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи:

— бурение горизонтальных скважин (ГС) для повышения продуктивности скважин и выработки запасов нефти сложнопостроенных месторождений;

— использование потокоотклоняющих технологий (ПОТ) для повышения охвата пласта процессом заводнения и изоляции обводнившихся пропластков. Механизм воздействия ПОТ заключается в создании фильтрационных барьеров для воды в высокопроницаемых, водонасыщенных или выработанных зонах залежи;

— перфорационные работы (дострел и перестрел пластов). Данные методы могут производиться при эксплуатации мощных пластов, в которых первоначально перфорацией вскрывают не всю нефтенасыщенную часть.

Успешность всех этих операций оказалась невысокой, эффект кратковременный. За период 1999–2010 гг. дополнительная добыча нефти за счет ГРП — 501,37 тыс. т, или 33,6% от общей добычи за этот же период, или 25% с начала разработки. Минимальная длительность эффекта составляет 25 месяцев (скважина № 616 — 10,4 т

пропанта) [3]. Кратность увеличения дебита по нефти после ГРП изменяется от 1,5 до 4,5, в среднем составляет 3,1.

Эффективность применения геолого-технических методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти представлена в таб. 2.

Таблица 2 — Эффективность применения геолого-технических методов повышения коэффициента нефтеизвлечения и интенсификации добычи нефти

Вид геолого-технических мероприятий	Количество проведенных операций	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
ГРП	8	71,2
Горизонтальные скважины	5	67,5
Зарезка вторых стволов	4	19,8
Обработка призабойной зоны (СКО, ГКО)	10	11,4
Оптимизация режимов работы скважин	12	13,7
Ремонтно-изоляционные работы	6	12,3
Обработка вязкоупругих систем	5	9,0
Аварийные работы	4	30,4
Итого:	54	161,28

Практика показывает, что гидравлический разрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов восстановления продуктивности скважин при обработке ПЗ или повышения естественной продуктивности при глубоко-проникающем воздействии на пласт [4, 5].

Таблица 3 — Анализ проведения гидравлического разрыва пласта

Номер скважины	До мероприятия		После мероприятия		Дополнительная добыча нефти, тыс. т
	$Q_{ж}$, т/сут	$Q_{н}$, т/сут	$Q_{ж}$, т/сут	$Q_{н}$, т/сут	
611	18,4	13,2	36,9	25,1	11,87
616	19,2	13,5	38,6	30	10,96
617	40	36	56,1	52,3	21,8
618	16,4	10,1	21,7	15,7	5,54
622	27,8	9,5	139	56	93,97
623	18,5	11,5	111,6	72,4	102,55
624	33,4	16,7	133,6	67	67,65

Таким образом, гидравлический разрыв пласта — один из наи-

более эффективных средств повышения производительности скважин, поскольку приводит не только к интенсификации выработки запасов в зоне дренирования скважины, но и при определенных условиях позволяет существенно расширить эту зону, приобщив к выработке слабо дренируемые пропластки, и достичь более высокой конечной нефтеотдачи [1].

Выбранный метод позволяет увеличить добычу нефти при снижении ее себестоимости. А также сокращается стоимость выполнения технологических операций как с участием, так и без участия бригады капитального ремонта скважин. После проведения анализа технико-экономических показателей, проводимых в ООО «Янгпур», методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи было выявлено, что данный метод является одним из наиболее эффективных.

Список литературы

1. Применение контейнерной технологии для изоляции поглощающих интервалов высокой интенсивности / Д.А. Бердников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 15–19.
2. Отраслевой информационный интернет-портал для работников нефтегазовой отрасли. Нефтянники. Нефть и газ. – <http://www.neftyaniki.ru>
3. Нафикова Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Бугульма: Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти, 2011.
4. Нафикова Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты / Р.А. Нафикова, Т.Д. Дихтярь // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 4. – С. 52–55.
5. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.
6. Якупов Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.

7. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов [и др.] // Научное обозрение. – 2014. – № 11-1. – С. 139–142.
8. Юсифов Т.Ю. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.
9. Ахметов Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62.
10. Шакиров А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126–158.
11. Хузина Л.Б. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами / Л.Б. Хузина, Л.В. Петрова, С.В. Любимова // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 62.
12. Ворсина Н.А. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Н.А. Ворсина, Э.М. Альмухаметова, О.В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 23–29.
13. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.А. Нафикова, Д.А. Бердников, Н.И. Рылов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 25–29.
14. Гайнетдинов Р.Г. Обработка и интерпретация материалов ядерно-геофизических методов для оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов / Р.Г. Гайнетдинов, О.Е. Рыскаль, А.Н. Огнев [и др.] // Каротажник. Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 7–8. – С. 129–138.
15. Шакурова А.Ф. Моделирование гидравлического разрыва пласта / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 2. – С. 33–47.
16. Фаттахов И.Г. Об эффективности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, В.В. Адонкин // В сборнике: Материалы 41-й научно-технической

конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2014. – С. 6–9.

17. Гуторов А.Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2012. – 196 с.

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

**Секция «ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ,
МАТЕМАТИЧЕСКИЕ И ЕСТЕСТВЕННЫЕ НАУКИ»**

УДК 622.276.658.5

РЕКОНСТРУКЦИЯ БЛОКА СТАБИЛИЗАЦИИ

Г. Ю. Усманова (БМПЗс-13-12)

К. Ф. Габдрахманова (к. п. н., доцент)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В условиях развития нефтяной и газовой промышленности все большее применение находят новые прогрессивные технологические схемы сбора продукции скважин с централизацией пунктов подготовки нефти, газа и воды. Эффективное решение проблемы повышения качества подготовки нефти имеет важное народно-хозяйственное значение не только с технико-экономической, но и социальной точки зрения, так как это связано с охраной окружающей среды. На установках комплексной подготовки нефти весьма актуальны проблемы тепловых потерь и обеспечение требуемых температурных режимов в различных технологических процессах. Одним из перспективных решений является внедрение современного оборудования способного заменить целый комплекс оборудования.

Ключевые слова: нефть, рекуперация, ШФЛУ, оптимизация.

UDC 622.276.658.5

RECONSTRUCTION OF THE STABILIZATION UNIT

G. Y. Usmanova (BMPZs-13-12)

K. F. Gabdrakhmanova (c. p. s., associate professor)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. In conditions of development of the oil and gas industry, more and more applications are finding new progressive technological scheme of collection of production wells with the centralization of paragraphs preparation of oil, gas and water. An effective solution to the prob-

lem of improving the quality of oil has important economic value not only technical and economic, but also social point of view, as it relates to the conservation of the environment. The comprehensive training oil is very important problem of heat loss and the maintenance of required temperature in various processes. One promising solution is the introduction of modern equipment is able to replace a range of equipment.

Keywords: oil recovery, natural gas liquids, optimization.

В настоящее время, по ряду причин, связанных с удорожанием энергоресурсов, сокращением объемов добычи нефти, повышением уровня требований к эксплуатации, в цехах проводятся мероприятия по снижению эксплуатационных затрат. Целью данного проекта является оптимизация процесса рекуперации тепла на блоке стабилизации.

Существующая схема подготовки нефти

Технологическая схема блока стабилизации традиционна для нашей компании. Охлаждение паров ШФЛУ осуществляется в двух аппаратах воздушного охлаждения и двух теплообменниках КХ 1,4. Охлаждение паров РПН — в двух теплообменника КХ 2,3.

Охлаждающим агентом в теплообменниках является пресная вода, которая циркулирует в системе.

Для подогрева воды, направляемой на технологические нужды, используются два водоподогревателя.

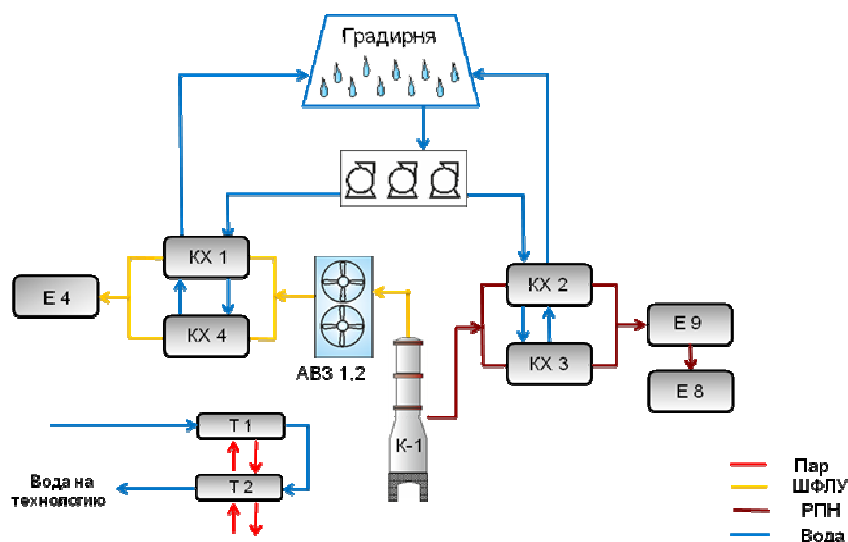


Рисунок 1 — Технологическая схема блока стабилизации до реконструкции

Существенным недостатком данной технологической схемы является применение оборотной пресной воды, которое приводит к энергозатратам при ее перекачке и затратам на содержание циркуляционной насосной, градирни и конденсаторов-холодильников.

На сегодняшний день уровень энергоэффективности технологической схемы соответствует заложенным проектным значениям 50-х годов, поэтому она считается как морально так и физически устаревшей. Такое состояние оборудования на предприятии повышает издержки на его содержание и требует постоянных дорогостоящих ремонтов и обслуживаний.

Предлагаемое решение

Одним из эффективных решений данной проблемы является применение пластинчатых теплообменников. Весомыми аргументами их внедрения являются низкая металлоемкость, высокий КПД, простота в обслуживании. Применение пластинчатых теплообменников позволит использовать тепловую энергию верхних продуктов стабилизационной колонны (ШФЛУ) на нагрев пресной воды, направляемой на технологию, а также значительно снизить металлоемкость процесса и вывести из эксплуатации градирню, циркуляционную насосную, конденсаторы-холодильники и водоподогреватели.



Рисунок 2 — Результаты внедрения
пластинчатого теплообменника

Охлаждение ШФЛУ будет осуществляться в аппаратах воздушного охлаждения и двух пластинчатых теплообменниках, которые заменят теплообменники КХ 1,4. В результате мы осуществим дополнительный нагрев сырой нефти и пресной воды парами ШФЛУ.

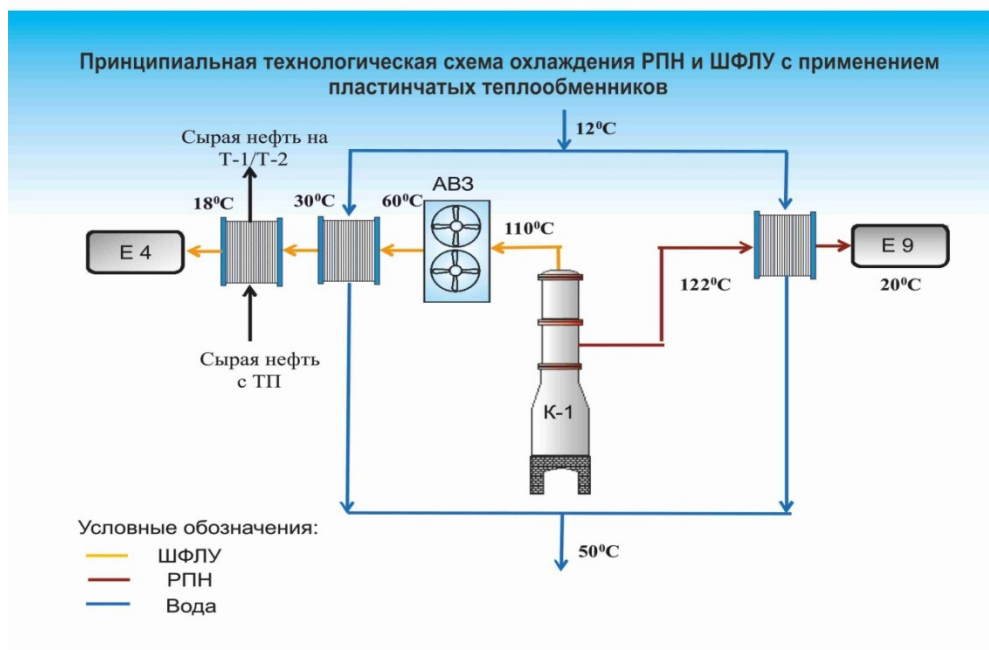
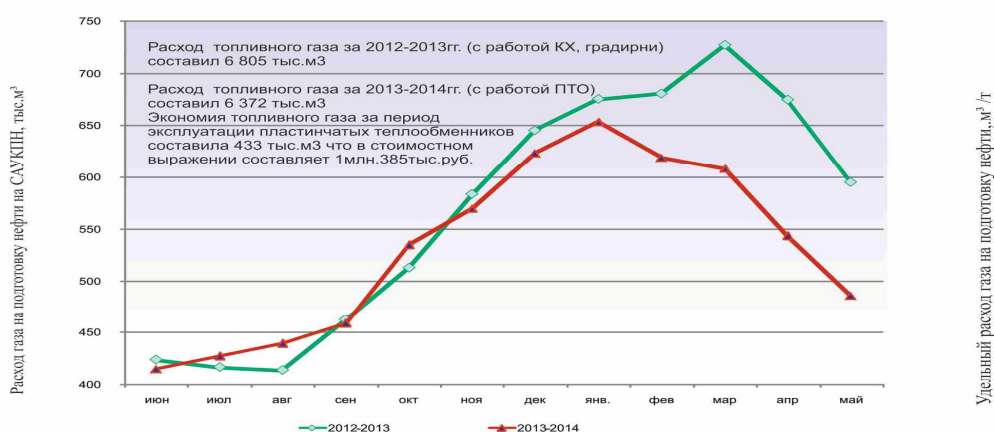


Рисунок 3 — Технологическая схема блока стабилизации после реконструкции

Охлаждение РПН будет осуществлять только один пластинчатый теплообменник, который заменит теплообменник КХ 2,3.

Использование тепловой энергии паров ШФЛУ и РПН на нагрев пресной воды, направляемой на технологию, позволит отказаться от водоподогревателей, градирни и циркуляционной насосной.

Расход топливного газа на печи нагрева нефти САУКПН за год эксплуатации «новой» тех.схемы в сравнении с аналогичным периодом эксплуатации «старой» тех.схемы



1. Экономия потребления топливного газа на печах нагрева нефти за счёт возврата тепловой энергии теряемой с оборотной водой на градирне и АВЗ, в технологический процесс подготовки за год эксплуатации пластинчатых теплообменников составила **1,385млн.рублей**

Рисунок 4 — Диаграмма расхода ПНГ

Согласно технико-экономическому расчету объем капиталовложений составит 16 млн рублей, срок окупаемости данного проекта не более 3 лет.

Проведем анализ эффективности реконструкции согласно математической статистике [1]. На диаграмме представлены результаты после реконструкции. Согласно показателям расход газа на подготовку снизился от 720 тыс. м³ в 2012–2013 гг. до 650 тыс. м³ в 2013–2014 гг. Экономия потребления газа на нагрев нефти была достигнута за счет возврата тепловой энергии, которая ранее терялась с оборотной водой.

Таким образом, предприятие снизит эксплуатационные затраты на топливный газ, электроэнергию и сократит потери воды. Благодаря проведенной реконструкции появится обновленная схема, которая сможет обеспечить не только надежную, но и эффективную работу установки при меньших эксплуатационных затратах.

Список литературы

1. Гуторов Ю.А. Теория вероятностей и математическая статистика в примерах и задачах по разработке нефтяных месторождений / Ю.А. Гуторов, К.Ф. Габдрахманова, П.А. Ларин. – Уфа, 2013. – 147 с.

УДК 622.69

ПРИМЕНЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОКРЫТИЕМ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

*Л. З. Усманова (доцент), К. Ю. Горынцева (БГР-11-11)
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация: Рассмотрены преимущества и недостатки покрытий, применяемых при различных условиях строительства и эксплуатации трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Проведен сравнительный анализ характеристик силикатных и полимерных покрытий. Рекомендовано более широкое использование гладкостного покрытия внутренней поверхности нефтяных трубопроводов.

Ключевые слова: антикоррозионное покрытие, силикатно-эмалевое покрытие, полимерное покрытие, гладкостное покрытие, защи-

та трубопровода, изоляция трубы, пропускная способность трубопровода.

UDC 622.69

THE USE OF PIPELINES COATED IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

L. Z. Usmanova (assistant professor),

K. Y. Goryntsev (BGR-11-11)

*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. Advantages and shortcomings of the coverings applied under various conditions of construction and operation of pipelines of the oil and gas industry are considered. The comparative analysis of characteristics of silicate and polymeric coverings is carried out. Wider use of a gladkostny covering of an internal surface of oil pipelines is recommended.

Keywords: anticorrosive covering, silicate and enamel covering, polymeric covering, gladkostny covering, protection of the pipeline, pipe isolation, capacity of the pipeline.

При новом строительстве магистральных трубопроводов для уменьшения трения в них применяются различные материалы и конструкции защитных покрытий, начиная от битумно-мастичных трассового назначения и заканчивая многослойными полимерными покрытиями заводского нанесения. Но при всем имеющемся многообразии защитных покрытий практически невозможно сделать выбор в пользу только одного универсального покрытия, которое бы отвечало всем предъявляемым требованиям и обеспечивало значительное снижение трения, а также эффективную защиту трубопроводов от коррозии при различных условиях строительства и эксплуатации.

Так, для защиты от внешней коррозии труб, транспортирующих среды с температурами 150°C и выше, были разработаны силикатные покрытия, которые являются надежной и долговременной противокоррозионной защитой в сочетании с различными видами конструкций тепловой изоляции. Длительной эксплуатацией труб с таким покрытием было показано, что, несмотря на тяжелые гидрогеологиче-

ские и термовлажностные условия, сохраняются высочайшие защитные характеристики силикатного слоя [1].

Основой создания силикатных покрытий являются природные силикаты и др. минералы, находящиеся в земной коре в достаточном количестве. Сложность представляет процесс эмалирования труб, при этом качество покрытия зависит от высокопрочной адгезии эмали с поверхностью металла. Данная операция производится только в стационарных заводских условиях при соблюдении определенной технологии.

Производство и применение силикатно-эмалевого покрытия в различных отраслях промышленности широко распространено за рубежом. В России эмалированные трубы использовались для сооружения мелиоративных систем и трубопроводов хозяйственно-питьевого водоснабжения, и только в последние годы значительно увеличилось их применение в трубопроводах нефтедобычи.

Опыт эксплуатации трубопроводов из эмалированных труб в нефтяной промышленности показал, что количество отказов на трубопроводах значительно уменьшилось [2]. Силикатно-эмалевое покрытие имеет ряд преимуществ: повышение срока службы трубопроводов до 50 лет; увеличение пропускной способности в 1,5 раза; обеспечение высокой чистоты транспортируемого продукта; предотвращение абразивного износа и отложения на стенках труб; повышение надежности трубопроводов при эксплуатации; окупаемость труб с таким покрытием составляет 1,5–2 года.

В настоящее время разработана технология нанесения на трубы комбинированного покрытия: на внутреннюю поверхность наносится эмаль, а на наружную 2-слойное полиэтиленовое покрытие усиленного типа в соответствии с ГОСТ Р51164-98 [3]. Использованием труб с 2-сторонним силикатно-эмалевым покрытием в болотистой местности показано, что данное покрытие после 4 лет эксплуатации сохранило свои защитные свойства, и эмалевое покрытие МК-5 было рекомендовано для дальнейшего использования [2].

Практически во всех трубопроводах, транспортирующих нефть, существует проблема образования асфальтосмолопарафиновых отложений и солеотложений. Они существенно снижают пропускную способность трубопроводов, увеличивают энергозатраты на перекачку продукта и затрудняют внутритрубную диагностику. В процессе эксплуатации периодически проводится очистка внутренней поверхности трубопроводов от отложений.

Эти проблемы можно решить с помощью внутренних полимерных покрытий, которые в зависимости от назначения условно можно разделить на две группы: гладкостные и антикоррозионно-гладкостные.

Гладкостные покрытия на основе эпоксидных материалов предназначены для снижения шероховатости внутренней поверхности трубы и, как следствие, увеличения производительности трубопровода и снижения затрат на транспортировку перекачиваемого некоррозионно-активного продукта [4]. При использовании этого покрытия осуществляется более быстрый и легкий ввод в действие трубопроводов, исключается процесс очистки трубопровода, экономия энергозатрат в процессе эксплуатации трубопровода и капитальных затрат за счет уменьшения диаметра трубопровода вследствие повышения его пропускной способности, а также обеспечивается чистота транспортируемого продукта.

Антикоррозионно-гладкостные покрытия обеспечивают защиту от коррозионного воздействия эксплуатационных сред, от гидроабразивного и коррозионно-механического износа, предотвращают или значительно снижают отложения асфальто-смолопарафинов и солей; сохраняют чистоту продуктов при их транспортировке [4].

Существует технология нанесения внутренних защитных покрытий на основе жидких (с содержанием растворителей ниже 30%) и порошкообразных эпоксидных красок. Для антикоррозионной защиты применяются жидкие двухкомпонентные эпоксидные краски «горячего» распыления без растворителя с толщиной до 700 мкм [5]. Эти краски могут наноситься в один слой, не требуют предварительного нанесения праймера и могут быстро сушиться без выделения вредных веществ.

Основной проблемой является низкая производительность нанесения таких покрытий при значительных капиталовложениях, кроме того, различные составы нефти требуют применения различных красок. Недостатком эпоксидных покрытий является их низкая ударная прочность.

Сведения о приведенных выше покрытиях представлены в таблице 1. Исходя из данных таблицы 1, выбор покрытия диктуется назначением труб и их диаметром. По сроку службы трубопровода силикатно-эмалевый слой наиболее предпочтителен, однако существенным недостатком такого покрытия является сложность его нанесения. За рубежом предпочтение отдается двухслойным эпоксидным

покрытиям, состоящим из внутреннего изоляционного и наружного защитного слоя, так как они обладают высокой стойкостью к абразивному износу, к истиранию, имеют повышенную ударную прочность.

Таблица 1. Характеристики покрытий поверхности трубопроводов

Тип покрытия	Коэффициент уменьшения трения	Толщина слоя, мкм	Срок службы, лет	Срок окупаемости, лет	Температура нанесения, °C	Температура эксплуатации, °C	D _{труб} , мм
Силикатно-эмалевое	1,5	180–500	50–70	1,5–2	180–200	до 220	57–426
Эпоксидное антикоррозионное	1,25	>400	>20	1–1,5	200–210	до 95	57–820
Эпоксидное гладкостное	1,25	350–450	>20	1–1,5	200–210	до 110	89–1020
Двухслойное	1,4	750–1000	30–50	2–3	180–210	до 150	89–426

В России в отличие от нефтепроводов практически все вновь строящиеся магистральные газопроводы имеют внутреннее гладкостное покрытие, которое уменьшает трение газа о стенки трубы при его транспортировке и, следовательно, значительно снижает затраты энергии на компрессорных станциях. Также считается, что нефть в силу своей консистенции улучшает характеристики потока. Однако зарубежными специалистами доказана ошибочность последнего положения [6]. Необходимо учесть зарубежный опыт в данном направлении исследований и чаще применять гладкостное покрытие в нефтепроводах, что, несомненно, положительно скажется на процессе транспортировки нефти.

Таким образом, большинство технических, технологических и экологических проблем возможно решить широким применением труб с соответствующим покрытием в нефтяной и газовой промышленности.

Список литературы

1. Сиротинский А.А. О применении эмалированных труб в теплоснабжении // Журнал «Новости теплоснабжения». – 2000. – № 03. <http://www.ntsnn.ru>

2. Риккер В.И. Силикатно-эмалевые покрытия — проверенный временем метод защиты внутренней поверхности труб от коррозии // Журнал «Коррозия». – 2005. – № 1. <http://www.negas.ru>

3. ГОСТ 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

4. Потапов В.Б. Об опыте и перспективах использования стальных труб с внутренними антикоррозионными и гладкостными покрытиями // Доклад на XII международном конгрессе «Новые высокие технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи» (CITOGIC-2002) 17–21 сентября 2002 г., г. Геленджик. – Кубань. <http://www.negas.ru>

5. Чернов А.В. Адгезионные композиции для антикоррозионной изоляции трубопроводов липкими лентами с повышенной температурой эксплуатации: дис. ... канд. техн. наук. – Казань, 2006. – 139 с.

6. Полимерные покрытия для нефтепроводов // Аналитический портал химической промышленности, <http://www.newchemistry.ru>

УДК 316.454.3.

РОЛЬ СОЦИАЛЬНЫХ СЕТЕЙ В ЖИЗНИ СТУДЕНТА

В. А. Комиссаров, Х. Ф. Рахимов, И. Р. Умургулов,

Н. И. Газизуллин, Т. А. Ханипов (БГР-14-11)

К. Ф. Габдрахманова (доцент)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В данной работе рассматриваются подходы в определении роли социальных сетей в жизни студентов. Рассматриваются исследования посещения студентов в сетях: Вконтакте, Instagram, Facebook. В статье представлены результаты исследования работы студентов в сетях и их успеваемость. Представлены выводы влияния соцсетей в жизни студентов.

Ключевые слова: социальные сети, Instagram, Facebook, Вконтакте, успеваемость, студенты.

THE ROLE OF SOCIAL NETWORKS IN THE LIFE OF A STUDENT

*V. A. Komissarov, J. F. Rakhimov, I. R. Omurkulov,
N. I. Gazizullin, T. A. Hanipol (BGR-14-11)
K. F. Gabdrakhmanova (associate professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. This paper discusses approaches to determining the role of social networks in the lives of students. Investigations of visiting students in networks : FaceBook , Instagram, Facebook. The article presents the results of research work of students in the networks and their performance. Presents the findings of social influence . Networks in the lives of students.

Keywords: social networks, Instagram, Facebook, V Kontakte, performance, students.

Интернет сегодня является важной всемирной информационной системой со своими понятиями, ценностями, образом мыслей и языком и является одной из главных составляющих становления информационного общества. Неоднозначность влияния социальных сетей на студентов вызывает интерес к изучению этой проблемы.

Для того чтобы охарактеризовать регистрацию на социальных сайтах, нами были опрошены студенты групп БГР-14-11, БГР-14-12, БМП-14-11 нашего университета и был задан вопрос: «На каком из социальных сайтов Вы зарегистрированы?», — который предполагал любое количество вариантов ответов: большинство студентов зарегистрированы на таких социальных сайтах, как Вконтакте (90 %), Instagram (58 %), Facebook (25 %). Далее был предложен такой же список социальных сайтов, и респондентам надо было выбрать те, которыми они пользуются: студенты больше всего пользуются такими социальными сетями, как Instagram (58%) и Facebook (25%). Для того чтобы охарактеризовать интенсивность использования социальных сайтов, респондентам было задано три вопроса: «Сколько времени Вы уже пользуетесь услугами социальных сайтов?», «Как часто Вы посещаете социальные сети?» и «Сколько примерно времени Вы проводите в социальных сетях?». Студенты пользуются услугами социальных сайтов около 3–4 лет (50%), а также

ежедневно посещают социальные сети (67%); в течение дня они часто находятся в сети, но меньше 6 часов. Таким образом, многие молодые люди ежедневно посещают социальные сети.

В ходе опроса выяснили, что в сети студенты ищут новых друзей и новые субкультуры, пытаются обрести чувство принадлежности к той или иной группе. В процессе поиска близкой по духу личности молодые люди вступают в разнообразные отношения, они получают возможность общения с практически безграничным числом людей и групп по интересам, со всевозможными типами личностей, узнают множество историй, имеют возможность обмениваться мнениями и обсудить интересующие их вопросы.

Далее респондентам был задан вопрос: «Как влияют социальные сети на Ваше общение с окружающими?» — 85% молодежи считают, что социальные сети никак не влияют на общение с окружающими; «Помогает ли Вам социальная сеть в организации личного досуга?» — половина молодежи считает, что социальная сеть помогает им в организации личного досуга.

Далее, чтобы охарактеризовать преимущества общения в социальных сетях, респондентам был задан вопрос: «Что Вас больше всего привлекает в социальных сетях?» — больше всего пользователей социальных сетей привлекает возможность обмена мультимедийной информацией (80%) и возможность общения с друзьями (20%), потому что с помощью Интернета можно обмениваться информацией и общаться с друзьями на расстоянии со многими сразу, а также этот способ связи экономит средства и время. Таким образом, можно сделать вывод, что для большинства молодежи социальные сети никак не влияют на общение с людьми в реальности, но они помогают в организации личного досуга, так как имеют много возможностей, а именно, общение с людьми на расстоянии, обмен мультимедийной информацией.

Также интересовал нас вопрос влияния социальных сетей на успеваемость студентов. Студенты, которые на время подготовки к экзаменам полностью отказались от интернет-общения, показали результат на 20% лучше остальных. Если средняя оценка по четырехбалльной шкале у любителей социальных сетей составила 3,06, то те, кто накануне сессии расстался с Интернетом, показали результат в 3,82 балла.

Вопрос об успеваемости своих пользователей заинтересовал и самую крупную социальную сеть — Facebook. Три четверти респон-

дентов ответили, что интернет-общение никоим образом не сказывается на их успехах в учебе. Тем не менее 25% признали, что общение в Сети сказывается на их успеваемости, мягко говоря, не самым лучшим образом. Были проведены исследования британской компанией Morse, и было подсчитано, какой убыток социальные сети наносят экономике Соединенного Королевства. Оказалось, что сотрудники, тратящие рабочее время на общение в Twitter и Facebook, недорабатывают на 1,38 млрд фунтов стерлингов в год.

Итак, социальная сеть, имеющая также распространенное название «социальная паутина», выбирает в качестве своих потенциальных жертв студентов. И, к сожалению, нельзя не отметить тот факт, что именно у этого сегмента населения уже на физиологическом уровне сформировалась маниакальная привязанность к телефону и плееру. Массовое внедрение в производственные сферы компьютеров и других электронных средств коммуникации, обработки и хранения информации совпали с перестройкой мировоззренческой парадигмы в России и реформированием народного образования. Всевозможные компьютерные технологии, мобильные телефоны и плееры существенно расширили сферу действия как позитивных, так и негативных факторов духовно-интеллектуального развития подрастающего поколения. Основными моментами отрицательного воздействия электронных технологий на растущий организм и развивающийся мозг школьника и студента являются:

- развращение и оболванивание (зомбирование) ложной, непотребной и кодированной информацией (вербальной и невербальной);
- нанесение вреда физическому здоровью действием электромагнитных полей и излучений электронных устройств (телевизоров и компьютеров, мобильных телефонов и плееров);
- потеря реального времени и гиподинамия.

Но мало уделяется должного внимания следствию сложившейся ситуации: информационная составляющая всевозможных электронных технологий так или иначе контролируется и модулируется идеологией общества потребления. Длительное действие такой модуляции на сознание и подсознание неизбежно превращает человека в управляемого потребителя.

Для общества потребления характерны атомизация социальной среды и нарастающий дефицит общения между его членами, который и составляет основу «липкости» электронных виртуальных паутин. К ним, прежде всего, относятся: социальные сети, Скайп, чаты, фору-

мы, мобильный телефон и плеер. Экспоненциальный рост времени пребывания в этих паутинах ведет к глобальному замещению реального бытия его виртуальным, иллюзорным суррогатом.

По результатам социологического исследования, проведенного среди студентов групп БГР-14-11, БГР-14-12, БМП-14-11, можно сделать следующие выводы: студенты посещают социальные сети несколько раз в день. Основными мотивами для использования социальных сетей для них являются поиск друзей, одноклассников, однокурсников и общение с ними.

То есть время проведения в социальных сетях помогает большинству респондентов организовывать личный досуг, а также подготавливаться к экзаменам. Некоторые респонденты отмечали сразу несколько мотивов, поэтому полученные цифры могут показаться слишком большими.

Практически половина опрошенных признает, что использование социальной сети помогло им в личной жизни и общении с друзьями, в организации досуга и поиске групп по интересам (55%), 25,5% опрошенных утверждают, что социальные сети никак не повлияли на их образ жизни, и лишь 8,5% признали, что соцсети отрицательно повлияли на их свободное время, а у 11% вызвали зависимость.

Почти половина респондентов отметили, что имеют в социальных сетях до 100 друзей. Из них они общаются в реальной жизни примерно с 30 — так считает половина пользователей социальных сетей.

Для того чтобы охарактеризовать наличие друзей в реальной жизни, респондентам были заданы два вопроса: «Есть ли в Вашей реальной жизни люди, которых бы Вы назвали друзьями?» и «Если да, то сколько у Вас друзей в реальной жизни?». У практически всех молодых людей в реальной жизни есть люди, которых бы они назвали друзьями (93%). Почти половина из них отметили, что в реальной жизни имеют от 1 до 5 друзей. Отсюда следует, что общение в социальных сетях заменяет реальное общение. Для того чтобы определить, смогут ли молодые люди отказаться от использования социальных сетей, даже если они станут платными, а также отношение респондентов к закрытию этих сетей, им задавались вопросы: «Можете ли Вы в любой момент отказаться от использования социальных сайтов?», «Если завтра социальная сеть станет платной, Вы продолжите пользоваться ею?», «Как бы Вы отнеслись к закрытию социальных сайтов?». Половина молодежи смогут в любой момент отказаться от

использования социальных сайтов, а также если социальная сеть станет платной, то они не будут пользоваться ею (40,1%). Отношение к закрытию социальных сайтов у респондентов — нейтральное (59,9%).

Далее респондентам было предложено выразить свое отношение к зависимости от социальных сетей как к глобальной проблеме. Большинство молодежи согласны или скорее согласны, чем не согласны, что зависимость от социальных сетей стала реально глобальной проблемой.

Выводы: зависимость от социальных сетей стала реально глобальной проблемой. Методами борьбы с зависимостью является отключение и закрытие социальных сайтов. Молодежь может в любой момент отказаться от использования социальных сайтов, а также если она станет платной, то они не будут пользоваться ею. Отношение к закрытию социальных сайтов у респондентов — нейтральное.

Список литературы

1. Губанов Д.А. Социальные сети: модели информационного влияния, управления и противоборства / Д.А. Губанов, Д.А. Новиков, А.Т. Чхартишвили; под ред. чл.-корр. РАН Д.А. Новикова. – М.: Изд-во физико-математической литературы, 2010. – 228 с.

2. Диков А.В. Интернет и Веб 2.0: Учебное пособие. – 2-е изд. М.: Директ-Медиа, 2012. – 62 с.

УДК 519.7:681

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНЕ МЕТОДОМ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ

Р. А. Ахмедов (БМП-14-11), Г. Р. Игтисамова (профессор)
*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация: Данная статья посвящена решению гидродинамической задачи притока жидкости к вертикальной скважине, которая вскрыла толщину продуктивного пласта в произвольных интервалах. Целью статьи является получение аналитических выражений для фильтрационных сопротивлений, создающихся в процессе притока жидкости к скважине, совершенной по степени вскрытия пласта. Зна-

ние этих выражений необходимо при составлении автоматизированной системы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений.

Ключевые слова: дифференциальное уравнение, скважина, жидкость, нефть, формула, давление, дебит, приток.

UDC 519.7:681

THE SOLUTION OF THE PROBLEM THE FLOW OF FLUID TO THE WELL BY THE METHOD OF DIFFERENTIAL EQUATIONS

*R. A. Akhmedov (BMP-14-11), G. R. Iktisanov (professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract: the article is devoted to the solution of the hydrodynamic problem of fluid flow to a vertical well, which revealed the thickness of the productive formation in arbitrary intervals. The purpose of this paper is to obtain analytical expressions for fluid flow resistance created during the flow of fluid to the well, perfect according to the degree of opening of the reservoir. The knowledge of these expressions is necessary for the preparation of automated design system to develop oil and gas fields.

Keywords: differential equation, hole, liquid, oil, formula, pressure, flow rate, flush.

Вследствие установления давления большего в продуктивном пласте, чем на забое скважин, происходит приток жидкости к скважинам. Течение жидкости к скважинам исключительно сложно и не всегда поддается расчету. Лишь при геометрически правильном размещении скважин (линейные или кольцевые ряды скважин и правильные сетки), а также при ряде допущений (постоянство толщины, проницаемости и других параметров) удастся аналитически рассчитать дебиты этих скважин при заданных давлениях на забоях или, наоборот, рассчитать давление при заданных дебитах. Однако вблизи каждой скважины в однородном пласте течение жидкости становится близким к радиальному. Это позволяет широко использовать для расчетов радиальную схему фильтрации.

Скорость фильтрации согласно закону Дарси, записанному в дифференциальной форме, определяется следующим образом:

$$v = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}, \quad (1)$$

где k — проницаемость пласта; μ — динамическая вязкость; dp/dr — градиент давления вдоль радиуса (линии тока).

По всем линиям тока течение будет одинаковое. Другими словами, переменные, которыми являются скорость фильтрации и градиент давления, при изменении угловой координаты (в случае однородного пласта) останутся неизменными, что позволяет оценить объемный расход жидкости q как произведение скорости фильтрации на площадь сечения пласта. В качестве площади может быть взята площадь сечения цилиндра $2\pi rh$ произвольного радиуса r , проведенного из центра скважины, где h — действительная толщина пласта, через который происходит фильтрация.

Тогда

$$q = 2\pi rhv = -2\pi rh \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}. \quad (2)$$

$$\frac{kh}{\mu} = \varepsilon.$$

Обозначим

В общем случае предположим, что ε — гидропроводность — изменяется вдоль радиуса r , но так, что на одинаковых расстояниях от оси скважины вдоль любого радиуса величины ε одинаковые. Это случай так называемой кольцевой неоднородности.

Предположим, что ε задано в виде известной функции радиуса, т. е.

$$\frac{kh}{\mu} = \varepsilon(r) \quad (3)$$

Вводя (3) в (2) и разделяя переменные, получим:

$$\frac{dr}{\varepsilon(r)} = -\frac{2\pi}{q} \cdot dp \quad (4)$$

Дифференциальное уравнение (4) с разделенными переменными может быть проинтегрировано, если задана функция $\varepsilon(r)$. В частности, если гидропроводность не зависит от радиуса и постоянна, то (4) легко интегрируется в пределах области фильтрации, т. е. от стенок скважины r_c с давлением P_c до внешней окружности R_k , называемой контуром питания, на котором существует постоянное давление P_k . Таким образом,

$$\int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r \varepsilon} = -\frac{2\pi}{q} \cdot \int_{P_c}^{P_k} dp \quad (5)$$

При $\varepsilon = \text{const}$ будем иметь:

$$\frac{1}{\varepsilon} \cdot (\ln R_k - \ln r_c) = \frac{2\pi}{q} \cdot (P_k - P_c) \quad (6)$$

Решая (6) относительно q , получим классическую формулу притока к центральной скважине в круговом однородном пласте:

$$q = \frac{2\pi \varepsilon \cdot (P_k - P_c)}{\ln(R_k / r_c)} \quad (7)$$

Если (5) проинтегрировать при переменных верхних пределах r и P , то получим формулу для распределения давления вокруг скважины:

$$\int_{r_c}^r \frac{dr}{r \varepsilon} = -\frac{2\pi}{q} \cdot \int_{P_c}^P dp \quad (8)$$

После интегрирования, подстановки пределов и алгебраических преобразований имеем:

$$\frac{1}{\varepsilon} \cdot \ln \frac{r}{r_c} = \frac{2\pi}{q} \cdot (P - P_c) \quad (9)$$

Решая уравнение относительно $r(r)$ и подставляя (7) в (9), получим уравнение распределения давления вокруг скважины:

$$P(r) = P_c + (P_k - P_c) \cdot \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (10)$$

Если в (5) в качестве переменных пределов принять не верхние, а нижние пределы, то выражение для $r(r)$ можно записать в другом виде:

$$P(r) = P_k - (P_k - P_c) \cdot \frac{\ln \frac{R_k}{r}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (11)$$

Подставляя в (10) или (11) R_k вместо переменного радиуса r , получим $P(R_k) = P_k$; при $r = r_c$ имеем другое граничное условие:

$$P(r_c) = P_c.$$

Таким образом, граничные условия выполняются. Из (10) и (11) следует, что функция $P(r)$ является логарифмической, т. е. давление

вблизи стенок скважины изменяется сильно, а на удаленном расстоянии — слабо. Это объясняется увеличением скоростей фильтрации при приближении струек тока к стенкам скважины, на что расходуется больший перепад давления.

Рассмотрим случай радиального притока в скважину при произвольно изменяющейся вдоль радиуса гидропроводности.

Проинтегрируем в (5) правую часть и перепишем результат следующим образом:

$$q = \frac{2\pi \cdot (P - P_c)}{\int_{r_c}^{R_k} \frac{1}{r \cdot \varepsilon(r)} dr} \quad (12)$$

Подынтегральная функция

$$y(r) = \frac{1}{r \varepsilon(r)} \quad (13)$$

может быть построена графически по заданным значениям ε для различных радиусов и проинтегрирована в пределах от r_c до R_k любым методом приближенного интегрирования или измерением планиметром площади под кривой $y(r)$ в заданных пределах.

В некоторых случаях добывающая скважина дренирует одновременно несколько пропластков с различными проницаемостями, толщинами, вязкостями нефти, а также пластовыми давлениями. Однако приток в такой сложной системе будет происходить при одинаковом забойном давлении (приведенном). При этом некоторые пропластки с меньшим пластовым давлением, чем на забое скважины, способны поглощать жидкость. В любом случае общий приток такого многослойного пласта будет равен алгебраической сумме притоков из каждого пропластка:

$$q = q_1 + q_2 + \dots + q_n = \sum_1^n q_i \quad (14)$$

Формулы радиального притока, вследствие их простоты, часто используются в инженерных расчетах. При этом погрешности в оценке исходных параметров, таких как k , h , μ , $(P_k - P_c)$, непосредственно влияют на величину q . Что касается величин R_k и r_c , то, поскольку они находятся под знаком логарифма, в отношении их допустимы значительные погрешности.

Пример. Допустим истинное значение $R_k = 100$ м, а в расчете по ошибке было принято $R_k = 1000$ м, т. е. допущена 10-кратная ошибка. Тогда истинный приток

$$q_{\text{ист}} = \frac{2\pi kh \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln(100/0,1)} \quad (15)$$

где $r_c = 0,1$ м.

Расчетный приток

$$q_{\text{расч}} = \frac{2\pi kh \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln(1000/0,1)} \quad (16)$$

Сравнение производим при прочих равных условиях, деля (15) на (16):

$$\frac{q_{\text{ист}}}{q_{\text{расч}}} = \frac{\ln(10000)}{\ln(1000)} = \frac{4}{3} \quad (17)$$

Откуда $q_{\text{расч}} = 3/4 q_{\text{ист.}}$, т. е. расчетный дебит будет составлять 75% истинного дебита. При применении формулы радиального притока для скважины, расположенной среди других добывающих скважин, за R_k принимают половину расстояния до соседних скважин или средневзвешенную по углу величину этого расстояния. Формула радиального притока часто используется для определения гидропроводности по известным дебиту и давлениям.

Поскольку формулы описывают радиальную фильтрацию в пласте, то в них необходимо подставлять значение вязкости нефти при пластовых условиях, то есть при пластовых температуре и давлении с учетом соответствующего количества растворенного газа. Вычисленный дебит q (объемный расход жидкости) также получается при пластовых условиях. Для перевода дебита к нормальным поверхностным условиям необходимо вычисленный дебит разделить на объемный коэффициент пластовой жидкости.

Список литературы

1. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. Часть 1. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 200 с.

УДК 621.3

ВЛИЯНИЕ ЧАСТОТЫ ПИТАЮЩЕГО ТОКА НА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ НЕФТЯНЫХ ОБЪЕКТОВ

*К. Ю. Горынцева (БГР-11-11), Р. Х. Игтисамова (доцент)
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В статье рассмотрели влияние частотного регулирования скорости вращения электропривода (асинхронного электродвигателя) и его влияния на энергопотребление нефтепромыслового оборудования. Частотное регулирование проводилось изменением частоты питающего тока. Исследования показали, что с увеличением частоты питающего тока увеличивается энергопотребление нефтепромыслов.

Ключевые слова: частота питающей сети, электропотребление, нефтяная промышленность, газовая промышленность, электрическая нагрузка.

UDC 621.3

THE INFLUENCE OF FREQUENCY OF THE SUPPLY CURRENT THE CONSUMPTION OF THE OIL FACILITIES

*K. Y. Goryntsev (BGR-11-11),
R. H. Iktisanov (associate professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. The paper examined the influence of frequency regulation of speed of rotation of the electric drive (asynchronous motor) and its impact on energy consumption of oilfield equipment. Frequency regulation was carried out by varying the frequency of the supply current. Studies have shown that with increase of the frequency of the supply current increases the power consumption of the oil fields.

Keywords: frequency, energy, oil industry, gas industry, the electrical load.

В настоящее время на нефтяных месторождениях широко используются электропривод с частотным регулированием для установок с ЭЦН и СК. В связи с этим возникает необходимость в несколько ином подходе к анализу графиков электропотребления, чем сложившийся в то время для общепромышленных установок.

Исследования электрических нагрузок на объекты нефтяной и газовой промышленности, разработка методической базы для выполнения проектных расчетов этих нагрузок дали возможность разработать методическую базу для выполнения проектных расчетов этих нагрузок, разработать ряд нормативно-технических документов по определению проектных уровней электропотребления и электрических нагрузок, а также программы их расчета для персональных ЭВМ, создать способ определения электрических нагрузок для типовых нефтепромысловых установок.

В исследованиях объектов отмечается значительное завышение проектных нагрузок на объекты нефтяной и газовой промышленности по сравнению с фактическими. В связи с этим завышены трансформаторные мощности подстанций, особенно напряжением 6 или 10 кВ.

Главные тенденции, влияющие на критические нагрузки и электропотребление, характерные для современного периода:

Падающая добыча нефти и жидкости, большой объем проектов конструкции месторождений, предусматривающих, в том числе, демонтаж старого оборудования и замену его на новое, меньшей производительности применительно к снижающимся объемам производства.

Изменение исходных условий, которыми располагает проектировщик в процессе работы. Если раньше имелась утвержденная технологическая схема разработки месторождения с перспективой всех технологических показателей не на один десяток лет, то в настоящее время нередко проектирование ведется по предварительным технологическим показателям на 2–3 года, которые могут меняться уже в процессе проектирования.

Возможное изменение технологических показателей непосредственно в период проектирования в сторону как их значительного уменьшения, так и заметного увеличения.

Практически повсеместное использование для привода установок электроцентробежных (ЭЦН) и штанговых (ШГН) насосов, при этом частота питающего погружной электродвигатель тока может

варьировать от 50 до 70 Гц, что может также значительно влиять на величину расчетной нагрузки.

Применение электрообогрева трубопроводов и оборудования на большинстве технологических и кустовых площадок и узлов запорной арматуры. Электрообогрев часто используется также и в бытовых помещениях производства.

Они значительно влияют на величины электрических нагрузок и электропотребления и должны учитываться при проектировании электроснабжения.

В данной статье приведены исследования зависимости мощности электродвигателей от частоты питающего тока. Особо следует остановиться на применении частного регулирования для установок ЭЦН. Как известно, с ростом частоты питающей сети потребляемая активная мощность увеличивается пропорционально третьей степени частоты питающей сети. Следовательно, при росте частоты (а современные частотные регуляторы способны увеличивать частоту до 70 Гц) изменяется номинальная мощность электропривода (см. таблицу и график). Применение тех же коэффициентов, которые использовались для обычных условий, незначительно уменьшит расчетную нагрузку по сравнению с номинальной мощностью.

Таблица 1

Номинальная мощность электропривода, кВт, при частоте		
50Гц	60Гц	70Гц
32	59	87
90	167	247
200	366	549
400	708	1098
500	934	1372

На графике (рис. 1) видно: чем больше номинальная мощность, тем резче увеличивается электропотребление с увеличением частоты питающей сети.

В нефтяной промышленности в последнее время широко применяются новые технологии добычи нефти и технологические установки — высокодебитные глубиннонасосные установки для подъема нефти из горизонтальных и наклонно направленных скважин (установки ЭЦН с частотно-регулируемыми электродвигателями мощностью 250–430 кВт), мини-КНС для закачки воды в пласт с электро-

двигателями единичной мощностью 132–630 кВт, перекачивающие насосные станции с многофазными насосами (также оснащенные регулируемыми электроприводами), крупные компрессорные станции, буровые установки с регулируемым электроприводом.

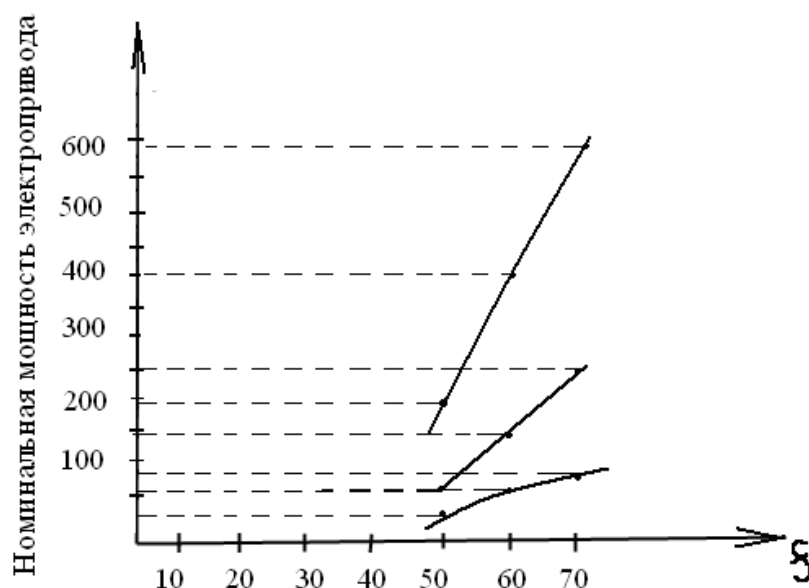


Рисунок 1 — Зависимость мощности электропривода от частоты питающего тока

В связи с этим продолжают исследования энергетики новых технологий и установок, работа по созданию информационно-технической базы с целью определения показателей нагрузок и электропотребления, возможного внесения изменений в методическую базу расчетов и совершенствованию существующих программ расчетов на ЭВМ.

Список литературы

1. Кудряшов Р.А. Расчет электрических нагрузок нефтепромысловых объектов на стадии проектирования // В сб. Проектирование обустройства нефтяных месторождений. – 1980. – Вып. 48. – С. 119–126
2. Кудряшов Р.А. Совершенствование расчетов электропотребления и электрических нагрузок в изменившихся условиях проектирования электроснабжения нефтяных и газовых месторождений / Р.А. Кудряшов, В.П. Фрайштетер // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 3. – С. 79–81.
3. Игтисамова Р.Х. Исследование режимов работы станции управления автоматизированным электроприводом погружных цен-

тробежных насосов: методическое руководство к лабораторной работе. – Октябрьский, 2012. – С.10.

УДК 66.018.8

**АНАЛИЗ ДЕЙСТВИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ
ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ
В РАЗЛИЧНЫХ СРЕДАХ ПРИ НЕФТЕДОБЫЧЕ**

*Т. Ф. Шайхутдинов, (гр. БГР-14-12),
В. Р. Зайлалова (доцент, к. х. н.)
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В данной статье рассматриваются варианты использования ингибиторов коррозии в нефтедобыче. Нефтегазовая промышленность является самым крупным потребителем ингибиторов коррозии. Она применяет ингибиторы не только на ранних стадиях разработки, но и при полной добыче и изготовлении нефтепродуктов. Главной причиной использования ингибиторов считается среда добычи нефти.

Ключевые слова: коррозия, ингибиторы коррозии, органические ингибиторы, защита металла, кислая среда, щелочная среда.

UDC 66.018.8

**ANALYSIS OF THE EFFECT
OF DIFFERENT TYPES OF CORROSION INHIBITORS
IN DIFFERENT ENVIRONMENTS AT OIL PRODUCTION**

*T. F. Shaikhutdinov, (gr. BGR-14-12),
V. R. Bilalova (professor, c. h. s.)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract: This article discusses the options for the use of corrosion inhibitors in the production oil. Oil industry is the largest consumer of corrosion inhibitors. It applies inhibitors not only in the early stages of development, but also in full production and manufacture of petroleum prod-

ucts. The main reason for using corrosion inhibitors considered environment in which the oil is produced.

Keywords: corrosion, corrosion inhibitors, organic inhibitors, metal protection, acidic environment, alkaline condition.

Цель исследования: рассмотреть механизмы действия различных по химическому составу ингибиторов коррозии при добыче нефти.

В настоящее время значительная часть нефтегазовых месторождений находится в последней стадии разработки, когда уменьшается добыча и резко увеличивается обводненность нефти. Получается, что скважины, которые были заброшены впоследствии кратковременной эксплуатации из-за деформации насосных агрегатов, надо использовать, пока фактор водонасыщения не сделает их более или менее выгодными для добычи. Именно поэтому широкое влияние ингибиторы оказали в первую очередь на добычу нефти из заброшенных скважин.

Разработка данного типа характеризуется внушительными осложнениями в операциях добычи, подготовки и сбора нефти, связанными со скоплением жестких нефтяных эмульсий, отложениями АСПО, солей, присутствием механических примесей, коррозионным разрушением самого оборудования.

Сложно оценивать число нефтяных скважин, которые подвержены коррозии и требуют скорейшего применения мер для устранения проблем. В связи с тем, что все скважины в какой-то степени подвергаются коррозии, время, по окончании которого необходимо применять ингибиторы, часто зависит от среды, срока службы и величины дебита продукции. Поэтому эксперты могут иметь разное мнение на счет применения ингибиторов.

Чем дольше скважина работает, тем больше становится фактор водонасыщенности и подверженности коррозии. И при применении ингибиторов скважина может простоять долгое время даже при деформации стенок и появлении трещин с кавернами.

Что представляет собой коррозия?

Коррозия металлических объектов наносит огромный материальный и экономический ущерб. Она является причиной преждевременного износа устройств, установок, линейной части трубопроводов, значительно уменьшает эксплуатационный срок оборудования и

часто служить источником значительных потерь большого количества транспортируемого продукта.

Металлическая коррозия — это самопроизвольное разрушение металлов вследствие взаимодействия их с химической или электрохимической средой. Происходящий на границе раздела «металл-внешняя агрессивная среда» процесс коррозии неоднородный и имеет многосложный механизм. В ходе данного процесса атомы материала подвергаются окислению, теряют валентные электроны, атомы переходят за границу раздела во внешнюю среду, взаимодействуют с ее компонентами путем образования различных продуктов коррозии. По большей части коррозия металлов происходит неравномерно по поверхности раздела, имеются участки, на которых появляются локальные поражения. При коррозии металла происходит не только снижение его массы, но и уменьшение механической прочности, пластичности и других свойств.

Существуют два вида коррозии оборудования: внутренняя и внешняя.

Главной причиной локального разрушения внешней поверхности объектов является процесс электрохимической коррозии в грунтовом электролите. Уровень коррозионного воздействия данного электролита на металл обуславливается его составом: минерализация, рН среда, содержание сероводорода, углекислого газа или кислорода, деятельности бактерий и температуры.

Внешняя коррозия (подземная) — коррозия трубопроводов, возникающая преимущественно под действием растворов солей, содержащихся в породах.

Внутренняя коррозия возникает в результате соприкосновения внутренней части трубопровода с жидкостью, которая протекает в нем.

При подземной прокладке металлические трубопроводы становятся объектом почвенной коррозии. В породах часто находятся щелочи, соли и вещества органического происхождения, имеющие вредное влияние на стенки стальных трубопроводов. Часто вид такой коррозии может вызвать ускоренное появление сквозных свищей в металле и вывести трубу из строя. Для эффективной защиты оборудования применяются ингибиторы коррозии металла.

Ингибиторы — это вещества, подавляющие или задерживающие течение физико-химических процессов саморазрушения металла. Ингибитором коррозии может служить одно соединение либо смесь.

Ингибиторы широко используются в системах ППД и утилизации лишней воды, также в системах предварительного сброса воды, смеси, сбора и подготовки воды.

По видам сред ингибиторы коррозии различают:

- ингибиторы нейтральных коррозионных сред;
- атмосферной коррозии;
- ингибиторы кислотных сред;
- сероводородной;
- ингибиторы нефтяных сред.

В различных коррозионных средах одни и те же ингибиторы могут вести себя совершенно по-разному.

По способу действия защиты ингибиторы бывают:

Ингибиторы (по способу действия)	
Адсорбционные	Пассивационные
Адсорбируются на поверхности защищаемого изделия, образуют пленку и задерживают электрохимические реакции (молибдаты, хроматы, нитриты)	Формируют на поверхности металла защитную пленку и способствуют переходу металла в пассивное состояние (летучие, амины, органические кислоты и их соли, меркаптаны (тиолы) и др.)

Ингибирование

В добывающих скважинах в качестве ингибиторов используют разные материалы. Это — формальдегиды, хроматы, нейтрализующие агенты, различные органические соединения и арсенаты.

Органические ингибиторы коррозии. Большинство органических соединений эффективно замедляют процесс коррозии металла. Органические ингибиторы коррозии адсорбируются только на поверхности металла. Продукты коррозии их не адсорбируют. Поэтому их выгодно использовать во всех видах коррозии металлов.

Органическими ингибиторами коррозии чаще всего выступают алифатические и ароматические соединения, имеющие в своем составе атомы азота, серы и кислорода.

Амины применяют как ингибиторы коррозии железа в кислотах и водных средах.

Тиолы (меркаптаны), а также органические сульфиды и дисульфиды проявляют более сильное ингибирующее действие по сравнению с аминами. Основные представители этого класса — тиомочевина, бензотриазол. Органические кислоты и их соли применяют как

ингибиторы коррозии железа в кислотах, маслах и электролитах, а также как ингибиторы процесса наводороживания. Наличие в органических кислотах амино- и гидроксильных групп улучшает их защитные свойства.

1) Формальдегид

Данный тип ингибитора начали применять первым при добыче нефти. Формальдегид был предложен в нефтяной промышленности в 50-х г. XX века и в течение последующих нескольких лет успешно применялся. Предполагалось, что на плоскости металла в оборудовании по добыче образовывалась пленка вследствие взаимодействия формальдегида с сульфидом железа, которая уменьшает скорость коррозии.

2) Хроматы

Хроматы использовались в разных странах еще в начале XX века. Теперь же они используются, прежде всего, для снижения степени коррозии в газоконденсатных скважинах. Например, при концентрации 13 мг/л ингибитор полностью защищает сталь в среде, содержащей NaCl с кислотностью среды pH, равным 6,1–6,8. Эффективность не теряется, даже если pH опускается до 3, однако если в растворах осаждается цинк, то ингибитор теряет свою способность к защите.

Единственным недостатком такой обработки является возможность закупорки трубопровода с выпадением осадка хрома. Не исключено также образование осадков хромата бария или стронция.

Другой серьезный недостаток хроматов — чрезмерная токсичность и усложненный способ обращения с ними. Также надо учитывать высокую цену при требуемых концентрациях.

3) Ингибиторы-нейтрализаторы

Щелочные агенты хорошо использовались в газоконденсатных скважинах в начальные годы применения ингибиторов. Основной механизм их действия заключается в нейтрализации коррозионно-активных органических агентов и формировании бикарбонатов при взаимодействии с углекислым газом. Образование бикарбонатов приводит к увеличению способности водного раствора реагировать на изменения ее химического состава.

Практически это доказано, так как пробы воды, которые брали из обработанных скважин, имеют pH 8,4. В качестве щелочных ингибиторов использовались водные растворы аммиака, углекислый натрий, бикарбонат натрия и силикат натрия.

Заметим, что с использование нейтрализующих агентов должно быть ограничено растворами с уменьшенным содержанием твердой фазы, в основном ниже 0,2%. Содержание кальция и магния должно быть ниже 0,03%, в противном случае возникает серьезная опасность закупорки труб из-за отложений солей щелочноземельных металлов. Использование нейтрализующих агентов прекратилось с разработкой значительно более эффективных органических ингибиторов.

4) Цианамиды

Этот необычный класс ингибиторов запатентовал Мено. Он предположил, что добавление к воде водорастворимых соединений, содержащих цианамидный радикал, защищает от коррозии насосы в кислых нефтяных скважинах. Представители ингибиторов этого класса являются цианамиды кальция, бария и магния, диметил-, диэтил-, диизопропил- и диаллилцианамид, дицианамиды натрия, кальция, бария и магния и дициандиамид. Эффективные ингибиторы — триамины, например меламин. Предполагается, что ингибирующий механизм обуславливается образованием пленки, которая возникает вследствие присоединения атомов азота из цианамидного радикала непосредственно к поверхности металла.

5) Полифосфаты. Предотвращение образования отложений солей

Сильная точечная коррозия вызывается вследствие отложения солей. Меры, которые принимаются для предупреждения образования отложений, и таким образом косвенно также и коррозии, часто напоминают меры, проводимые в обычных циркуляционных системах. В основном это обработка полифосфатами. Например, действие триполифосфата натрия как ингибитора связано со способностью полифосфатов препятствовать восстановлению кислорода на поверхности железа, которая вызывает адсорбцию растворенного кислорода и пассивацию металла.

Полифосфаты — эффективные ингибиторы для предотвращения отложений солей, что же касается таких органических хелатных агентов, то их применение полностью исключено. Хотя они и весьма эффективны, но при использовании в обычных больших дозах оказываются слишком дорогими.

6) Соединения мышьяка

Соединения мышьяка в настоящее время по объему использования в качестве ингибиторов коррозии для скважин при добыче серни-

стых нефтей уступают только органическим азотсодержащим соединениям с длинными углеводородными цепями.

Часто эти смеси состоят из трехокиси мышьяка, едкого натра и воды в определенных соотношениях в зависимости от нужных физических свойств конечной смеси. Так, например, конечной комбинацией этих соединений можно получить твердую плотную смесь, чтобы ингибитор, который не разрушался, опустился на дно скважины, не успевая при этом раствориться в окружающей жидкости. Чтобы не происходило размягчения ингибитора при высоких температурах и прилипания его к нагретым стенкам трубы при загрузке в скважину, для повышения температуростойкости иногда едкий натр заменяют едким калием. Мышьяковые смеси очень эффективны, но в то же время токсичны. Чрезвычайно опасен летучий и ядовитый арсин, образующийся в кислых средах.

Вывод:

Состав коррозионной среды существенно влияет на выбор ингибитора коррозии. При этом важную роль играет его доступность и цена. На сегодняшний день наиболее эффективным при добыче нефти считается использование органических ингибиторов.

Список литературы

1. Применение ингибиторов коррозии для защиты трубопроводов – Режим доступа:
http://knowledge.allbest.ru/manufacture/2c0b65625b3bd68a5c43a89421206d27_0.html (дата обращения 10.04.15)
2. Нагуманов К.Н. Защита промысловых трубопроводов от почвенной коррозии / К.Н. Нагуманов, Р.А. Андреев, С.М. Насыбуллин // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 4. – С. 66–69.
3. Ингибиторы коррозии – Режим доступа:
<http://www.okorrozii.com/ingibitor-korrozii.html> (дата обращения 09.04.15)
4. Ингибиторы коррозии – Режим доступа:
<http://www.ingibitory.ru/ingib.php#ing3> (дата обращения 09.04.15)

УДК 004.04

3D-ПРИНТЕРЫ В СОВРЕМЕННОМ МИРЕ И ОБРАЗОВАНИИ

Т. Ф. Шайхутдинов (БГР-14-12), Гильманова А. М. (доцент)
*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. Статья посвящена новым технологиям в области трехмерной печати и 3D-принтерам для создания вещественной копии моделируемого объекта и самих деталей в различных областях производства, что обеспечивает новый скачок в современном обществе, в том числе и в образовании. Показано, что внедрение технологий 3D-моделирования и 3D-прототипирования в образовательный процесс способствует более эффективному формированию уровня профессиональной подготовки, чем изучение графических и технических дисциплин по традиционной методике.

Ключевые слова: 3D-принтер, 3D-печать, трехмерная модель, современное проектирование, макеты, перерабатываемые материалы, трехмерная графика.

UDC 004.04

3D PRINTERS IN THE MODERN WORLD AND EDUCATION

***T. F. Shaikhutdinov (BGR-14-12),
Gilmanova M. A. (associate professor)***
*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract: The article is devoted to new technologies in the field of three-dimensional printing and 3D-printers to create a real copy of the object and modeling parts in different areas of production, which provides a new leap in modern society, including in education. It is shown that the introduction of technologies of 3D-modeling and 3D-prototyping in the educational process contributes to more efficient development of professional standards than the study of graphic and technical disciplines on traditional methods.

Keywords: 3D-printer, 3D-printing, three-dimensional model, modern design, layouts, recyclable materials, three-dimensional graphics.

В современном проектировании трехмерная печать является одной из самых перспективных и инновационных технологий. Этот вид печати обеспечивает минимальные затраты и высокую экономическую выгоду в производстве. В данной статье раскрываются виды и область применения 3D-принтеров в разных сферах жизнедеятельности человека, а также в образовательном процессе.

Что представляет собой 3D-принтер?

Слово «печать» мы привыкли понимать как вывод изображения или документов на офисную бумагу. Данный вид печати является двумерной, и информация воспринимается нами как простая картинка на бумаге.

3D-принтер — это периферийное устройство, использующее метод послойного создания физического объекта по цифровой 3D-модели. Для создания слоев используются в основном лазерная и струйная технологии, которые, в свою очередь, делятся на виды.

Лазерная печать делится на три вида:

1) Лазерная стереолитография, при которой ультрафиолетовый лазер постепенно, пиксель за пикселем, засвечивает жидкий фотополимер, затем жидкий полимер затвердевает и превращается в достаточно прочный пластик;

2) Лазерное сплавление, когда лазер слой за слоем сплавляет порошок из металла или пластика в контур будущей детали;

3) Ламинирование — при нем деталь создается из большого количества слоев рабочего материала, которые постепенно накладываются друг на друга и склеиваются, при этом лазер вырезает в каждом контуре сечения будущей детали.

В струйной печати присутствует два основных способа печати — это застывание материала при охлаждении и спекание порошкообразного материала. В первом случае происходит выдавливание термопластика по каплям на основу будущего продукта, а второй способ по своей сути очень напоминает лазерное спекание с тем отличием, что в данном случае порошок склеивается с помощью специально предназначенного для этой операции клея.

Сегодня трехмерные принтеры выпускают в разных стилях спецификации форм и применений, предлагается огромное количество разновидностей 3D-принтеров по скорости, цветопередачи, эконо-

мичности и простоты использования, например, семейство ZPrinter — с размерами от 74 х 79 х 140 см до 119 х 116 х 162 см и весом от 165 кг до 363 кг, принтеры ProJet 5000 и т. д.

Для решения задач быстрого прототипирования предназначен 3D-принтер **PICASO 3D Builder** — первый российский доступный 3D-принтер для работы в офисе, дома, в школе и творческих мастерских.

С его помощью можно создавать любые детали, геометрические фигуры, макеты местности и т. д. Один раз увидев макет того или иного предмета, учащиеся способны получить о нем куда больше информации, чем если бы рассматривали картинку на экране компьютера и, тем более, картинку, нарисованную мелом на доске.

Область применения принтера: быстрое прототипирование и промышленный дизайн, архитектурное и планировочное макетирование, моделирование и реконструкция, производство сувенирной продукции, мелкосерийное производство эксклюзивных изделий, создание мастер-моделей.



Рисунок 1 — 3D-принтер **PICASO 3D Builder**

Расходные материалы

Пластик ПЛА — PLA (полилактидный полимер), пластик ABS (акрилонитрилбутадиенстирол).

В направлении создания новых принтеров, их освоения запускаются новые проекты. Так, General Electric Co запустила проект GE Garages: производственные ремесленные центры, оснащенные лазерными резаками, 3D-принтерами, формами для литья, в которых посетители могут обучиться основам создания прототипов и производст-

венного процесса; правительство США запустило 60-миллионную образовательно-исследовательскую программу — новый институт 3D-печати; The Defense Advanced Research Projects Agency (DARPA) заявила об инвестициях 3,5 миллиона долларов в TechShop, как часть проекта DARPA's new Adaptive Vehicle Make с целью «создать фабрику для быстрого дизайна и реконфигурирования производственных возможностей для поддержки выпуска широкого спектра военной техники».



Рисунок 2 — Расходные материалы

Применение

Технология 3D-печати, прежде всего, нашла применение в быстром прототипировании — так в зарубежной печати называют процесс трехмерной печати (сами 3D-принтеры называют фабберами). Уже давно установлено, что при разработке какой-то сложной модели ее прототип позволяет сократить вероятность появления ошибок в конечном продукте. Многие крупные компании имеют в своих конструкторских подразделениях 3D-принтеры для разработки быстрых прототипов. Например, в свое время Porsche при помощи прототипа изучала работу тока масла в трансмиссии новой модели автомобиля 911 [9], при этом была использована конструкция из прозрачного материала, что позволило увидеть работу механизма «изнутри».

3D-принтеры сегодня востребованы также [4, 5]:

- при производстве деталей для мелкосерийного производства, моделей и форм для литейного производства, мелких объектов для домашнего использования, сувениров и т. д.;

- очень перспективны разработки в области медицины: университет Миссури по выращиванию полноценных органов напечатал человеческие ткани для тестирования лекарств, появилась персональная медицина, использующая 3D-молекулярный принтер; бесценны

технологии использования 3D-печати в медицине при протезировании и производстве имплантантов, например, фрагменты скелета, костей, хрящевых тканей; так, Бельгийские и немецкие ученые успешно имплантировали нижнюю челюсть, напечатанную на 3D-принтере; исследователями из Penn уже решена задача создания 3D-структуры кровеносных сосудов; ведутся эксперименты по печати донорских органов; по прогнозу биопринтинговой компании Modern Meadow, в ближайшие пять лет в супермаркетах будут продаваться кожаные изделия: сумки, ремни, ботинки и т. д., созданные в лабораториях;

— не обходится без использования новых технологий и строительство: печатаются здания и сооружения. Китайские строители печатают недорогие жилые дома; изобретатель Kai Parthy разработал волокно для RepRap, с помощью которого можно печатать «древесину», точнее, изделия из древесины (волокно LAYWOO-D3 — это композит из древесины и полимера, содержащий переработанное дерево и безвредный пластик);

— в оружейном производстве печатались не только отдельные компоненты, но и были эксперименты по печати оружия целиком; в итоге в ноябре 2013 года в США был принят закон, запрещающий изготовление огнестрельного оружия с помощью 3D-принтеров;

— в производстве корпусов автомобилей, телефонов, деталей реактивных двигателей: Airbus работает над концептом самолета, строящегося с помощью гигантского 3D-принтера, самолет планируется построить к 2050 году;

— даже пищевая промышленность нашла применение этой технологии: Thiel Foundation анонсирует грант на технологию 3D-печати мяса, совместно с Breakout Labs они планируют применить последние разработки в области создания тканей для съедобного прототипа мяса, который может стать гуманным и устойчивым источником животных белков для потребителей всего мира;

— 17 июня 2013 года ученые Гарвардского и Иллинойского университетов создали микробатарею — литий-ионный аккумулятор размером с песчинку, при этом составляющие аккумулятора пришлось распечатывать отдельно — послойно, с применением материалов тоньше волоса [6];

— интересно: пятнадцатилетняя Лаура сыграла на скрипке, распечатанной на 3D-принтере, полностью оснащенной струнами, в эфире CNN. Это удивительное представление замечательно иллюст-

рирует потенциал 3D-печати, при помощи которой можно воссоздать практически любую вещь [6].



Рисунок 3 — Скрипка, распечатанная на 3D-принтере

Алгоритм процесса печати

Во многих 3D-принтерах принцип изготовления одинаковый. Для изготовления деталей используется галогеновая лампа и сложная система линз, направляющая пучок из ультрафиолета именно на необходимый участок используемого материала. В качестве этого материала используется порошок из пластика, который затвердевает под воздействием света.

Для создания трехмерного объекта необходимо лишь наличие самого принтера и материалы к нему. Создается трехмерная модель нужного нам объекта в компьютерном редакторе, например, в КОМПАС-3D; есть также специальные сканеры, использующиеся для подготовки трехмерной цифровой модели. Затем идет преобразование цифровой модели в нужный нам формат, который понимает соответствующий 3D-принтер, то есть идет разделение объекта на специальный код. В большинстве случаев для печати используют формат файла STL. Практически все принтеры имеют свой собственный софт для управления печатью, причем часть — коммерческие, часть — с открытым исходным кодом. Например, 3D-принтер Picaso Builder — программа Polygon, 3DTouch — Axon 2, MakerBot — MakerWare, Ultimaker — Cura.

Процесс печати нашего объекта с использованием материалов занимает от десятка минут до нескольких часов с учетом сложности объекта.

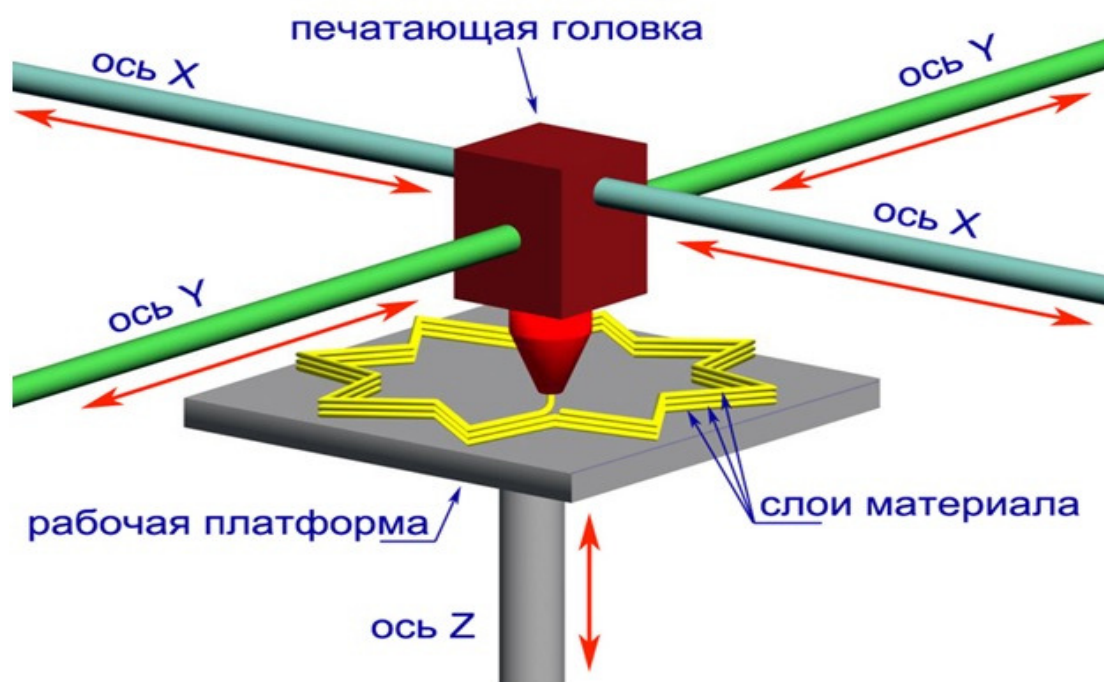


Рисунок 4 — Упрощенная модель 3D-принтера

На рисунке 4 показан вид упрощенной модели принтера, она служит для демонстрации основных характеристик работы 3D-принтера:

- печатающая головка, ею формируются слои материала, из которого «выращивается» предмет; головка может двигаться только в горизонтальной плоскости (вдоль осей X и Y).

- рабочая платформа служит для установки модели в процессе печати, она движется сверху вниз (по оси Z).

При наглядном рассмотрении процесс печати совсем прост. В самом начале рабочая платформа находится в верхнем положении, а печатающая головка накладывает на нее нижний слой объекта. После того, как первый слой сформирован, рабочая платформа опускается на толщину слоя, и печатающая головка накладывает новый слой материала на предыдущий. Данный цикл повторяется, пока мы не получим готовый объект. На фотографиях отлично просматриваются тонкие слои, из которых выращен объект (рис. 5).

Самые распространенные методы использования материалов различных существующих принтеров практически одинаковые: координатная ось X, Y, Z; рабочая платформа; материал для применения.

Создание объекта из слоев — это полное отсутствие потери материала на практике. Объект создается не из цельного материала, ко-

торый нужно было бы разрезать, пилить и разбивать, а послойно, с использованием материала для печати только нужного нам количества. Часто объекты могут проходить обработку, где удаляются шероховатости и выросты, но возможность производить и перерабатывать материал 3D-печатания делает выгодным данный вид производства объектов.

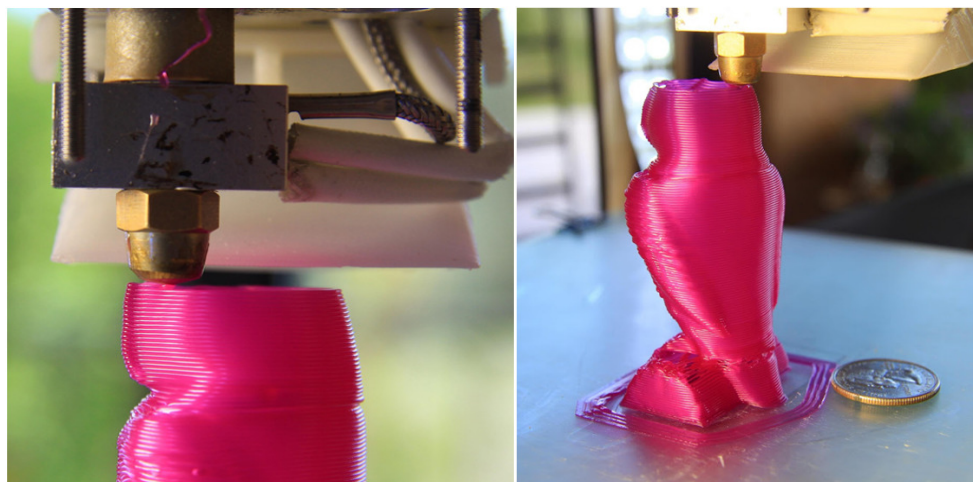


Рисунок 5 — Процесс печати на 3D-принтере

Главный минус технологии — это ее стоимость, то есть не все организации по производству деталей для любой индустрии могут приобрести 3D-принтер. Однако появляются новые разработки, более дешевые и доступные, ведь и компьютеры еще совсем недавно были не у всех. К неявным недостаткам 3D-печати можно отнести фактическое уменьшение потребности организации в рабочей силе, т. к. несколько принтеров способны заменить целый цех станков по производству деталей, а также то, что для основной разработки и обслуживания 3D-принтеров необходимы инженеры и техники с высокой степенью квалификации.

С другой стороны, данный вид печати будет согласовываться с потребностями всего человечества с учетом экологических проблем и сокращения экономических расходов. Если мы так легко научились разбираться в компьютерах, то также можем с уверенностью ответить, что 3D-принтеры будут основой жизни человека будущего.

Применение 3D-принтеров в области образования

До сих пор возможности современных технологий позволяли при обучении графическим и техническим дисциплинам смоделировать объект на экране монитора при помощи САПР КОМПАС, оценить получившуюся единичную модель или сборку виртуально, что, в

принципе, являлось достаточно большим прорывом по сравнению с традиционными «бумажными» технологиями.

Применение 3D-печати дает возможность пойти еще дальше [1, 2, 3] — создать вещественную копию моделируемого объекта. Это даст возможность не только рассмотреть проектируемую деталь, но и оценить другие ее характеристики. Кроме этого, студентам будет продемонстрирован полный цикл создания изделия: от этапа проектирования до этапа воплощения детали в конечном материале. К примеру, на занятиях по «Инженерной графике» студенты, наиболее правильно смоделировавшие деталь в 3D, смогут оценить ее правильность, воспроизведя изделие в реальном материале. На занятиях по дисциплине «Детали машин» у студентов будет возможность не только рассчитать редуктор математически и смоделировать его на экране монитора, но и собрать его в реальном размере либо в соответствующем масштабе. А при работе на занятиях студенты смогут распечатать лучшие проекты, проекты наиболее сложные или наиболее экономичные и т. д. Кроме этого, применение 3D-принтеров в инженерно-техническом образовании незаменимо в научно-исследовательской работе студентов, при выполнении курсовых и дипломных проектов.

Ниже приведены примеры изделий, напечатанных в ООО «АСКОН-Уфа» (Региональный офис Группы компаний «АСКОН» в Республике Башкортостан) группой специалистов под руководством Колыганова А. с помощью доступного для образовательных учреждений принтера PICASO 3D Builder.

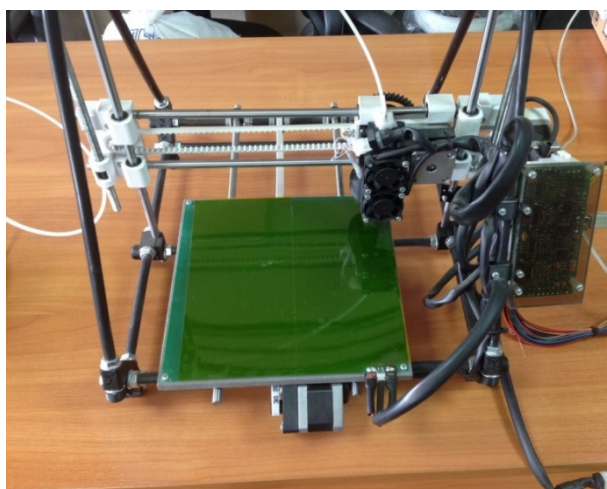


Рисунок 6 — Принтер PICASO 3D Builder, размещенный на столе

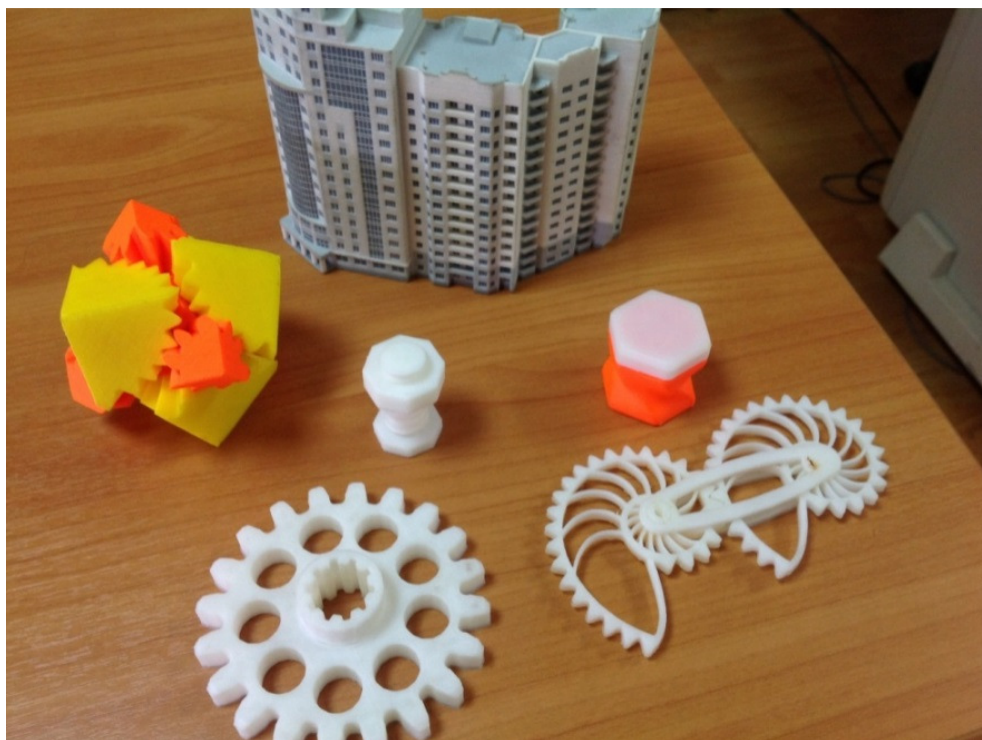


Рисунок 7 — Модели деталей,
разработанные в КОМПАС-3D
и распечатанные на 3D-принтере

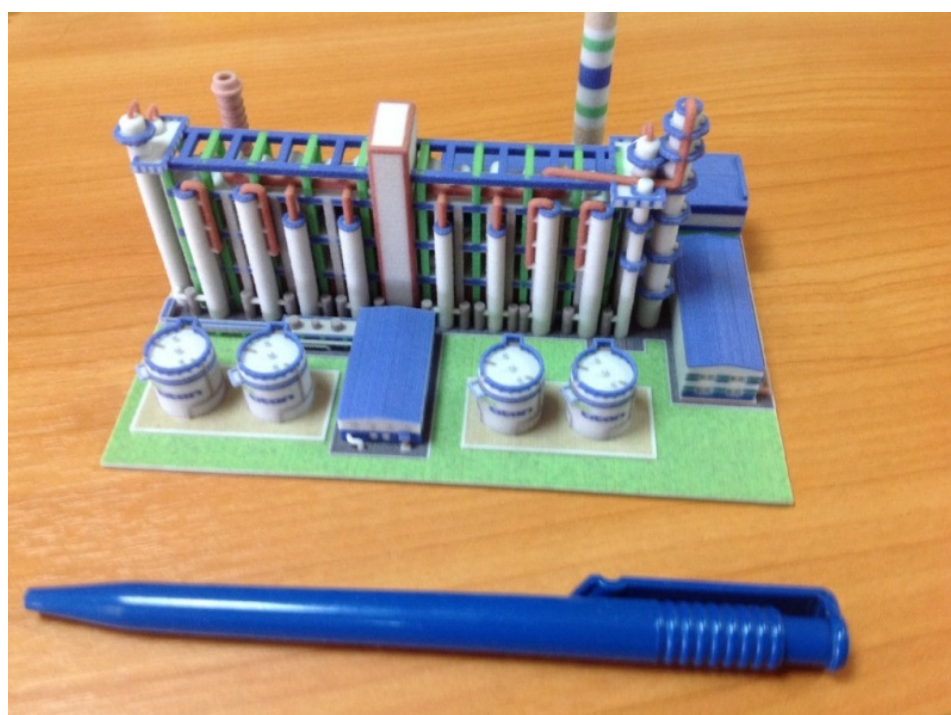


Рисунок 8 — Замерная установка в уменьшенном масштабе
и ручка в натуральную величину, разработанные в КОМПАС-3D
и распечатанные на 3D-принтере



Рисунок 9 — Модель здания в уменьшенном масштабе и ручка в натуральную величину, разработанные в КОМПАС-3D и распечатанные на 3D-принтере



Рисунок 10 — Модель лица, снятая 3D-сканером, и ручка, распечатанные на 3D-принтере

Если же образовательные учреждения в нашей стране не будут использовать новые технологии, они перестанут быть по-настоящему образовательными.

Список литературы

1. Вольхин К.А. Проблемы формирования графической компетентности в системе высшего профессионального образования / К.А. Вольхин, А.М. Лейбов // Философия образования. – 2012. – Т. 43. – № 4. – С. 16–22.
2. Касатиков А.Д. Современные информационные технологии в педагогическом процессе технологических факультетов педагогических вузов / А.Д. Касатиков, А.М. Лейбов, О.М. Осокина // Современное машиностроение. Наука и образование. – СПб.: Изд-во политехнического университета, 2014. – С. 60–67.

3. Лейбов А.М. Применение технологий 3D-прототипирования в образовательном процессе / А.М. Лейбов, Р.В. Каменев, О.М. Осокина // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 5; URL: www.science-education.ru/119-14933 (дата обращения: 20.04.2015).
4. Обзор технологий 3D-печати. – Режим доступа: <http://www.orgprint.com/ru/wiki/obzor-tehnologij-3D-pechatj> (дата обращения: 06.09.2014).
5. 3D-принтер. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/3D-принтер>.
6. Печать на 3D-принтере. – Режим доступа: <http://www.3dprint54.ru/dlachegopечат/> (дата обращения 07.04.15).
7. Базовые понятия. – Режим доступа: <http://3dwiki.ru/kak-rabotaet-3d-printer-bazovye-ponyatiya-i-nekotorye-vazhnye-terminy/> (дата обращения 07.04.15).
8. Как не сделать ошибки при выборе 3D-принтера. – Режим доступа: <http://3dpr.ru/kak-ne-sdelat-oshibku-pri-vybore-3d-printera> (дата обращения 07.04.15).
9. 20 примеров применения 3D-печати. – Режим доступа: <http://3dtoday.ru/industry/20-primerov-primeneniya-3d-pechatj.html> (дата обращения 07.04.15).
10. Выбор 3D-принтера. – Режим доступа: <http://saprinc.ru/content/vybor-3d-printera> (дата обращения 07.04.15)
11. 3D-принтер. – Режим доступа: <http://www.ascon-ufa.ru/3d-printer> (дата обращения 10.04.15).
12. <http://www.3dprint54.ru/dlachegopечат/> (дата обращения 07.04.15).

СЛАНЦЕВАЯ НЕФТЬ

Э. М. Шарафутдинов, Е. Г. Саитгареев,

К. Ф. Габдрахманова (доцент)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация: В данной статье рассматриваются геополитическая ситуация добычи сланцевой нефти (далее — керогеновая нефть), ее

особенности, достоинства и недостатки, влияние процесса разработки и эксплуатации на окружающую среду и здоровье людей.

Ключевые слова: сланцевая нефть, сланцевый газ, керогеновая нефть, окружающая среда, особенности, недостатки, достоинства.

SHALE OIL

*E. M. Sharafutdinov, E. G. Saidgareev,
K. F. Gabdrakhmanova (associate Professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract: This article discusses the geopolitical situation of shale oil production, its specialties, advantages and disadvantages, the development and operation process influence on environment and people's health.

Keywords: shale oil, shale gas, kerogenic oil, environment, specialties, advantages, disadvantages.

За несколько десятилетий был совершен рывок в добыче сланцевой нефти и сланцевого попутного газа. Тем не менее производители «традиционного» топлива на сегодняшний день не готовы уступить рынок «сланцевым магнатам», понизив цены на «черное золото» в несколько раз.

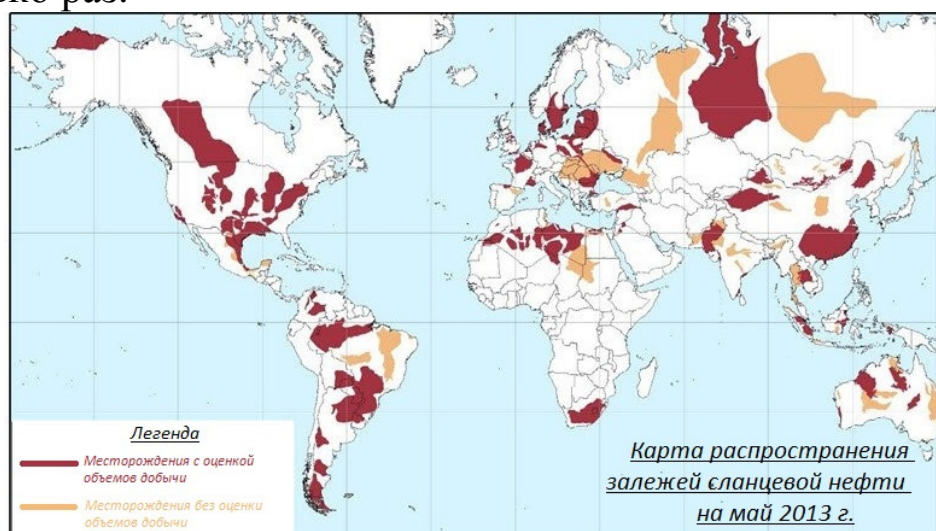


Рисунок 1 — Карта с примерным расположением запасов сланцевой нефти в мире

Сланцевая нефть — это синтетическая нетрадиционная нефть из группы твердых каустобиолитов с большим содержанием примесей,

получаемая путем пиролиза, термического воздействия на горючие сланцы, ее гидрирования или термического растворения и используемая непосредственно в качестве топлива; в более узких кругах имеет название нефтяных песков, тяжелой битумной нефти. Характеризуется низкой плотностью и проницаемостью.

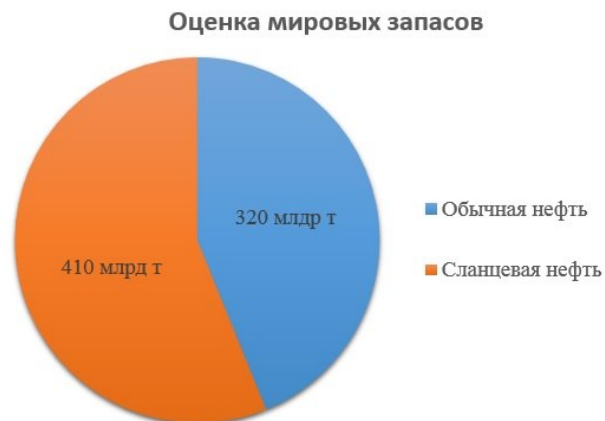


Рисунок 2 — Отношение объемов сланцевой нефти к обычной

В докладе Управления энергетической информации Соединенных Штатов (EnergyInformationAdministration, U.S.) подчеркивается, что на всей территории России расположено около 75 миллиардов баррелей технически извлекаемой сланцевой нефти, что превосходит по запасам каждой отдельно взятой страны (см. рис. 3).

Позиция	Страна	Объем сланцевой нефти (млрд т)	Позиция	Страна	Объем сланцевого газа (фут³)
1	Россия	75	1	Китай	1,115
2	США	58	2	Аргентина	802
3	Китай	32	3	Алжир	707
4	Аргентина	27	4	США	665
5	Ливия	26	5	Канада	573

*по данным ЕІА (Управление энергетической информации США)

а

б

Рисунок 3 — Топ пяти стран с технически извлекаемыми ресурсами сланцевой нефти (а) и сланцевого газа (б)

Несмотря на столь впечатляющие данные американских специалистов, российская нефтегазовая промышленность не спешит переходить с традиционного способа добычи на альтернативный. На то есть ряд экономических, политических и экологических причин: во-первых, Россия — лидер по экспорту, во-вторых, заключены взаимо-

выгодные договоры со странами-друзьями и, в-третьих, добыча керо-
геновой нефти несет в себе риски еще большей опасности для окру-
жающей среды, чем обычная нефть. Опустим финансовые аспекты и
рассмотрим эти недостатки.

Как правило, разработка месторождений на территории России
ведется в трудных климатических и геологических условиях. Чтобы
пробурить скважину в болоте, сначала вырубается лес, затем осуша-
ются близлежащие болота, отсыпывается песчаная площадка, так на-
зываемая «куст», и только после этих обязательных этапов начинает-
ся непосредственное бурение под углом. Очевидны негативные эко-
логические последствия для данной местности.

Гринпис («GreenPeace» — глобальная независимая обществен-
ная некоммерческая организация, нацеленная на сохранение природы
и мира на Земле) протестует против дальнейшего развития сланцедо-
бывающей промышленности, требующая территориально масштаб-
ного применения опасной и недостаточно изученной технологии гид-
равлического разрыва пласта — фрекинга (от англ. fracking). Вред
экологии такого гидроразрыва пласта столь серьезен, что логичным
становится вопрос о необходимости использования этого метода. Да-
лее приведены фактические последствия:

1. Загрязнение грунтовых вод, источников питьевой воды ток-
сичными химикатами с хронической и острой водной токсичностью.

2. Использование метана в процессе фрекинга становится при-
чиной взрывоопасности воды в близлежащих домах.

3. При добыче газа в почву закачивается не один миллион тонн
спецраствора, разрушающий пласты горючего сланца, высвобождая
метан. Смесь флюида и химикатов, которая остается невыкаченной,
начинает подниматься на поверхность, загрязняя плодородные почвы,
а также воздух. Загрязнение атмосферы столь серьезно, что местным
жителям необходимо надевать респираторы для избежания потери
сознания.

4. Гидроразрывные растворы содержат около 700 опасных для
природы и здоровья людей наименований, включающих в себя лету-
чие органические соединения, канцерогены, мутагены, вещества, раз-
рушающие эндокринную систему, стойкие и биологически накапли-
вающиеся загрязнители, радиоактивные вещества.

5. При фрекинге используется значительный объем воды.

6. Добыча сланцевой нефти подразумевает бурение большого
количества скважин из-за сравнительно малого объема газожидкост-

ной смеси на единицу внутриконтурной зоны. На месторождении может быть установлено несколько тысяч скважин, и в каждой из них может проводиться до 12 гидроразрывов, а это значит, что необходима неоднократная закачка гидроразрывной жидкости под высоким давлением до 70 МПа.

7. Не исключен риск утечек токсичных жидкостей из отстойников и аварий в виде неконтролируемых фонтанных выбросов.

8. Неизбежно разрушение рельефа местности, приводящее к потерям сельскохозяйственных угодий.

9. Средняя общая площадь месторождения составляет около 500 км², когда буровые площадки занимают лишь до 5% общей площади. На данном участке будет пробурено около 3500 скважин.

10. Фрекинг является источником акустического загрязнения.

11. Технические воды утилизируют путем закачки в опустошенные пласты. Имеются фактические данные, подтверждающие повышение вероятности землетрясений (штаты Арканзас, Оклахома и Огайо, Соединенные Штаты). Следовательно, землетрясения повышают риск утечки газа в атмосферу.

12. Утечка парниковых газов при разработке и эксплуатации керогеновой нефти и газа значительно больше, чем при извлечении «традиционных» нефти и газа. Согласно исследованиям вред керогенового сырья равносителен с ущербом от угольного сырья. Утечка метана при сланцевой добыче газа минимум на 30% больше, чем при добыче природного газа.

13. Бесспорно, на разработку сланцевого месторождения выделяются огромные средства. Справедливо предположить, какие бы результаты принесло вложение тех же денег на развитие альтернативных, энергосберегающих и возобновляемых источников энергии и технологий.

14. Возвращаясь к недостаткам фрекинга, важно отметить неполноту данных влияния на здоровье людей и природу, а также недоступность полного состава используемых химических веществ.

Итак, мы проанализировали данные о сланцевой нефти и газе с основных сторон, в частности, о влиянии данного вида нефти на окружающую среду и здоровье человека.

Заключение

В заключение отметим, что, с одной стороны, запасы сланцевой нефти и газа значительно выше, в сравнении с «классической» нефтью и природным газом, но, с другой стороны, очевидны катастрофи-

чески негативное влияние на окружающую среду, сложность разработки и обслуживания оборудования и высокая себестоимость полученного сырья.

Список литературы

1. Орехин П. Большая игра в сланцы. – Москва: ООО «Издательство «Вокруг света», 2015. – (2893). – 95 с.
2. Green Peace Organization. «Position statement on shale gas, shale oil, coal bed methane and «fracking»» from April 24, 2012. <http://www.greenpeace.org/eu-unit/Global/eu-unit/reports-briefings/2012%20pubs/Pubs%202%20Apr-Jun/Joint%20statement%20on%20fracking.pdf>
3. U.S. Energy Information Administration, EIA. «Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources» from June 10, 2013 <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
4. <http://oil-rus.ru/>
5. <http://investcafe.ru/blogs/grbirg>

АНАЛИЗ И СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОПРЕДЕЛЕНИИ СВОЙСТВ БЕТОНА, ИСПОЛЬЗУЕМОГО В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

***Е. Ю. Подребинников, М. А. Ризванов,
К. Ф. Габдрахманова (доцент)***

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В данной статье мы рассмотрим анализ и статистическую обработку результатов исследований свойств бетона, используемого в нефтегазовом деле. Рассматриваются статистические методы обработки результатов исследования с использованием математических формул, которые дают возможность проводить количественные расчеты. Рассматриваются математические методы исследования свойств бетона с помощью методов математической статистики.

Ключевые слова: статистика, обработка результатов, бетон, математические методы, глинистый раствор, тампонажный раствор, растекаемость.

ANALYSIS AND STATISTICAL PROCESSING OF RESEARCH RESULTS IN DETERMINING THE PROPERTIES OF CONCRETE, USED IN OIL AND GAS BUSINESS

*E. Y. Potrebenikov, M. A. Rizvanov,
K. F. Gabdrakhmanova (associate professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract: In this article we will discuss the analysis and statistical processing of the results of the study properties of concrete used in the oil and gas business. The statistical methods for processing the results of studies using mathematical formulas that make it possible to carry out quantitative calculations. We consider several mathematical methods for studying the properties of concrete using the methods of mathematical statistics.

Keywords: statistics, results, concrete, mathematical methods, mud, cement slurries, spreadability.

Для цементирования скважины требуется облегченный тампонажный раствор с плотностью $\rho = 1,6 \text{ г/см}^3$, состоящий из портландцемента (вяжущего вещества), глины (облегчающей добавки) и воды. Возможны 3 способа приготовления раствора:

- в сухом виде цемент и глинопорошок смешивают и разводят в воде;
- делают глинистый раствор и в нем размешивают портландцемент;
- делают цементный раствор и в нем размешивают глинистый раствор.

В данной работе нужно выбрать один из первых двух способов. Выпишем исходные данные.

Таблица 1

Вещество	Плотность, г/см^3
Портландцемент	$\rho_{\text{ц}}=3,15$
Глинопорошок	$\rho_{\text{г}}=2,14$
Глинистый раствор	$\rho_{\text{гр}}=1,28$
Вода	$\rho_{\text{в}}=1,0$
Тампонажный раствор	$\rho = 1,6$

Чтобы приготовить раствор, нужно задать содержание цемента, глины и воды в физическом объеме раствора (в 1 см^3). Обозначим:

$m_{\text{ц}}$ — масса цемента в 1 г/см^3 ,

$m_{\text{г}}$ — масса глины в 1 г/см^3 ,

$m_{\text{в}}$ — масса воды в 1 г/см^3 .

Тогда $m_{\text{ц}} + m_{\text{г}} + m_{\text{в}} = \rho$ — плотность приготавливаемого раствора.

Также введем исследующие обозначения:

$m_{\text{с}} = m_{\text{ц}} + m_{\text{г}}$ — масса сухой смеси в 1 г/см^3 (поэтому $m_{\text{с}} + m_{\text{в}} = \rho$),

$a_{\text{ц}} = \frac{m_{\text{ц}}}{m_{\text{с}}}$ — доля цемента в сухой смеси,

$a_{\text{г}} = \frac{m_{\text{г}}}{m_{\text{с}}}$ — доля глинопорошка в сухой смеси (поэтому $a_{\text{ц}} + a_{\text{г}} = 1$),

$M = \frac{m_{\text{в}}}{m_{\text{с}}}$ — относительное содержание воды.

Зная, M и $a_{\text{ц}}$ (или $a_{\text{г}}$), можно найти $m_{\text{ц}}$, $m_{\text{г}}$, $m_{\text{в}}$. В самом деле име-

ем: $\rho = m_{\text{с}} + m_{\text{в}} = m_{\text{с}}(1 + \frac{m_{\text{в}}}{m_{\text{с}}}) = m_{\text{с}}(1 + M)$, поэтому

$$m_{\text{с}} = \frac{\rho}{1 + M}, \quad (1)$$

где ρ — плотность раствора $\rho = 1,6 \text{ г/см}^3$ как заранее известна.

Так как $m_{\text{ц}} = a_{\text{ц}} * m_{\text{с}}$, то

$$m_{\text{ц}} = \frac{\rho * a_{\text{ц}}}{1 + M}. \quad (2)$$

Так как $m_{\text{г}} = a_{\text{г}} * m_{\text{с}}$ (где $a_{\text{г}} = 1 - a_{\text{ц}}$), то

$$m_{\text{г}} = \frac{\rho * a_{\text{г}}}{1 + M}. \quad (3)$$

Наконец, масса воды $m_{\text{в}} = \rho - m_{\text{с}} = \rho - \frac{\rho}{1 + M}$, или

$$m_{\text{в}} = \frac{\rho * M}{1 + M}. \quad (4)$$

Определим необходимое количество глинистого раствора в 1 см^3 тампонажного раствора. Обозначим $m_{\text{гр}}$ — масса глинистого раствора в 1 см^3 тампонажного раствора, γ — доля глины в глинистом растворе.

Тогда $\gamma =$. (5)

Обозначим $q_{\text{в}}$, $q_{\text{г}}$ — массы воды и глины, содержащиеся в массе $\rho_{\text{гр}}$ глинистого раствора.

Тогда $\gamma =$ (6)

Кроме того, $q_{\text{в}} + q_{\text{г}} = q_{\text{гр}}$.

Пусть $V_{\text{в}}$, $V_{\text{г}}$ — объем воды и глины, содержащиеся в массе $\rho_{\text{гр}}$.

Так как масса $\rho_{\text{гр}}$ занимает объем 1 см^3 , то $V_{\text{в}} + V_{\text{г}} = 1$, поэтому

$$V_B = 1 - V_G.$$

Далее $q_G = \rho_G * V_G$, $q_B = \rho_B * V_B = \rho_B * V_B = \rho_B (1 - V_G)$, поэтому $\rho_G * V_G + \rho_B (1 - V_G) = \rho_{гр}$.

Решая это уравнение относительно V_G , получим:

$$V_G = \frac{\rho_{гр} - \rho_B}{\rho_G - \rho_B},$$

Отсюда $q_G = \rho_G * V_G = \rho_G * \frac{\rho_{гр} - \rho_B}{\rho_G - \rho_B}$.

По формуле (6) находим $\gamma = \frac{\rho_G}{\rho_{гр}} * \frac{\rho_{гр} - \rho_B}{\rho_G - \rho_B}$.

Подставим это значение в (5). Будем иметь:

$$m_{гр} = \frac{m_G}{\gamma} = m_G * \frac{\rho_{гр}}{\rho_G} * \frac{\rho_G - \rho_B}{\rho_{гр} - \rho_B}. \quad (7)$$

Если из этой массы вычесть массу сухой глины m_G , получим массу воды в глинистом растворе:

$$m_{в гр} = m_{гр} - m_G \quad (8)$$

А величина

$$\Delta m_B = m_B - m_{в гр} \quad (9)$$

даст массу воды, добавленную к глинистому раствору, чтобы приготовить тампонажный раствор по 2-му способу.

Данные, которые задаются и вычисляются, приведены в таб. 2.

Таблица 2

Составы растворов	Номера растворов			
	1	2	3	4
a_G	0,1	0,2	0,3	0,4
$a_{ц}$	0,9	0,8	0,7	0,6
M	0,794	0,767	0,741	0,714
m_c	0,892	0,905	0,919	0,933
$m_{ц}$	0,803	0,724	0,643	0,560
m_G	0,089	0,181	0,276	0,373
m_B	0,708	0,695	0,681	0,667
$m_{гр}$	0,217	0,441	0,672	0,908
$m_{в гр}$	0,128	0,260	0,396	0,535
Δm_B	0,580	0,435	0,285	0,132

По этим данным можно быстро рассчитывать потребность в материалах, умножить их на требуемый объем тампонажного раствора.

Качество тампонажного раствора определяем по значениям растекаемости R , седиментационного водоотделения K , времени начала схватывания t_k и прочности цементного камня на изгиб σ . Результаты

экспериментов по определению показателей качества приведены в таб. 3.

Таблица 3

Способ приготовления	№ раствора	Показатели качества				
		R, см	K, %	t _н , ч-мин	t _к , ч-мин	σ, МПа
1	1	25	5	—	—	—
	2	25	1,6	15-30	23-30	0,6
	3	21	0	12-40	19-08	0,6
	4	14	0	12-13	18-58	0,49
2	1	25	4,8	—	—	—
	2	25	1,6	15-00	21-00	0,61
	3	17	0	15-15	22-20	0,58
	4	10,5	—	—	—	—

В следующей таблице даны показатели качества тампонажных растворов,готавливаемых по имеющимся в наличии материалам.

Таблица 4

Показатели по экспертным оценкам					Желательности d
R, см	k, %	t _н , ч-мин	t _к , ч-мин	σ, МПа	
—	3,0	—	20	0,5	0,37
—	2,0	—	16	0,7	0,63
19	1,0	8	12	1,0	0,80

В последнем столбце даны стандартные значения желательности (предпочтительности), которые присвоены материалам с указанными в строках свойствами. Значению 0,80 соответствует понятие «очень хорошо», значению 0,63 — «хорошо», значению 0,37 — «удовлетворительно».

Величины R (растекаемость) и t_н (время начала схватывания) должны иметь двухсторонние ограничения, т. к. они не должны быть слишком большими и слишком маленькими.

Потребуем, чтобы было:

$$14 \text{ см} \leq R \leq 25 \text{ см}, 2 \text{ ч} \leq t_n \leq 16 \text{ ч}.$$

При двустороннем ограничении переход к кодированному R* значению параметра R осуществляется по формуле:

$$R^* =$$

Ввиду того, что по экспертным оценкам R = 19, то

$$R_{19}^* =$$

Желательность d_R связана с R* формулой:

$$d_R = e e^{-|R^*|^n}, \text{ отсюда } n = \frac{\ln(-\ln d_R)}{\ln|R^*|}$$

Так как значению $R = 19$ соответствует $d_R = 0,8$, то

$$n = \frac{\ln(-\ln 0,8)}{\ln|-0,09|} = 0,623$$

Это значение $n = 0,623$ используется при подсчете частных желательностей, соответствующих значениям R из табл. 3. Принимаем во внимание строки с полными данными.

При $R = 25$ см имеем:

$$R_{25}^* = \frac{2 * 25 - (25 + 14)}{25 - 14} = 1, d_{25} = e^{-1} = 0,37$$

При $R = 21$ получим:

$$R_{21}^* = \frac{2 * 21 - (25 + 14)}{25 - 14} = 0,273, d_{21} = e^{[-(0,273)^{0,623}]} = 0,641$$

Если $R = 14$, то $R_{14}^* = -1, d_{14} = 0,37$

Если $R = 17$, то $R_{17}^* = 0,455, d_{17} = 0,542$

Аналогично поступаем с параметром t_μ . Экспертная оценка дала $t_\mu = 8$, поэтому $t_\mu^* =$

Так как $d_{t_\mu} = 0,80$, то

$$n = \frac{\ln(-\ln[d_{t_\mu}])}{\ln|t_\mu^*|} = \frac{\ln(-\ln[0,80])}{\ln|-0,143|} = 0,771$$

Берем данные из табл. 3. При $t_\mu = 15 \text{ ч } 30 \text{ мин} = 15,5 \text{ ч}$ имеем $t_{15,5}^* =$

При $t_\mu = 12 \text{ ч } 40 \text{ мин} = 12,667$ имеем $t_{12,667}^* = 0,524, d_{12,667} = 0,545 \sim 0,54$

При $t_\mu = 15 \text{ ч}$ $t_{15}^* = 0,857, d_{15} = 0,412$

При $t_\mu = 15 \text{ ч } 15 \text{ мин} = 15,25 \text{ ч}$, $t_{15,25}^* = 0,893, d_{15,25} = 0,40$

У остальных параметров желательность возрастает при увеличении этих параметров. Начнем с параметра σ . Его кодированное значение σ^* связано с желательностью d по формуле

$$d_\sigma = e^{-(\sigma^*)^{-\sigma^*}}, \quad (10)$$

Из которой находим:

$$\sigma^* = -\ln(-\ln d_\sigma)$$

При $d_\sigma = 0,37$ будем иметь $\sigma_{0,37}^* = -\ln(-\ln 0,37) = 0,06$

При $d_\sigma = 0,63$ будет $\sigma_{0,63}^* = 0,772$. при $d_\sigma = 0,80$ будет $\sigma_{0,8}^* = 1,5$

Найденные значения σ^* позволяет определить связь между кодированными и натуральными значениями параметра σ , задаваемую уравнением

$$a_0 + a_1\sigma + a_2\sigma^2 + a_3\sigma^3 = \sigma^* \quad (11)$$

Подставим данные из таблицы 4:

$$a_0 + a_1 \cdot 0,5 + a_2 0,5^2 = \sigma_{0,37}^* = 0,06$$

$$a_0 + a_1 \cdot 0,7 + a_2 0,7^2 = 0,772$$

$$a_0 + a_1 \cdot 1 + a_2 1^2 = 1,5$$

Решение этой системы уравнений дает $a_0 = -2,891$, $a_1 = 7,198$, $a_2 = -2,807$.

Равенство (11) принимает вид:

$$\sigma^*(\sigma) = -2,891 + 7,198\sigma - 2,807\sigma^2$$

Подставим значения σ из таблицы 3:

$$\sigma^*(0,6) = -2,891 + 7,198 \cdot 0,6 - 2,807 \cdot 0,6^2 = 0,417,$$

$$\sigma^*(0,49) = -0,038, \quad \sigma^*(0,61) = 0,456, \quad \sigma^*(0,58) = 0,34.$$

Отсюда по формуле (10) находим:

$$d_{0,6} = e^{-e^{-0,417}} = 0,517, \quad d_{0,49} = 0,354, \quad d_{0,61} = 0,531, \quad d_{0,58} = 0,491$$

Займемся параметром t_k . Для него

$$d_{t_k} = e^{1-(e)^{-t_k^*}} \quad \text{или} \quad t_k^* = -\ln(-\ln[d_{t_k}])$$

С помощью данных t_k из таблицы 4 получим систему уравнений:

$$a_0 + a_1 \cdot 20 + a_2 20^2 = t_{0,37}^* = 0,06$$

$$a_0 + a_1 \cdot 16 + a_2 16^2 = 0,772$$

$$a_0 + a_1 \cdot 12 + a_2 12^2 = 1,5,$$

из которой находим $a_0 = 3,456$, $a_1 = -0,149$, $a_2 = -0,001$.

Следовательно, $t_k^*(t_k) = 3,456 - 0,149t_k - 0,001t_k^2$.

По этой формуле получаем, подставив значения t_k из таблицы 3:

$$t_k^*(23,5) = -0,598, \quad d_{23,5} = e^{-e^{-0,598}} = 0,162,$$

$$t_k^*(19,133) = 0,239, \quad d_{19,133} = 0,455,$$

$$t_k^*(18,967) = 0,270, \quad d_{18,967} = 0,466,$$

$$t_k^*(21) = -0,114, \quad d_{21} = 0,326.$$

$$t_k^*(22,333) = -0,370, \quad d_{22,333} = 0,235.$$

Теперь возьмем параметр K . Составим систему уравнений:

$$a_0 + a_1 \cdot 3 + a_2 \cdot 3^2 = 0,006$$

$$a_0 + a_1 \cdot 2 + a_2 \cdot 2^2 = 0,772$$

$$a_0 + a_1 \cdot 1 + a_2 \cdot 1^2 = 1,5$$

Из нее получим: $a_0 = 2,19, a_1 = -0,671, a_2 = -0,019$.

Поэтому $k^*(k) = 2,19 - 0,671k - 0,019k^2$.

Подставим значение К из таблицы 3:

$$k^*(1,6) = 1,068, d_{1,6} = e^{-e^{1,068}} = 0,709$$

$$k^*(0) = 2,19, d_0 = 0,894$$

Результаты расчета желательностей d, округленные до двух знаков после запятой, запишем в таблицу 5.

Таблица 5

Способ приготовления	Состав	Частные желательности показателей					D
		d_R	d_K	$d_{t\mu}$	d_{tk}	d_σ	
1	2	0,37	0,71	0,31	0,16	0,52	0,37
	3	0,64	0,89	0,54	0,45	0,52	0,59
	4	0,37	0,89	0,58	0,47	0,35	0,50
2	2	0,37	0,71	0,41	0,33	0,53	0,45
	3	0,54	0,89	0,40	0,23	0,49	0,46

В последнем столбце даны обобщенные желательности, вычисленные по формуле:

$$D = \sqrt[5]{d_R \cdot d_K \cdot d_{t\mu} \cdot d_{tk} \cdot d_\sigma}$$

Наибольшая обобщенная желательность $D = 0,59$ говорит о том, что предпочтительно применить первый способ приготовления тампонажного раствора номер 3.

Заключение. С помощью физических формул и математических действий мы смогли получить более точные результаты для изготовления тампонажного раствора.

Список литературы

1. Красовский П.С. Исследование и оптимизация свойств строительных материалов с применением элементов математической статистики. – Хабаровск: Издательство ДВГУПС, 2004. – С. 127–130.
2. Гуторов Ю.А. Теория вероятностей и математическая статистика в примерах и задачах по разработке нефтяных месторождений: учебное пособие / Ю.А. Гуторов, К.Ф. Габдрахманова, П.А. Ларин. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2013 – С. 16–20.

УДК- 378.1.147

**НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
МУЛЬТИМЕДИЙНОГО КУРСА
«ДИФФЕРЕНЦИАЛЫ В ВЫСШЕЙ МАТЕМАТИКЕ»**

*Л. С. Герасимов (БГР-14-12), Т. Ф. Шайхутдинов (БГР-14-12),
Р. Р. Самигуллин (БГР-14-12), К. Ф. Габрахманова (к. п. н., доцент)
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В данной работе рассматриваются дифференциальное исчисление и дифференциалы, которые являются базовыми понятиями дисциплины «Высшая математика». Уточнение этих понятий, формирование математического языка и соответствующего математического аппарата является целью всего курса. Теоретический материал сопровождается интерактивными чертежами, разбором примеров. Весь курс сопровождается графическими изображениями, анимацией и аудиозаписью.

Электронный курс адресован студентам технических вузов, может быть использован для дистанционного обучения. Может быть полезен студентам с ограниченными возможностями.

Ключевые слова: дифференциалы, функция, приращение функции, геометрический смысл, касательная, приращение переменного, пределы.

UDC- 378.1.147

**SOME ASPECTS OF THE USE OF
MULTIMEDIA COURSE
«DIFFERENTIALS IN CALCULUS»**

*L. S. Gerasimov (BGR-14-12),
T. F. Shaikhutdinov (BGR-14-12),
R. R. Samigullin (BGR-14-12),
Gabrakhmanov K. F. (c. p. s., associate professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. This article examines differential calculus and differentials, which are considered to be the basic concepts of advanced mathemat-

ics. The main goal of the course is specification of the basic concepts, formation of mathematical language and apparatus. The theoretical part of the paper is accompanied by interactive drawings and analysis of examples as well as the entire course is accompanied by graphics, animation and audio. The electronic course is for students of technical universities moreover it can be used for online learning what makes this course good for disabled students.

Keywords: differentials, the function, the increment function, geometric meaning, tangent, the increment variable, limits.

Современные информационные технологии позволяют организовывать дистанционное обучение на основе использования в учебном процессе электронных учебных курсов. Причем, этот учебный курс является информационно-обучающей системой, обеспечивающей методическую и учебную поддержку процесса обучения, проводимого на базе информационных технологий.

Нашей командой, состоящей из студентов 1-го курса, в рамках научно-практической работы был разработан информационно-обучающий мультимедийный курс по дисциплине «Математика» для студентов технического вуза. Следует сразу отметить, что учебно-методический контент был представлен преподавателем кафедры, а программная реализация проводилась нашей командой.

При разработке информационно-обучающего мультимедийного курса использовались Web-технологии, такие программы, как: Microsoft Office Word, Microsoft Power Point, Adobe Audition, Pinnacle Studio HD 15, Adobe After Effect V6.

Мультимедийный курс предоставляет полнофункциональные возможности как для студентов очной формы обучения, так и для студентов с ограниченными физическими возможностями.

Представление учебного материала осуществляется при помощи анимационных чертежей (рис.1), аудиозаписью, где идет четкое пояснение каждого шага действия.

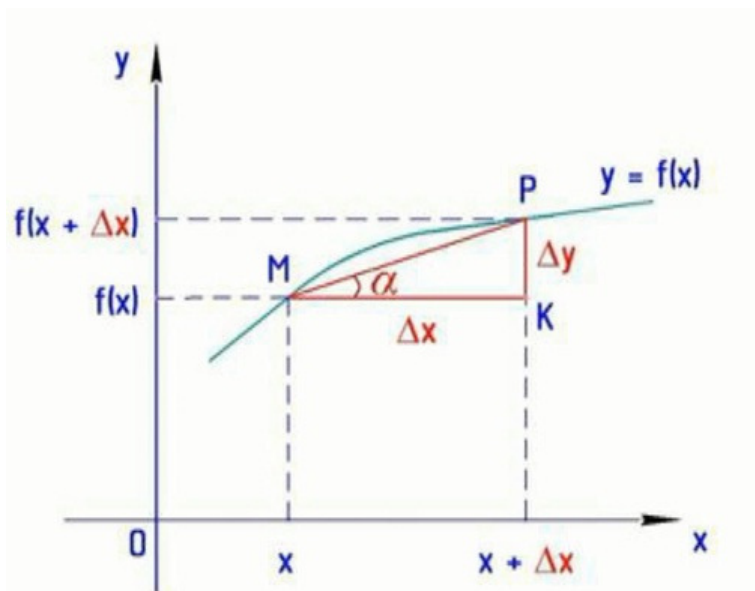


Рисунок 1 — Вывод понятия дифференциала

Причем учебный материал разбит на лекционные темы, что позволяет студентам очень быстро ориентироваться и находить необходимую информацию (рис. 2, 3).

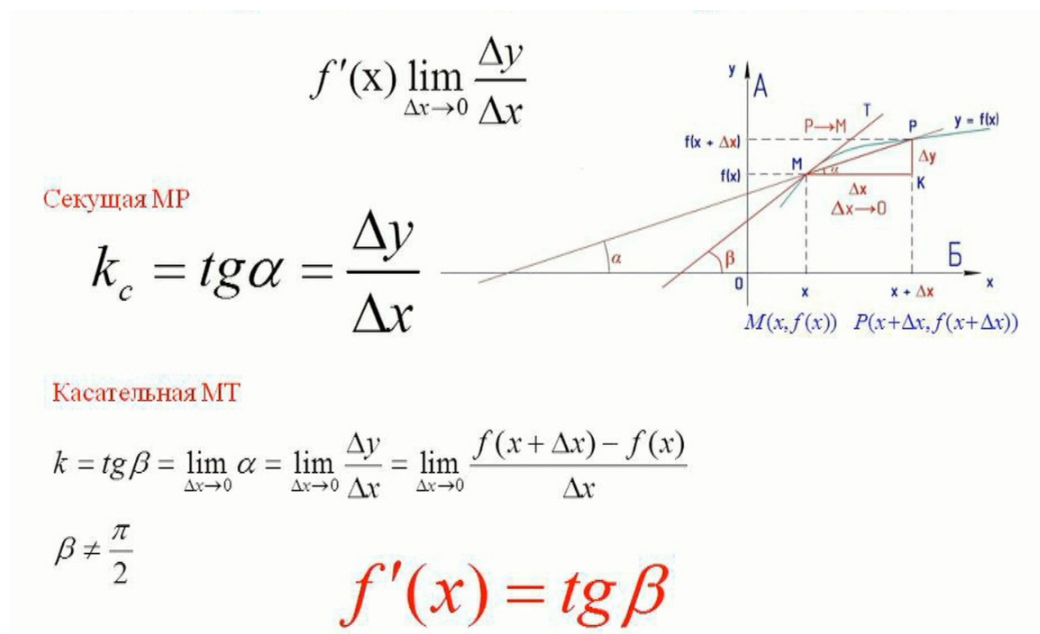


Рисунок 2 — Геометрический смысл производной

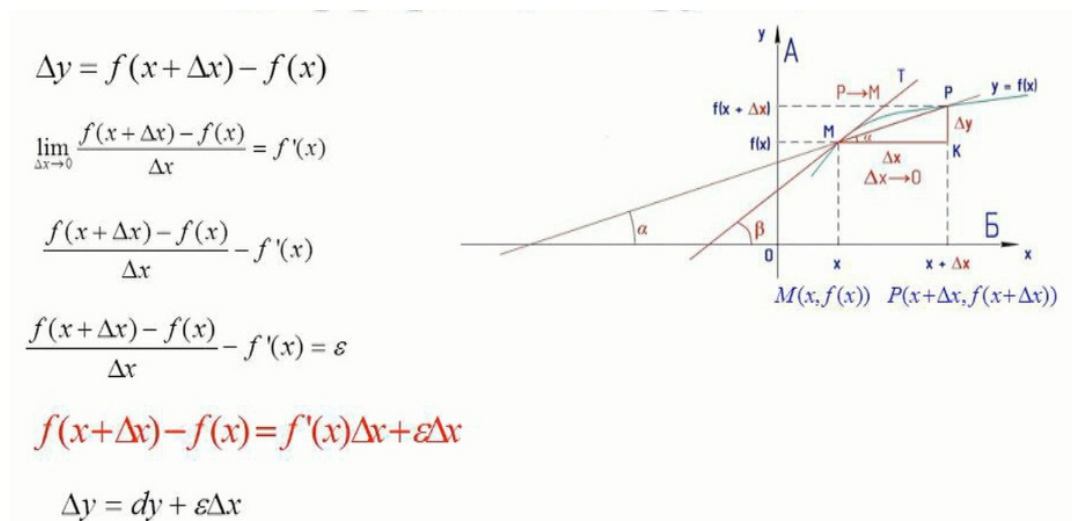


Рисунок 3 — Приращение функции и дифференциал функции

Проверка корректного отображения информационно-обучающей системы выполнялась в различных браузерах, таких как Internet Explorer (рис. 4) и Opera (рис. 5).

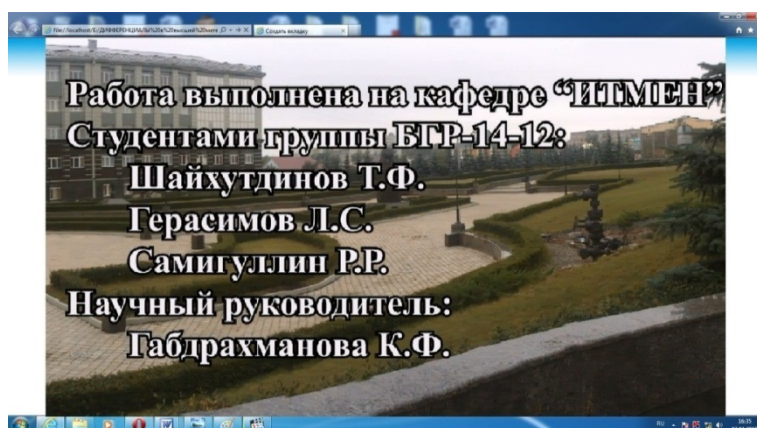


Рисунок 4 — Internet Explorer

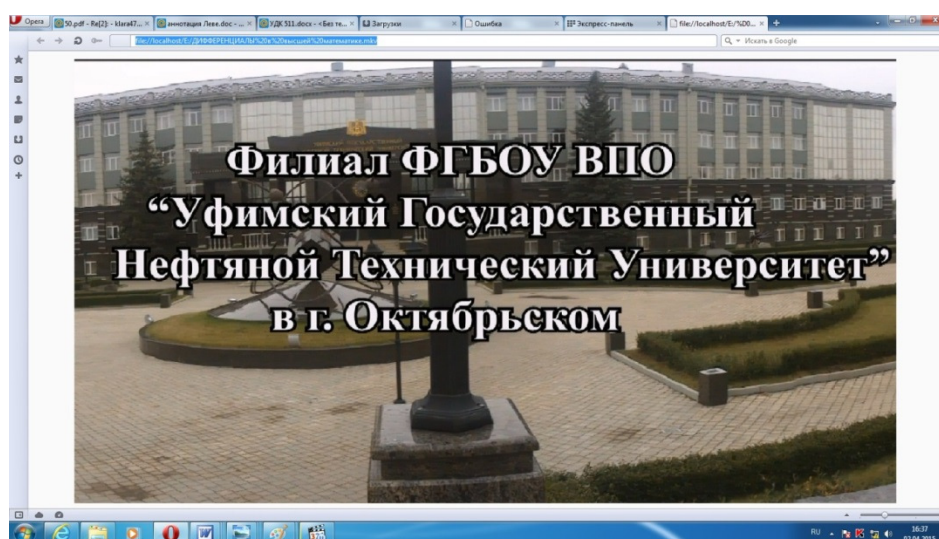


Рисунок 5 — Opera

В ходе данной проверки было выявлено несколько случаев искажения визуализации системы в браузере Internet Explorer, но оптимизация каскадных таблиц стилей под общепринятые Web-стандарты позволила устранить эти неточности.

Использование разработанного информационно-обучающего мультимедийного курса по дисциплине «Математика» позволит повысить объем усвоенных знаний студентами, повысить наглядность в предъявлении материала, сократить время на изучение дисциплины.

Список литературы

1. Антонова А.В. Информационные технологии как базовый компонент инноваций в образовании / А.В. Антонова, Н.М. Виштак // Преподаватель XXI век. – 2010. – Т. 1, № 3. – С. 22–25.
2. Габдрахманова К.Ф. Дифференциальные уравнения с приложениями к задачам нефтедобычи: учебное пособие / К. Ф. Габдрахманова, Ф. К. Усманова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 180 с.
3. Мирзабекова О.В. Программные средства дистанционного обучения теоретической механике: требования и возможные пути реализации / О.В.Мирзабекова, А.В. Хохлов // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. – 2013. – № 1. – С. 202–207.

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ УРАВНЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

***А. Р. Алтынбаев (БГР-14-12), А. Ф. Идиятуллин (БГР-14-12),
К. Ф. Габдрахманова (к. п. н., доцент)***

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В данной статье мы рассмотрим некоторые дифференциальные уравнения математической физики, а также обозначим их роль в нефтегазовом деле.

Большинство физических процессов, изучаемых в теории упругости, гидродинамике, электродинамике, теории надежности применяемых инструментов и т. д., образуют круг вопросов математической физики. Задачи математической физики приводят к дифференциальным уравнениям в частных производных. Дифференциальное урав-

нение в частных производных — это уравнение, в котором искомая функция от многих переменных находится под знаком производной.

Порядок старшей производной искомой функции, входящей в дифференциальное уравнение, определяет порядок заданного уравнения. Решение дифференциальных уравнений в частных производных представляет определенные трудности, в общем виде разрешима малая часть таких уравнений.

Ключевые слова: уравнение, дифференциальные уравнения, решение дифференциальных уравнений, колебания, уравнения колебания струны, уравнение колебания мембраны, уравнение теплопроводности.

DIFFERENTIAL EQUATIONS IN OIL AND GAS BUSINESS

R. A. Altynbaev (BGR-14-12), A. F. Idiyatullin (BGR-14-12),

K. F. Gabdrakhmanova (с. p. s., associate professor)

(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State

Petroleum Technological University)

Abstract. In this article we look at some of the differential equations of mathematical physics, and denote their role in the oil and gas business.

Most of the physical processes studied in the theory of elasticity, hydrodynamics, electrodynamics, reliability theory applied tools and etc, form a circle of questions of mathematical physics. Problems of mathematical physics lead to differential equations in partial derivatives.

Partial differential equation - this is an equation in which the unknown function of several variables is under the sign of the derivative.

The order of the highest derivative of the unknown function that is included in the differential equation that determines the order of the given equation.

Solution of differential equations presents certain difficulties, generally solvable small part of such equations.

Keywords: equation, differential equations, solution of differential equations, vibrations, the vibrating string equation, the equation of oscillations of the membrane, the heat equation.

Уравнение колебания струны. Ранее было отмечено, что дифференциальное уравнение в частных производных гиперболического

типа $\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} - \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} = \varphi(u; x; y)$ называется волновым уравнением. Это уравнение описывает процесс распространения возмущений в некоторой среде, в частности, малые поперечные колебания тонкой струны, колебательные процессы в сплошных средах и в электродинамике. Для описания среды ее физические характеристики определяют заданием некоторой величины (или величин). Изменение этих величин с течением времени называют движением.

Под струной понимают тонкую нить, которая работает на растяжение, но не на изгиб. При растяжении ненапрянутой струны в ней возникает напряжение.

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = a^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{1}{c} g(x, t) \quad (1)$$

Уравнение (1) называется *уравнением колебаний струны* или *одномерным волновым уравнением*. Это одно из простейших и в то же время важнейших дифференциальных уравнений математической физики. Как мы позже увидим, к нему сводится не только рассматриваемая задача, но и многие другие.

Если $g(x, t) \equiv 0$, то уравнение (1) называется *однородным*; оно описывает свободные колебания струны без воздействия внешних усилий. Если $g(x, t)$ не равно нулю, то уравнение называется *неоднородным*, в этом случае рассматриваются вынужденные колебания струны. Когда на струну действуют только силы тяжести, а натяжение струны T_0 велико, мы вправе пренебречь вторым слагаемым в правой части уравнения струны по сравнению с первым и рассматривать, таким образом, колебания струны как свободные.

Вывод уравнения колебаний струны [1] сопровождался целым рядом допущений как механического, так и геометрического порядков. Такое же положение, разумеется, имеет место и при выводе дифференциальных уравнений (как в частных производных, так и обыкновенных) других задач математической физики. Вопрос о том, насколько точно уравнение описывает физический процесс, может быть решен только сравнением результатов, полученных при решении уравнения экспериментальным путем.

Уравнение теплопроводности — важное уравнение в частных производных, которое описывает распространение тепла в заданной области пространства во времени. Для функции $u(x, y, z, t)$ трех пространственных переменных (x, y, z) и времени t , **уравнение теплопроводности** имеет вид:

$$\frac{\partial u}{\partial t} - \alpha \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} \right) = f(x, y, z, t),$$

где $f(x, y, z)$ — функция тепловых источников.

Уравнение колебания мембраны. Мембраной или перепонкой называется пленка, натянутая на плоский контур, которая, подобно струне, не сопротивляется струне и сдвигу. Если ввести в плоскости этого контура оси Ox и Oy декартовой системы координат, то при малых поперечных колебаниях точка мембраны, имевшая в положении равновесия координаты $(x, y, 0)$, будет иметь координаты (x, y, u) , причем u можно считать одно-значной функцией x, y и времени t . Эта функция удовлетворяет уравнению колебаний мембраны:

$$\rho \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = T \Delta u, \quad (x, y) \in \Omega, t > 0 \quad (2)$$

где ρ — плотность,

T — натяжение мембраны.

Уравнение (2) отличается от уравнения колебаний струны только тем, что вторая производная по X , заменена здесь лапласианом.

Хорошо известна роль моделей при изучении различных вопросов техники. Например, гидротехники при проектировании плотины часто строят в значительно уменьшенном размере ее модель, чтобы, производя опыты над ней в лабораторных условиях, сделать некоторые заключения о характере усилий, действующих на реальную плотину. Такую же роль играют модели проектируемых мостов, крыльев и фюзеляжа самолетов и др. Разумеется, данные, полученные при исследовании моделей, нельзя просто переносить на реальные объекты. Ведь в лаборатории нельзя создать все условия, которые могут встретиться в действительности, да и, кроме того, явления, происходящие при исследовании модели, далеко не всегда в точности копируют соответствующие явления в природе. Однако наиболее существенные черты процесса все-таки часто удается уловить, и дальнейшая задача проектировщика в том и состоит, чтобы увязать наблюдаемые на модели факты с теми, которые встретятся в натуре.

Подобную же роль в физике играет и изучение дифференциальных уравнений математической физики. Учитывая основные закономерности физического процесса, мы создаем его математическую модель. Изучение этой модели и позволяет делать определенные суждения о характере процесса.

Заключение. Дифференциальные уравнения математической физики широко используются в нефтегазовом деле. Например, при описании рефлекторных возмущений пласта при механических действиях на него (например, буром) используется уравнение колебания мембраны. Под мембраной здесь подразумевается пласт; а при описании движения колонны насосных штанг или бурильной колонны используется уравнение колебания струны.

Точное решение задач динамики спуска и подъема бурильной колонны сводится к вычислению громоздких рядов, что усложняет их применение в инженерных расчетах. В научных исследованиях по данному вопросу эти задачи приводятся к изучению движения приведенных масс, связанных между собой упругими элементами.

Для составления дифференциального уравнения движения элементов системы спуска, опуская ряд менее существенных, второстепенных факторов, выделяют наиболее существенные, составляя упрощенную схему подъемной установки.

Список литературы

1. Гуторов Ю.А. Теория вероятностей и математическая статистика в примерах и задачах по разработке нефтяных месторождений / Ю.А. Гуторов, К.Ф. Габдрахманова, П. А. Ларин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 120 с.

2. Габдрахманова К.Ф. Прикладные методы решения задач в нефтегазовом деле. Часть I. / К.Ф. Габдрахманова, Ф. К. Усманова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 197 с.

УДК 519.2:622.27

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ КУРСА ДОЛЛАРА ОТ ЦЕН НА АИ-92 И НЕФТЬ

Л. Д. Хузиахметова (БМП-14-11),

Г. Р. Игтисамова (профессор)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В статье рассматриваются исследование и прогнозирование экономических явлений (в частности, исследование цен на бензин и нефть), методика статистического оценивания, проверка ги-

потез, регрессионный анализ, трендовые и сглаживающие экономические модели и другие методы, опирающиеся на теорию вероятности.

Ключевые слова: корреляционно-регрессионный анализ, регрессионная статистика, индекс потребительских цен, прогнозирование цен.

UDC 519.2:622.27

INVESTIGATION OF THE DEPENDENCE THE DOLLAR FROM THE PRICE OF AI-92 AND OIL

L. D. Haziahmetov (BMP-14-11), G. R. Iktisanov (professor)
*(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. the article discusses the study and forecasting of economic phenomena (in particular, investigation of gasoline prices and oil), methods of statistical estimation, hypothesis testing, regression analysis, trending and smoothing economic models and other methods based on the theory of probability.

Keywords: correlation and regression analysis, regression statistics, consumer price index, price forecasting.

Исследование и прогнозирование экономических явлений трудно представить без использования методик статистического оценивания, проверки гипотез, регрессионного анализа, трендовых и сглаживающих экономических моделей и других методов, опирающихся на теорию вероятности. А с развитием общества мировая экономика все более усложняется и, следовательно, по законам развития динамических систем должен усиливаться статистический характер законов, описывающих социально-экономические явления.

Исследование цен на бензин и нефть очень актуально в настоящее время, поскольку именно от этих цен зависят цены других товаров и услуг.

В данной работе будет рассмотрена зависимость курса доллара от цен на бензин и нефть за прошедший, 2014 г. и за первые четыре месяца настоящего года.

Данные показатели выбраны неслучайно. Цена бензина, являющегося продуктом нефтепереработки, непосредственно связана с ценой указанного природного ресурса. Курс же доллара оказывает су-

щественное влияние на всю российскую экономику, в частности на формирование цен на ее внутренних рынках. Непосредственно связь этого параметра с ценами на бензин может также быть найдена в том, что объем нефти, экспортируемой из страны, а следовательно, не идущий на производство топлива, напрямую зависит от курса доллара США, ведь чем выше этот показатель, тем выгоднее для поставщика продавать сырье за границу. Индекс потребительских цен отражает общее изменение цен внутри страны, а поскольку изменение цен на один товар в абсолютном большинстве случаев (в условиях свободной конкуренции) ведет к росту цен других товаров, резонно предположить, что изменение цен товара по стране влияет на исследуемый в работе показатель.

В связи с поставленной для данной работы целью надо было сформулировать несколько взаимосвязанных задач:

- 1) Обоснование возможности использования корреляционно-регрессионного анализа для построения моделей, описывающих изменение курса доллара;
- 2) Использование данных метода для построения моделей, описывающих изменение курса доллара;
- 3) Прогнозирование цен на бензин на будущие периоды с помощью полученной модели.

Рассмотрим данные за 2014 г.:

Цена АИ-92 (X1)	Цена на нефть (X2)	Курс доллара (Y)
29,27	106,525	33,2062
29,25	107,1817	34,6044
29,45	107,9117	36,2618
30,0767	107,6783	35,6239
30,2414	107,335	35,0343
30,4486	111,175	34,6573
30,7729	108,1083	34,0582
31,53	105,4967	36,4461
32,01	101,7217	36,9219
32,59	90,57	40,2125
33,0175	83,41	47,8774
33,0125	69,425	53,1088

Корреляционный анализ:

	Цена АИ-92 (X1)	Цена на нефть (X2)	Курс доллара (Y)
Цена АИ-92 (X1)	1		
Цена на нефть (X2)	-0,812985838	1	
Курс доллара (Y)	0,795478025	-0,974114166	1

Из таблицы видно, что:

1. Сильная зависимость цены на нефть от цены на АИ-92;
2. Сильная зависимость курса доллара от цены на нефть.

Определяется корреляционная зависимость в соответствии:

$r > 0$ — прямая;

$r < 0$ — обратная;

$0 < |r| \leq 0,3$ — слабая

$0,3 < |r| \leq 0,6$ — умеренная

$0,6 < |r| \leq 1$ — сильная

ВЫВОД ИТОГОВ

<i>Регрессионная статистика</i>	
Множественный R	0,974133105
R-квадрат	0,948935306
Нормированный R-квадрат	0,937587597
Стандартная ошибка	1,530150713
Наблюдения	12

На основании регрессионной статистики множественный R показал, что цена на АИ-92 и нефть в совокупности очень сильно влияет на курс доллара; R — квадрат, равный 0,9489, показывает, что вариация курса доллара на 94,89% зависит от цены на АИ-92 и нефть.

	<i>Коэффициенты</i>	<i>Стандартная ошибка</i>	<i>t-статистика</i>
Курс доллара	83,40728	22,658	3,6811
Цена АИ-92 (X1)	0,044995	0,558	0,0806
Цена на нефть (X2)	-0,4638	0,0621	-7,465

Уравнение для определения курса доллара: $Y = a_0 + a_1 * X1 - a_2 * X2$,
где: Y — курс доллара;

X1 — цена на АИ-92;

X2 — цена на нефть;

a_0, a_1 , — коэффициенты.

Из этого следует: $Y = 83,407 + 0,0449 * X1 - 0,4638 * X2$.

Табличное значение t-критерия Стьюдента можно найти с помощью функции СТЬЮДРАСПОБР.

Табличное значение t-критерия при 5%-м уровне значимости и степенях свободы (12-3-1) составляет 2,31. Так как $t_{расч.} < t_{табл.}$, то коэффициенты a_1, a_2 существенны.

Учитывая, что коэффициенты регрессии невозможно использовать для непосредственной оценки влияния факторов на зависимую переменную из-за различия единиц измерения, используем коэффициент эластичности (Э), который соответственно рассчитывается по формулам:

$$\mathcal{E}_j = a_j * \bar{x}_j / \bar{y}$$

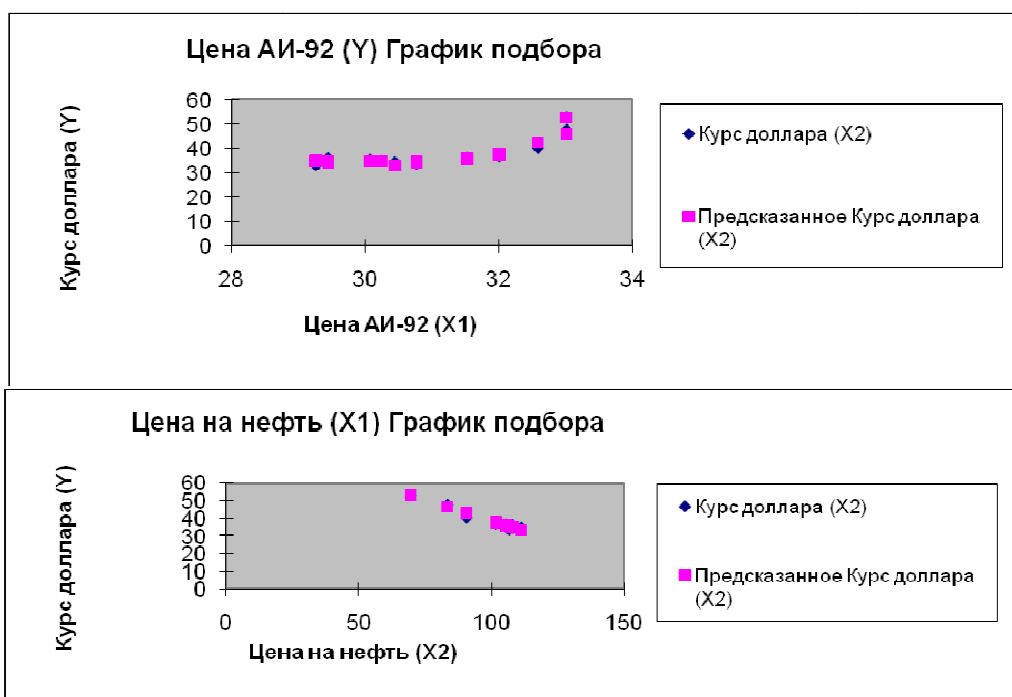
$$\mathcal{E}_1 = a_1 * \bar{x}_1 / \bar{y} = 0,044995 * 28,7225 = 1,2923\%$$

$$\mathcal{E}_2 = a_2 * \bar{x}_2 / \bar{y} = -0,4638 * 100,5449 = 46,6327\%$$

На 1,29% увеличивается курс доллара, если увеличить цену на бензин на 1%. На 46,63% уменьшится курс доллара, если увеличить цену на нефть на 1%.

ВЫВОД ОСТАТКА

Наблюдение	Предсказанный курс доллара (Y)	Остатки
1	35,31752	-2,111
2	35,01204	-0,408
3	34,68246	1,5793
4	34,81891	0,805
5	34,98555	0,0488
6	33,21386	1,4434
7	34,6508	-0,593
8	35,89614	0,55
9	37,6686	-0,747
10	42,8669	-2,654
11	46,20698	1,6704
12	52,69305	0,4157



Рассмотрим данные за 2015 г.:

<i>Цена АИ-92 (X1)</i>	<i>Цена на нефть (X2)</i>	<i>Курс доллара (Y)</i>
32,5625	50,04	65,1738
32,2612	58,2767	66,0432
32,0825	60,57	59,9938
32,1286	56,18	57,3201

Корреляционный анализ:

	<i>Цена АИ-92 (Y)</i>	<i>Цена на нефть (X1)</i>	<i>Курс доллара (X2)</i>
Цена АИ-92 (X1)	1		
Цена на нефть (X2)	-0,897841788	1	
Курс доллара (Y)	0,715175666	-0,350774504	1

	<i>Коэффициенты</i>	<i>Стандартная ошибка</i>	<i>t-статистика</i>
X1-пересечение	-1301	342,61539	-3,7987
Цена АИ-92 (X1)	39,852	9,8750916	4,0356
Цена на нефть (X2)	1,3873	0,4722417	2,9376

Из таблицы видно, что:

1. Сильная зависимость цены на нефть от цены на АИ-92;
2. Сильная зависимость курса доллара от цены на нефть.

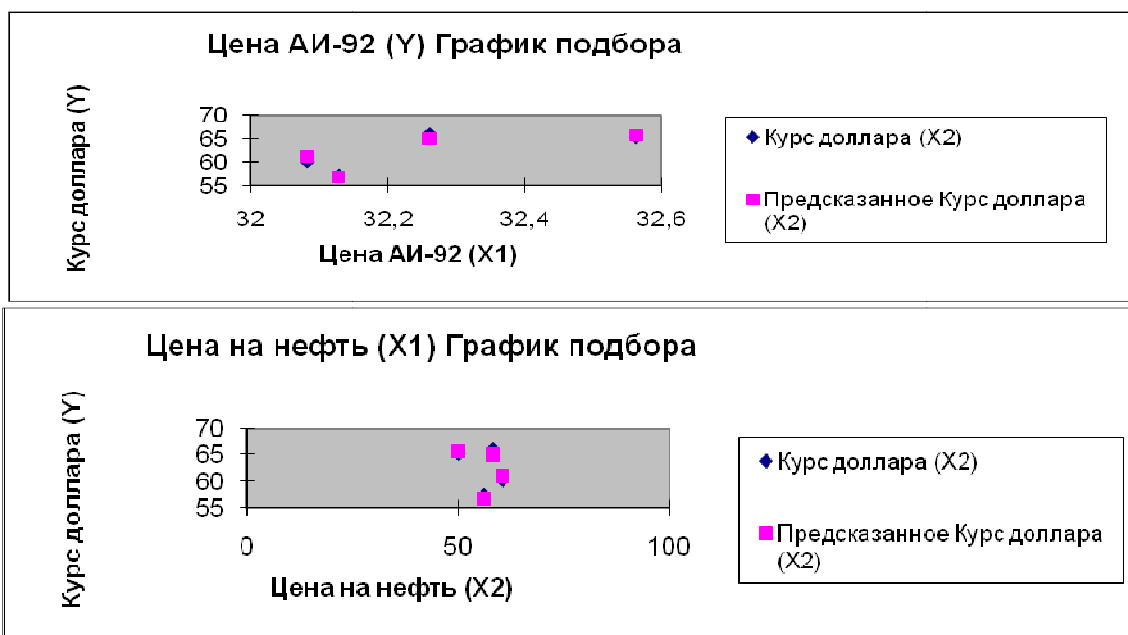
ВЫВОД ИТОГОВ

<i>Регрессионная статистика</i>	
Множественный R	0,974303665
R-квадрат	0,949267632
Нормированный R-квадрат	0,847802895
Стандартная ошибка	1,628527278
Наблюдения	4

На основании регрессионной статистики множественный R показал, что цена на АИ-92 и нефть в совокупности очень сильно влияет на курс доллара; R — квадрат, равный 0,9492, показывает, что вариация курса доллара на 94,92% зависит от цены на АИ-92 и нефть.

ВЫВОД ОСТАТКА

<i>Наблюдение</i>	<i>Предсказанный курс доллара (Y)</i>	<i>Остатки</i>
1	65,602	-0,427928
2	65,021	1,0224345
3	61,081	-1,086838
4	56,828	0,4923313



Используя формулу курса доллара, подставим значения за 2015 год:

$$83,407 + 0,0449 * 32,5625 - 0,4638 * 50,04 = 61,6604$$

$$83,407 + 0,0449 * 32,2612 - 0,4638 * 58,2767 = 57,8268$$

$$83,407 + 0,0449 * 32,0825 - 0,4638 * 60,57 = 56,7551$$

$$83,407 + 0,0449 * 32,1286 - 0,4638 * 56,18 = 58,7932$$

Из этого следует, что уравнение регрессии, составленное для 2014 года, можно считать прогнозным, т. к. значение курса доллара за 2015 год совпадают.

В данной работе была показана возможность проведения корреляционно-регрессионного анализа и использование методов для моделирования и прогнозирования цен на АИ-92 и нефть на будущие годы.

Конечно, здесь не учтены факторы, связанные с ожиданиями потребителей, политикой в области таможенных пошлин и многие другие факторы, но хочется отметить, что они в значительной мере «взаимнопогашаемы». И достаточно обоснованным будет заметить, что резкий скачок цен на бензин на данный момент действительно крайне сомнителен, что в первую очередь связано с проводимой правительством политикой.

Список литературы

1. Игтисамова Г.Р. Статистический анализ данных: учебное пособие / Г.Р. Игтисамова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 82 с.

2. Магнус Я.Р. Эконометрика начальный курс / Я.Р. Магнус, П.К.Катышев, А.А. Пересецкий. – М.: Изд-во «Дело», 2000. – 305 с.

РОЛЬ ИНФОРМАЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ И ЕЕ ЗНАЧИМОСТЬ В СОВРЕМЕННОЙ ЖИЗНИ ЧЕЛОВЕКА

***Ю. Н. Стекольников (гр. 10Т),
Р. М. Султанов (преподаватель)
(Туймазинский индустриальный техникум)***

Аннотация. В статье раскрывается, насколько сейчас велика значимость современных информационных и коммуникационных технологий в жизни человека. Рассматриваются вопросы проникновения во все сферы производственной деятельности информационных технологий, что позволяет строить эффективную систему управления.

Ключевые слова: информация, информационные и коммуникационные технологии, информационное общество.

THE ROLE OF INFORMATION TECHNOLOGY AND ITS SIGNIFICANCE IN MODERN LIFE

***Y. N. Stekolnikova (gr. 10T), R. M. Sultanov (teacher)
(Tuimazinsky industrial College)***

Abstract. The article reveals how great is the importance of modern information and communication technologies in human life. Examines the penetration into all spheres of industrial activity of information technologies that allows you to build an effective management system.

Keywords: information, information and communication technology, information society.

Понятие «информационное общество» было введено в научный оборот в 1960-х годах. В зарождающемся информационном обществе в ресурс превратилась сама информация. Существует такая поговорка: «Кто владеет информацией, тот владеет всем», и это надо помнить. Современный человек живет, взаимодействуя с «морем инфор-

мации». Получает определенную информацию с помощью органов чувств. Хранит в памяти. С помощью мышления анализирует ее. И обменивается с другими людьми информацией. В самом начале нашей истории для передачи информации использовался язык жестов, затем появилась устная речь. Информация должна быть полной и точной, чтобы человек мог точно ориентироваться в окружающем мире. Получение полной и точной информации о технике, обществе и о природе — задача науки. Процесс научного познания начался после изобретения книгопечатания.

Работа систем управления устройствами связано с процессами приема, хранения, обработки и передачи информации. В современном мире системы управления встроены практически во всю технику, транспортные средства, станки с программным управлением и многое другое. Системы управления могут привести технику в действие по заданной программе. Например, системы программного управления определяют выбор режимов стирки в стиральной машине, обработки детали на станке. В некоторых случаях главную роль в процессе управления выполняет человек, в других управление осуществляет встроенный в устройство микропроцессор.

В современном информационном обществе главным ресурсом является информация. Процессы с ней базируются на информационных и коммуникационных технологиях. Информационные и коммуникационные технологии — это методы устройств и производственных процессов, используемых обществом для сбора, хранения, обработки и распространения информации. На компьютерах в основном до недавнего времени обрабатывалась числовая и текстовая информация. Но потому как большую часть информации человек получает с помощью изображения и звука, компьютеры начали работать с изображением и звуком. И более важным является изображение. Есть даже пословица: «Лучше один раз увидеть, чем сто раз услышать».

Информационные технологии (ИТ) — это множество взаимосвязанных научных и технических областей знания, которые изучают и применяют на практике методы создания, обработки, хранения, защиты и передачи информации с помощью вычислительной техники. Для долговременного хранения информации, ее накопления и передачи используются носители информации[5]. Носители информации могут быть различными: бумага, на которой хранятся тексты и изображения; магнитная лента, на которой хранится звуковая информация; фото- и киноплёнки, на которых хранится графическая инфор-

мация; микросхемы памяти, магнитные и лазерные диски, на которых хранятся программы и данные в компьютере, и так далее [2].

Разница между информационной вместимостью традиционных информационных носителей (книг) и современных компьютерных носителей очевидна. Глобальные компьютерные сети сейчас не только средство быстрого обмена информацией, но огромное, и очень мобильное хранилище информации. Электронно-вычислительные машины (ЭВМ) проникли во многие сферы деятельности человека. Это может позволить переложить обработку информации на электронные устройства, которые способны долго работать и оперативно со скоростью, превышающей скорость человеческой обработки информации во много раз.

В информационном обществе все зависит от информированности и от способности хорошо использовать имеющуюся информацию. И это касается как коллективов людей, так и отдельных личностей. Перед тем как что-либо предпринять, нужно провести работу по сбору, переработке, анализу информации. И найти наиболее подходящее решение. Может потребоваться обработка больших объемов информации, и это порой окажется не под силу человеку без использования специальных машин. Компьютеры во всех сферах человеческой деятельности ускоряют обработку информации в производственной и социальной сфере; помогают в принятии наиболее правильных, лучших, одним словом, оптимальных решений; избавляют человека от скучной и рутинной работы.

Информационное общество — это общество, в котором большинство работающих занято производством, хранением, переработкой, продажей и обменом информацией [5]. Многим людям на сегодняшний день невозможно представить свою жизнь без компьютера, да еще и подключенного к Интернету. Существуют разные оценки этого. Одни поддерживают развитие виртуального мира — Интернета, а другие предупреждают о неизвестных последствиях. Но эти произошедшие в жизни изменения повлияли и очень изменили жизнь человечества. Огромное множество полезной информации можно найти в Интернете, практически не затрачивая на это времени. Сегодняшнее время — время огромных потоков информации, которую необходимо обрабатывать и хранить, эти вопросы решают компьютеры. Сидя за компьютером сегодня можно получить абсолютно любую информацию. Однако все хорошее имеет и так называемые обратные стороны — плохое. Глобальная сеть общедоступна. И у всякого име-

ется такая возможность, как залезть, или же влезть в чужую информационную систему. Сейчас ввиду этого развивается законодательство, которое должно будет следить за авторством информации, стоять на страже собственника информации.

Информационные технологии сейчас проникают во все сферы производственной деятельности и делают возможным строить эффективную систему управления, обеспечивать дальнейшее увеличение выполняемых работ, сокращать сроки и также повышать качество работ. В переводе с греческого «технология» означает «мастерство, умение, искусство» (это все процессы). Под процессом понимается совокупность определенных действий, направленных на достижение какой-либо цели. Процесс определяется выбранным человеком путем, т. е. стратегией, и реализуется с помощью различного набора средств и методов. Основным технологическим средством процесса переработки информации является персональный компьютер, который отчетливо повлиял на концепцию построения технологических процессов, их использование и на качество информации в результате. Информационная технология — это процесс, который состоит из регламентированных правил выполнения операций, действий над данными, которые хранятся на компьютерах. Главная цель в информационных технологиях — получение нужной, необходимой человеку информации путем направленных действий по переработке информации. Информационная система является средой, составляющие элементы которой — это компьютеры, программные продукты, компьютерные сети, базы данных, технические средства связи и т. д. Основная цель информационной системы состоит в организации, хранении и передаче информации. Итак, обобщив все это, можно предложить следующее.

Информационные технологии — процесс, использующий совокупность средств и методов сбора, обработки и передачи данных для получения информации нового качества о состоянии объекта, процесса или явления [5]. В обществе огромную роль на сегодняшний день играют системы распространения, хранения и обработки информации, основанные на работе компьютера. Существуют межрегиональные и международные системы связи, позволяющие обмениваться информацией на больших расстояниях и территориях. Выросло и постоянно растет количество профессионально занятых людей сбором информации, ее переработкой и хранением. Чисто теоретически любой человек или же любая фирма являются потребителями

информации. Поэтому по-прежнему являются беспредельными возможности информационного рынка, хотя здесь довольно жесткая конкуренция.

В XXI веке образованный человек — это человек, хорошо владеющий информационными технологиями. Ведь сейчас все в большей степени деятельность людей зависит от их информированности, и способности эффективно использовать информацию [5]. Современный специалист любого профиля в информационных потоках должен уметь получать, обрабатывать и использовать информацию с помощью компьютеров и других средств. Основную роль в скором времени будет играть система распространения, хранения и обработки информации. Техника, благодаря которой многим людям стало гораздо легче, — современные информационные технологии.

Таким образом, роль информационных технологий для современного человека весьма и весьма велика, потому как сейчас все больше и больше самых разных процессов в жизни человека происходит не без участия в них информационных технологий. И многие работодатели сегодня требуют от будущих потенциальных работников высокого уровня знаний устройства ПК и умения пользоваться информационной средой.

Список литературы

1. Угринович Н.Д. Информатика: учебник для 10 класса. 5-е изд. – М.: Бином. Лаборатория знаний, 2009.
2. Михеева Е.В. Информатика / Е.В. Михеева, О.И. Титова. – М.: Академия, 2012.
3. Гейн А.Г. Информатика: учебник для 11 класса. 6-е изд. / А.Г. Гейн, А.И. Сенокосов, Н.А. Юнерман. – М.: Просвещение, 2005.
4. Михеева Е.В. Информационные технологии в профессиональной деятельности. – М.: Академия, 2012.
5. http://angelkrug.ucoz.ru/index/osnovnye_ehrapy_razvitija_informacionnogo_obshhestva/0-58
6. <http://infolike.narod.ru/codir4.html>
7. http://studme.org/19310710/politekonomiya/zaklyuchenie_zarozhdenie_informatsionnogo_obschestva
8. <http://it-uroki.ru/uroki/urok-1-chto-takoe-it.html>
9. <http://fedosenko59.ru/2014/02/05/poyavlenie-kompyuterov/>

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ УПРУГОМ РЕЖИМЕ

*Р. Р. Зафаров (гр. БГР-13-11), П. А. Ларин (ст. преподаватель)
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация. В работе приведена интегральная формула, определяющая зависимость текущей нефтеотдачи месторождения от времени в неявном виде. Приведен пример расчета зависимости нефтеотдачи, обводненности и дебита нефти от времени эксплуатации месторождения в явной форме, если известна зависимость текущей обводненности от текущей нефтеотдачи и зависимость дебита жидкости от времени.

Ключевые слова: дебит, нефтеотдача, обводненность.

THE DEFINITION OF RECOVERY DEPOSITS IN ELASTIC MODE

*R. R. Safarov (gr. BGR-13-11), A. P. Larin (senior lecturer)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. The paper presents an integral formula determining the current oil recovery dependence from time in nonexplicit form. There has been given an example of rate calculation of oil recovery, water encroachment and oil production dependence from productive life of a field in explicit form if dependence of current water encroachment rate from the rate of current oil recovery and dependence of liquid flow rate from time is known.

Keywords: production rate; oil recovery rate; rate of water encroachment.

Под упругим режимом понимается вытеснение нефти в скважину пластовой водой, окружающей нефтяное месторождение [1].

Введем следующие обозначения:

V — геологические запасы месторождения;

V_n — объем нефти, извлеченной из всех скважин за время t ;

$V_{\text{в}}$ — объем воды, извлеченной вместе с нефтью за время t ;

$V_{\text{ж}} = V_{\text{н}} + V_{\text{в}}$ — объем всей жидкости, извлеченной за время t ;

$$\eta = \frac{V_{\text{н}}}{V} \quad (1)$$

— **нефтеотдача** месторождения (доля извлеченной нефти к моменту времени t).

Будем точкой над символом обозначать производную по времени. Тогда

$\dot{V}_{\text{н}}$ — дебит нефти (объем нефти, извлеченной из скважин за единицу времени);

$\dot{V}_{\text{в}}$ — дебит воды, извлеченной вместе с нефтью.

$\dot{V}_{\text{ж}} = \dot{V}_{\text{н}} + \dot{V}_{\text{в}}$ — дебит жидкости, содержащей нефть и воду;

$$v = \frac{\dot{V}_{\text{в}}}{\dot{V}_{\text{ж}}} \quad (2)$$

— **обводненность** извлеченной жидкости.

Подстановка значения $\dot{V}_{\text{в}} = \dot{V}_{\text{ж}} - \dot{V}_{\text{н}}$ в (2) дает:

$$v = 1 - \frac{\dot{V}_{\text{н}}}{\dot{V}_{\text{ж}}}. \quad (3)$$

Заметим, что v зависит от η : чем больше η (чем больше извлечено нефти), тем более высокой может быть обводненность v оставшейся жидкости. В предельном случае, когда нефть извлечена полностью и перестает поступать в скважины, будет $\dot{V}_{\text{н}} = 0$ и по формуле (3) получим $v = 1$ — значение наибольшей обводненности. На рисунке 1 показана примерная зависимость v от η .

Формулу (3) запишем в виде:

$$\dot{V}_{\text{н}} = \dot{V}_{\text{ж}}(1 - v). \quad (4)$$

Из (1) имеем $\dot{\eta} = \dot{V}_{\text{н}} / V$. Подставим сюда (3). Получим $\dot{\eta} = \dot{V}_{\text{ж}}(1 - v) / V$, или

$$d\eta = \frac{\dot{V}_{\text{ж}}(1 - v)}{V} dt.$$

Так как v зависит от η , а $\dot{V}_{\text{ж}}$ зависит от t , отделим переменные, зависящие от η и t : $\frac{d\eta}{1 - v(\eta)} = \frac{\dot{V}_{\text{ж}}(t)}{V} dt$.

Проинтегрируем обе части:

$$\int_0^{\eta} \frac{d\eta}{1-v(\eta)} = \frac{1}{V} \int_0^t \dot{V}_{\text{ж}}(t) dt. \quad (5)$$

Получилась зависимость текущей нефтеотдачи η от времени в неявной форме. Для полного решения данной задачи нужно знать зависимости $v = v(\eta)$ и $\dot{V}_{\text{ж}} = \dot{V}_{\text{ж}}(t)$.

Применим соотношения (4), (5) к решению следующей задачи.

Задача. Нефтяное месторождение, содержащее запасы нефти $V = 2 \cdot 10^8 \text{ м}^3$, разрабатывается с применением заводнения. На основе данных, полученных в начальный период разработки, определена зависимость текущей обводненности v от текущей нефтеотдачи η :

$$v = \begin{cases} 0 & \text{при } \eta \in [0, \eta_0]; \\ a(\eta - \eta_0)^2 & \text{при } \eta \in [\eta_0, \eta_1]; \\ 1 - b(\eta - \eta_2)^2 & \text{при } \eta \in [\eta_1, \eta_2]; \\ 1 & \text{при } \eta \in [\eta_2, 1], \end{cases} \quad (6)$$

где $\eta_0 = 0.2$, $\eta_1 = 0.6$, $\eta_2 = 0.8$, $a = 4.167$, $b = 8.332$. На рисунке 1 дан график этой зависимости, построенный в системе MathCAD.

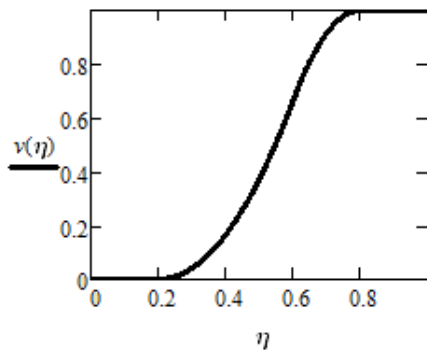


Рисунок 1

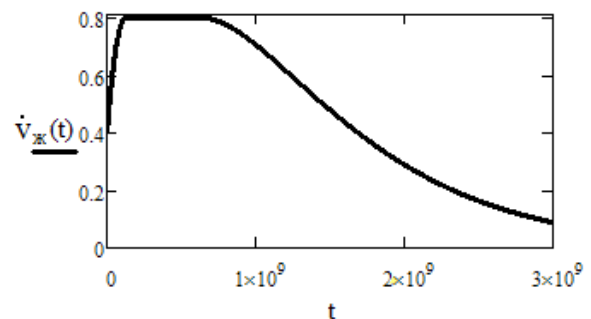


Рисунок 2

Известно, что дебит жидкости меняется с течением времени по закону:

$$\dot{V}_{\text{ж}} = \begin{cases} A - B(t - t_0)^2 & \text{при } t \in [0, t_0]; \\ A & \text{при } t \in [t_0, t_1]; \\ Cte^{-t/t_1} & \text{при } t \geq t_1, \end{cases} \quad (7)$$

где $A = 0.8 \text{ м}^3 \text{ с}^{-1}$, $B = 2.52 \cdot 10^{-17} \text{ м}^3 \text{ с}^{-3}$, $C = 3.5 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3 \text{ с}^{-2}$, $t_0 = 1.261 \cdot 10^8 \text{ с} = 4 \text{ года}$, $t_1 = 6.307 \cdot 10^8 \text{ с} = 20 \text{ лет}$ (рис. 2).

Считается, что зависимости (6) и (7) будут сохраняться в течение всего срока разработки месторождения.

Требуется определить зависимость от t нефтеотдачи η , обводненности ν и дебита нефти $\dot{V}_н$.

Решение. В первый период разработки, при $\eta \in [0, \eta_0] = [0, 0.2]$, из (6) имеем $\nu = 0$, т. е. заводнения нефти нет и $t \in [0, t_0]$. Из (4) следует $\dot{V}_ж = A - B(t - t_0)^2$. Подставим эти значения в формулу (5):

$$\int_0^{\eta} d\eta = \frac{1}{V} \int_0^t [A - B(t - t_0)^2] dt. \quad (8)$$

Отсюда получаем зависимость безводной нефтеотдачи от времени в первом периоде разработки:

$$\eta = \frac{3At - B[(t - t_0)^3 + t_0^3]}{3V}. \quad (9)$$

Подставив максимальное значение $\eta = \eta_0 = 0.2$ для первого периода разработки, получим длительность этого периода:

$$t = \tau_0 = 6.911 \cdot 10^7 \text{ с} = 2.191 \text{ года}.$$

Значит, формула (9) справедлива при $t \in [0, \tau_0]$, где $\tau_0 < t_0$. Так как значению $\eta = \eta_0$ соответствует $t = \tau_0$, то из (8) следует равенство:

$$\int_0^{\eta_0} d\eta = \frac{1}{V} \int_0^{\tau_0} [A - B(t - t_0)^2] dt, \quad (10)$$

которое вскоре потребуется.

Перейдем ко второму периоду, в котором $t \in [\tau_0, t_0]$ и $\eta \in [\eta_0, \eta_1]$.

На оси η переменная точка η располагается между η_0 и η_1 (рис. 3).

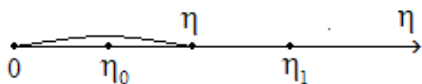


Рисунок 3

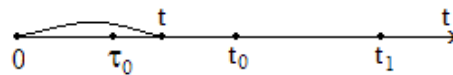


Рисунок 4

Поэтому $[0, \eta] = [0, \eta_0] \cup [\eta_0, \eta]$. Тогда левый интеграл в формуле (5) будет равен сумме интегралов:

$$\int_0^{\eta} \frac{d\eta}{1-v(\eta)} = \int_0^{\eta_0} \frac{d\eta}{1-v(\eta)} + \int_{\eta_0}^{\eta} \frac{d\eta}{1-v(\eta)}.$$

В соответствии с (6) в первом интеграле правой части $v(\eta) = 0$, во втором $v(\eta) = a(\eta - \eta_0)^2$. Подставив эти значения, будем иметь:

$$\int_0^{\eta} \frac{d\eta}{1-v(\eta)} = \int_0^{\eta_0} d\eta + \int_{\eta_0}^{\eta} \frac{d\eta}{1-a(\eta-\eta_0)^2}. \quad (11)$$

Аналогично поступаем с правым интегралом формулы (5). Так как $t \in [\tau_0, t_0]$ (рис. 4), то $[0, t] = [0, \tau_0] \cup [\tau_0, t]$. Следовательно,

$$\frac{1}{V} \int_0^t \dot{V}_{\text{ж}}(t) dt = \frac{1}{V} \int_0^{\tau_0} \dot{V}_{\text{ж}}(t) dt + \frac{1}{V} \int_{\tau_0}^t \dot{V}_{\text{ж}}(t) dt.$$

Обе точки τ_0 и t располагаются между 0 и t_0 (рис. 4). Поэтому в соответствии с (6) будем иметь: $\dot{V}_{\text{ж}} = A - B(t - t_0)^2$, и мы получим:

$$\frac{1}{V} \int_0^t \dot{V}_{\text{ж}}(t) dt = \frac{1}{V} \int_0^{\tau_0} [A - B(t - t_0)^2] dt + \frac{1}{V} \int_{\tau_0}^t [A - B(t - t_0)^2] dt. \quad (12)$$

Согласно (5) интегралы (11) и (12) должны быть одинаковы:

$$\int_0^{\eta_0} d\eta + \int_{\eta_0}^{\eta} \frac{d\eta}{1-a(\eta-\eta_0)^2} = \frac{1}{V} \int_0^{\tau_0} [A - B(t - t_0)^2] dt + \frac{1}{V} \int_{\tau_0}^t [A - B(t - t_0)^2] dt.$$

В соответствии с (10) первые интегралы в обеих частях взаимно уничтожаются, и остаются вторые интегралы:

$$\int_{\eta_0}^{\eta} \frac{d\eta}{1-a(\eta-\eta_0)^2} = \frac{1}{V} \int_{\tau_0}^t [A - B(t - t_0)^2] dt.$$

В дальнейшем выкладки аналогичных равенств, получающихся из общей формулы (5), будем опускать. Интегрирование даст нам выражение [2]:

$$\frac{1}{2\sqrt{a}} \ln \left| \frac{1 + \sqrt{a}(\eta - \eta_0)}{1 - \sqrt{a}(\eta - \eta_0)} \right| = \frac{3A(t - \tau_0) - B[(t - t_0)^3 - (\tau_0 - t_0)^3]}{3V}.$$

Отсюда:

$$\eta = \eta_0 + \frac{f_1(t) - 1}{\sqrt{a}[f_1(t) + 1]}, \quad (13)$$

где обозначено:

$$f_1(t) = \exp \frac{2\sqrt{a}\{3A(t - \tau_0) - B[(t - t_0)^3 - (\tau_0 - t_0)^3]\}}{3V}. \quad (14)$$

При $t = \tau_0$ формула (14) дает $f_1(t) = 1$. и по формуле (13) получим: $\eta = \eta_0$. Тогда график функции (13) будет непрерывно продолжать график (9). Подставив в (13) наибольшее значение $t = t_0 = 1.261 \cdot 10^8$ с, найдем наибольшее значение $\eta = u_1 = 0.411$. Видим, что $u_1 < \eta_1 = 0.6$. В формуле (13) $\eta \in [\eta_0, u_1]$.

В третьем периоде $\eta \in [u_1, \eta_1]$ и $t \in [t_0, t_1]$. Из формулы (5) получаем:

$$\int_{u_1}^{\eta} \frac{d\eta}{1 - a(\eta - \eta_0)^2} = \frac{1}{V} \int_{t_0}^t A dt,$$

или

$$\frac{1}{2\sqrt{a}} \ln \left| \frac{1 - \sqrt{a}(u_1 - \eta_0)}{1 + \sqrt{a}(u_1 - \eta_0)} \cdot \frac{1 + \sqrt{a}(\eta - \eta_0)}{1 - \sqrt{a}(\eta - \eta_0)} \right| = \frac{A(t - t_0)}{V}.$$

$$\text{Отсюда } \eta = \eta_0 + \frac{f_2(t) - 1}{\sqrt{a}[f_2(t) + 1]}, \quad (15)$$

где обозначено:

$$f_2(t) = \left[\frac{2}{1 - \sqrt{a}(u_1 - \eta_0)} - 1 \right] \exp \frac{2A\sqrt{a}(t - t_0)}{V}. \quad (16)$$

Подставив в (15) наибольшее значение $\eta = \eta_1 = 0.6$, найдем:

$$t = \tau_1 = 2.101 \cdot 10^8 \text{ с} = 6.661 \text{ лет.}$$

Значит, формула (15) верна при $t \in [t_0, \tau_1]$, так как $\tau_1 < t_1$.

В четвертом периоде $t \in [\tau_1, t_1]$ и $\eta \in [\eta_1, \eta_2]$. Из (5) получаем:

$$\int_{\eta_1}^{\eta} \frac{d\eta}{1 - [1 - b(\eta - \eta_2)^2]} = \frac{1}{V} \int_{\tau_1}^t A dt,$$

$$\frac{1}{b} \left(\frac{1}{\eta_1 - \eta_2} - \frac{1}{\eta - \eta_2} \right) = \frac{A(t - \tau_1)}{V}.$$

$$\text{Отсюда } \eta = \eta_2 - \frac{(\eta_2 - \eta_1)V}{V + Ab(\eta_2 - \eta_1)(t - \tau_1)}. \quad (17)$$

Подстановка наибольшего значения $t = t_1 = 6.307 \cdot 10^8$ с даст наибольшее значение $\eta = u_2 = 0.747$. Значит, в (17) $\eta \in [\eta_1, u_2]$.

В пятом периоде $\eta \in [u_2, \eta_2]$ и $t \geq t_1$. Из (5) получаем:

$$\int_{u_2}^{\eta} \frac{d\eta}{1 - [1 - b(\eta - \eta_2)^2]} = \frac{1}{V} \int_{t_1}^t Cte^{-t/t_1} dt,$$

$$\frac{1}{b} \left(\frac{1}{\eta_2 - \eta} - \frac{1}{\eta_2 - u_2} \right) = \frac{Ct_1}{V} [2t_1 e^{-1} - (t + t_1) e^{-t/t_1}].$$

$$\eta = \eta_2 - \frac{\eta_2 - u_2}{1 + (\eta_2 - u_2) f_3(t)}, \quad (18)$$

где $f_3(t) = \frac{bCt_1}{V} [2t_1 e^{-1} - (t + t_1) e^{-t/t_1}]. \quad (19)$

При $t \rightarrow \infty$ $f_3(t) \rightarrow \frac{2bCt_1^2}{Ve}$ и $\eta \rightarrow 0.784$. Получилось предельное значение нефтеотдачи. Соответствующее предельное значение обводненности по формуле (6) будет равно: $\nu = 0.998$.

Результаты (9), (13), (15), (17), (18) значений нефтеотдачи сведем вместе:

$$\eta = \begin{cases} \frac{3At - B[(t - t_0)^3 + t_0^3]}{3V} & \text{при } t \in [0, 0.691 \cdot 10^8]; \\ \eta_0 + \frac{f_1(t) - 1}{\sqrt{a}[f_1(t) + 1]} & \text{при } t \in [0.691 \cdot 10^8, 1.261 \cdot 10^8]; \\ \eta_0 + \frac{f_2(t) - 1}{\sqrt{a}[f_2(t) + 1]} & \text{при } t \in [1.261 \cdot 10^8, 2.101 \cdot 10^8]; \\ \eta_2 - \frac{(\eta_2 - \eta_1)V}{V + Ab(\eta_2 - \eta_1)(t - \tau_1)} & \text{при } t \in [2.101 \cdot 10^8, 6.307 \cdot 10^8]; \\ \eta_2 - \frac{\eta_2 - u_2}{1 + (\eta_2 - u_2)f_3(t)} & \text{при } t \in [6.307 \cdot 10^8, \infty), \end{cases} \quad (20)$$

где $f_1(t)$, $f_2(t)$, $f_3(t)$ определяются по формулам (14), (16), (19).

Подставив значения функции (20) в (6), получим обводненность:

$$v = \begin{cases} 0 & \text{при } t \in [0, 0.691 \cdot 10^8]; \\ \left[\frac{f_1(t) - 1}{f_1(t) + 1} \right]^2 & \text{при } t \in [0.691 \cdot 10^8, 1.261 \cdot 10^8]; \\ \left[\frac{f_2(t) - 1}{f_2(t) + 1} \right]^2 & \text{при } t \in [1.261 \cdot 10^8, 2.101 \cdot 10^8]; \\ 1 - b \left[\frac{(\eta_2 - \eta_1)V}{V + Ab(\eta_2 - \eta_1)(t - \tau_1)} \right]^2 & \text{при } t \in [2.101 \cdot 10^8, 6.307 \cdot 10^8]; \\ 1 - b \left[\frac{\eta_2 - u_2}{1 + (\eta_2 - u_2)f_3(t)} \right]^2 & \text{при } t \in [6.307 \cdot 10^8, \infty), \end{cases}$$

Теперь, подставив в (7) значения $\dot{V}_ж$ и v , будем иметь дебит нефти:

$$\dot{V}_н = \begin{cases} A - B(t - t_0)^2 & \text{при } t \in [0, 6.911 \cdot 10^7]; \\ [A - B(t - t_0)^2] \left\{ 1 - \left[\frac{f_1(t) - 1}{f_1(t) + 1} \right]^2 \right\} & \text{при } t \in [6.911 \cdot 10^7, 1.261 \cdot 10^8]; \\ A \left\{ 1 - \left[\frac{f_2(t) - 1}{f_2(t) + 1} \right]^2 \right\} & \text{при } t \in [1.261 \cdot 10^8, 2.101 \cdot 10^8]; \\ Ab \left[\frac{(\eta_2 - \eta_1)V}{V + Ab(\eta_2 - \eta_1)(t - \tau_1)} \right]^2 & \text{при } t \in [2.101 \cdot 10^8, 6.307 \cdot 10^8]; \\ bCte^{-t/t_1} \left[\frac{\eta_2 - u_2}{1 + (\eta_2 - u_2)f_3(t)} \right]^2 & \text{при } t \in [6.307 \cdot 10^8, \infty). \end{cases}$$

Построим графики этих функций: нефтеотдачи η , обводненности v и дебита нефти $\dot{V}_н$ ($\text{м}^3/\text{год}$) в зависимости от времени t (годы) (рис. 5):

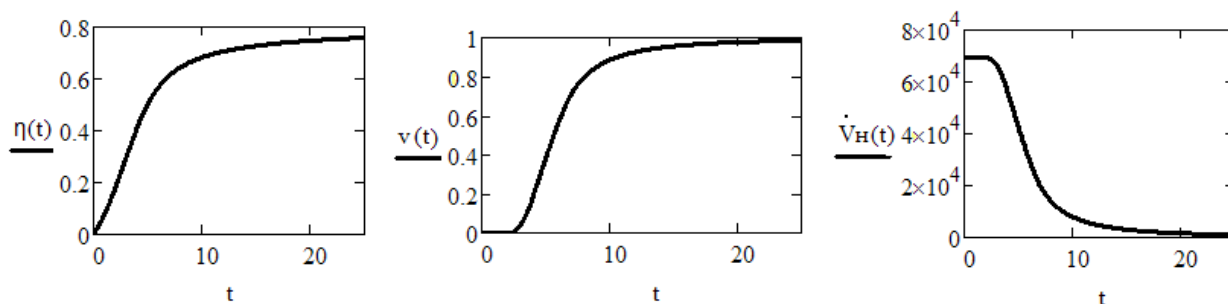


Рисунок 5

Выводы: Если известна зависимость обводненности от нефтеотдачи $v = v(\eta)$ и зависимость дебита жидкости от времени $\dot{V}_{\text{ж}} = \dot{V}_{\text{ж}}(t)$, то по формуле (5) можно спрогнозировать нефтеотдачу, обводненность и дебит нефти на любой момент времени. Эти прогнозы можно корректировать при получении уточненных данных о зависимостях $v = v(\eta)$ и $\dot{V}_{\text{ж}} = \dot{V}_{\text{ж}}(t)$.

Список литературы

1. Желтов Ю.П. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов [и др.]. – М.: Недра, 1985. – 296 с.
2. Прудников А.П. Интегралы и ряды / А.П. Прудников, Ю.А. Брычков, О.И. Маричев. – М.: Наука, 1981. – 800 с.

УДК 51-74

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕАЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ С ПОМОЩЬЮ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ

Т. Р. Газизов (БГР-13-11), И. А. Гизетдинов (БГР-13-12),

Ф. А. Ихсанова (ст. преподаватель)

*(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация: Данная работа посвящена дифференциальным уравнениям, а именно исследованию значения этих уравнений для технических наук. Основной частью работы является анализ применения дифференциальных уравнений для создания моделей различных реальных процессов, встречающихся в науке, технике и нефтяной промышленности. Рассматриваются варианты моделирования реальных процессов с помощью дифференциальных уравнений.

Ключевые слова: дифференциальное уравнение, математическая модель, моделирование, прикладная задача, компьютерная система Mathematica.

UDC 51-74

MODELING REAL PROCESSES WITH THE HELP OF DIFFERENTIAL EQUATIONS

***T. R. Gazizov (BGR-13-11), I. A. Gizetdinov (BGR-13-12),
Ihsanova A. F. (senior lecturer)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)***

Abstract. The paper deals with differential equations, research of the equations significance for technical sciences. The main part of the work has been devoted to analysis of differential equations use in modeling different real processes occurring in science and technology, oil industry. Real process modeling variations by means of differential equations have been considered.

Keywords: differential equation; mathematical model; modeling; applied problem; Mathematica Computer System.

Дифференциальное уравнение можно охарактеризовать как уравнение, содержащее в качестве неизвестной величины некоторую функцию, а также ее производные. То есть дифференциальным уравнением описывается связь между неизвестной функцией и ее производными [1]. Подобные связи существуют в самых разных областях науки и техники: в физике, механике, химии, биологии, экономике и др.

Существуют два основных типа дифференциальных уравнений: обыкновенные, определяющие функции одного переменного, и в частных производных, в которые входят производные от искомой функции по нескольким переменным [1].

Первоначально дифференциальные уравнения возникли из задач механики, в которых координаты тел, их скорости и ускорения рассматривались как функции времени. Например, зная закон движения (зависимость координат тела от времени), найти скорость и ускорение тела, которые являются соответственно первой и второй производными от координат.

Теория дифференциальных уравнений берет свое начало в XVII веке и связана с возникновением дифференциального и интегрального исчисления. Заслуга создания нового для того времени исчисления принадлежит Исааку Ньютону, а толчком для этого открытия послужила необходимость решать дифференциальные уравнения для нужд механики, то есть находить траектории движений. Законы, разработанные Ньютоном, представляют собой математическую модель механического движения. Через обыкновенные дифференциальные уравнения шли приложения нового исчисления к задачам геометрии и механики; при этом удалось решить задачи, которые долгое время не поддавались решению [2].

К истокам теории дифференциальных уравнений также можно отнести труды Д'Аламбера (1717–1783), Эйлера (1707–1783), Бернулли (1700–1782), Лагранжа (1736–1813), Лапласа (1749–1827), Пуассона (1781–1840), Фурье (1768–1830) и других ученых. Интересно то, что многие из них были специалистами не только в области математики, но и в астрономии, механике, физике. Сегодня дифференциальные уравнения зарекомендовали себя как распространенное и эффективное средство решения прикладных задач техники и естественных наук. Поэтому теорию дифференциальных уравнений можно с уверенностью назвать своеобразным методом проникновения в тайны окружающего нас мира, ведь в очень большом числе случаев законы природы, управляющие теми или иными процессами, выражаются в форме дифференциальных уравнений, а расчет течения этих процессов сводится к решению дифференциального уравнения. И поэтому основным направлением применения этого метода является создание и изучение математических моделей реального мира, то есть моделей, представленных в численно-символьном виде. Примерами таких моделей могут послужить различные явления механики сплошной среды, химических реакций, электрические и магнитные явления и многое другое [3].

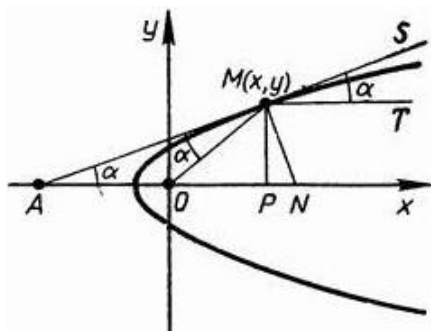
Мы, студенты второго курса, уже не раз сталкивались на различных дисциплинах с подобными дифференциальными уравнениями, например: уравнение Дарси для фильтрации жидкостей и газов в пористой среде, дифференциальные уравнения движения точки в механике, уравнения Максвелла для электромагнитного поля и многие другие. И для нас, будущих инженеров, умение анализировать дифференциальные уравнения и работать с ними играет немаловажную роль. Ведь специалист, способный теоретически описать, смоделиро-

вать реальный процесс, в том числе и с помощью дифференциальных уравнений, может сэкономить немалые денежные средства, а это высоко ценится на любом производстве.

За этот малый промежуток нашего обучения мы встретили немало задач, так сказать, из обыденной жизни, которые можно решить с помощью дифференциальных уравнений. В нашей работе представлены, на наш взгляд, наиболее интересные из них, то есть мы сделали небольшой экскурс по применению дифференциальных уравнений в реальной жизни.

В задачах, представленных ниже, рассмотрены примеры использования дифференциальных уравнений для описания различных процессов, встречающихся в некоторых областях науки и техники.

Рассмотрим следующий вопрос: по какой поверхности надо отшлифовать зеркало прожектора, чтобы все лучи, выходящие из источника света, помещенного в точке O на оси вращения, отражались бы зеркалом параллельно этой оси?



Расположим осевое сечение поверхности вращения в декартовой системе координат, ось абсцисс направим по оси вращения и обозначим угол между положительным направлением оси абсцисс и касательной к искомой кривой, проведенной в точке $M(x; y)$, через α , O — источник света. Используя элементы геометрического

анализа и законы оптики, мы получили следующее дифференциальное уравнение:

$$\frac{y}{y'} - x = \sqrt{x^2 + y^2}$$

Решим полученное дифференциальное уравнение в системе Mathematica:

$$\text{DSolve}\left[\frac{y[x]}{y'[x]} - x == \sqrt{x^2 + y[x]^2}, y[x], x\right]$$

$$\left\{\left\{y[x] \rightarrow -2 \sqrt{e^{2 C[1]} + e^{C[1]} x}\right\}, \left\{y[x] \rightarrow 2 \sqrt{e^{2 C[1]} + e^{C[1]} x}\right\}\right\}$$

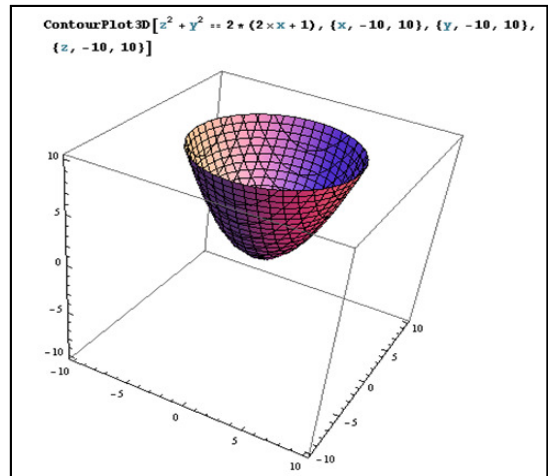
То есть искомое уравнение кривой в сечении зеркала примет вид:

$$y^2 = 2 C \left(x + \frac{C}{2}\right)$$

Мы получили семейство парабол, симметричных относительно оси абсцисс, с параметром C и вершиной, находящейся в точке $(-0,5 C; 0)$. Искомая поверхность — параболоид вращения, источник света находится в фокусе вращающейся параболы.

Теперь рассчитаем один из вариантов формы зеркала прожектора. Для этого примем: $C = 2$.

График искомой фигуры, построенный в системе Mathematica:



Полученная формула, выведенная с помощью дифференциальных уравнений, вполне применима для расчета формы зеркала прожектора уже на производстве, конечно, с учетом определенных особенностей изготовления и получения заготовок.

Теперь рассмотрим такую ситуацию: нефть течет в трубопроводе, длина которого l велика по сравнению с радиусом R поперечного сечения, разность давлений на концах трубопровода p . Необходимо найти скорость движения нефти.

Исходя из закона вязкого трения Ньютона, мы вывели следующее дифференциальное уравнение, описывающее процесс течения нефти в трубопроводе:

$$\frac{d^2 v}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dv}{dr} = -\frac{p}{kl}$$

Решили в системе Mathematica:

$$\text{DSolve}\left[\frac{v''[r]}{r} + \frac{1}{r} \cdot v'[r] == -\frac{p}{k \cdot l}, v[r], r\right]$$

$$\left\{\left\{v[r] \rightarrow -\frac{p r^2}{4 k l} + C[2] + C[1] \text{Log}[r]\right\}\right\}$$

Найдем коэффициент C_2 , исходя из начальных условий:

$$\text{Solve}\left[\left\{v[r] == -\frac{p r^2}{4 k l} + C[2] + C[1] \text{Log}[r], C[1] == 0, v[r] == 0, r == R\right\}, \{C[2]\}\right]$$

$$\left\{\left\{C[2] \rightarrow \frac{p R^2}{4 k l}\right\}\right\}$$

Искомая скорость движения жидкости:

$$v = \frac{p}{4kl (R^2 - r^2)}$$

Теперь построим график распределения скорости нефти внутри трубы и найдем значение этой скорости вдоль оси трубы.

Пусть перепад давления $p = 2 \text{ МПа}$, длина трубопровода $l = 10000 \text{ м}$, кинематическая вязкость $k = 0,33 \text{ м}^2/\text{с}$, радиус трубопровода $r = 0,1125 \text{ м}$, скорость нефти вдоль оси трубы:

$$v[r] = \frac{p}{4 k l} (R^2 - r^2)$$

$$v[r] = \frac{2 * 10^6}{4 * 10000 * 0.33} * 0.1125^2$$

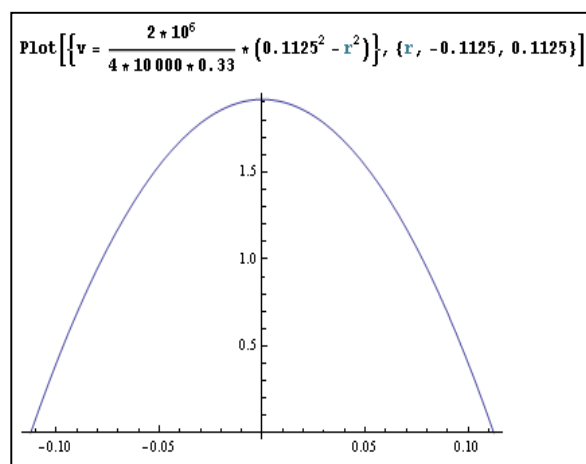
$$1.917611$$

Полученная скорость течения **нефти** вдоль оси трубопровода $1,92 \text{ м}^2/\text{с}$. Также построен график распределения скорости.

Итак, с помощью дифференциального исчисления мы вывели формулу для расчета скорости в нефтепроводе, и рассчитанная по этой формуле скорость вполне совпадает с реальными экспериментальными данными для нефтепроводов.

Заключение. Таким образом, мы убеждаемся в том, что практически любые процессы в нашей жизни могут быть смоделированы с помощью математических знаково-символьных способов, что позволяет теоретически, а не опытным путем, проводить эксперименты, а это является экономически выгодным средством для проведения научных исследований. Актуальность такого метода моделирования крайне высока, что подтверждается широтой и удобством его применения. Ведь, как нами было показано, дифференциальные уравнения просто и полно описывают различные процессы, встречающиеся как в природе, так и в технике, что делает их незаменимым средством познания сути окружающих нас явлений и процессов.

Также с помощью системы Mathematica мы смогли значительно упростить расчеты и вычисления, повысить скорость вычислений и наглядно предоставить результат, что способствует ускорению обучения и лучшему усвоению материала.



Список литературы

1. Ляшко И.И. Справочное пособие по высшей математике, 5-й том. / И.И. Ляшко [и др.]. – М.: Едиториал УРСС, 2003.

2. История математики с древнейших времен до начала нового времени / Под редакцией А. П. Юшкевича. – М.: Наука, 1970.
3. Олейник О.А. Роль теории дифференциальных уравнений в современной математике и ее приложениях. – М.: МГУ, 1996.
4. Пономарев К.К. Составление дифференциальных уравнений. – М.: Высшая школа, 1973.

УДК 621.3

ВЛИЯНИЕ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ВАЛА НА КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ (ЭЦН)

*А. Ю. Горынцева (БГРв-11-11),
Р. Х. Игтисамова (к. п. н., доцент)
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет» в г. Октябрьском)*

Аннотация: В статье приведены результаты экспериментального исследования влияния частоты вращения на характеристики нефтяных насосов и оценки точности их пересчета на другие частоты методами теории подобия.

Ключевые слова: насос, энергоэффективность, коэффициент полезного действия, частота вращения вала.

UDC 621.3

THE INFLUENCE OF FREQUENCY OF ROTATION OF THE SHAFT THE COEFFICIENT OF PERFORMANCE (ESP)

*A. Y. Goryntsev (BGRv-11-11),
R. H. Igtisanov. (c. p. s., associate professor)
(Oktyabrsky branch of FSBEI HPE Ufa State
Petroleum Technological University)*

Abstract. In the article the results of experimental research of influence of frequency of rotation on the characteristics of oil pumps and assess the accuracy of their conversion to other frequencies using the theory of similarity.

Abstract: ESP, submersible pump, energy efficiency, efficiency factor rotation frequency.

В настоящее время основным направлением совершенствования установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) является увеличение энергоэффективности путем повышения коэффициента полезного действия (к.п.д.) и снижение металлоемкости (за счет повышения напорности вследствие увеличения частоты вращения). Такие УЭЦН получили название энергосберегающих, или энергоэффективных, и широко применяются при добыче нефти.

Согласно теории подобия [1, 2] общий к.п.д. насоса не зависит от частоты вращения вала, поэтому в практике подбора и применения энергоэффективных УЭЦН такая зависимость обычно не учитывается. Однако экспериментальные данные показывают, что наблюдается увеличение к.п.д. при повышении частоты вращения, хотя механизм этого явления не обсуждается.

В статье приведены результаты экспериментального исследования влияния частоты вращения на характеристики нефтяных насосов и оценки точности их пересчета на другие частоты методами теории подобия.

Для нефтяных насосов факторами являются: подача Q , частота вращения вала n , диаметр рабочего колеса D , кинематическая вязкость ν и плотность перекачиваемой жидкости ρ ; интегральными характеристиками — создаваемое давление p и потребляемая мощность N . Вместо давления обычно используют напор $H = p/\rho g$ (g — ускорение свободного падения).

Аргумент Q/ν в функции появился из-за имеющейся зависимости мощности от вязкости, т. е. от числа Рейнольдса. Если влияние вязкости слабое, то такой зависимостью можно пренебречь, тогда $N/n^3 = \tilde{f}_2(Q/n)$, и при изменении n мощность увеличивалась бы пропорционально n^3 , а соответствующая ей подача — пропорционально n .

В общем случае к.п.д. зависит от подачи Q и частоты n .

$$\eta = \frac{\rho g H Q}{N} = \frac{\rho g n^3 \tilde{f}_1(Q/n, Q/\nu) \cdot Q/n}{n^3 \tilde{f}_2(Q/n, Q/\nu)} = \tilde{f}_3(Q, n).$$

Если влиянием вязкости можно пренебречь, то к.п.д. остается постоянным при изменении частоты вращения вала n . Поскольку в отсутствии влияния вязкости подача Q изменяется пропорционально частоте n , $\eta = const$.

Экспериментальные данные

о влиянии частоты вращения вала на напор насосов

В стендовых испытаниях были измерены напорно-расходные характеристики насосов при различных частотах вращения вала. На рисунке 1 приведен типичный пример этих зависимостей влияния частоты вращения вала на напор насоса при различных расходах жидкости.

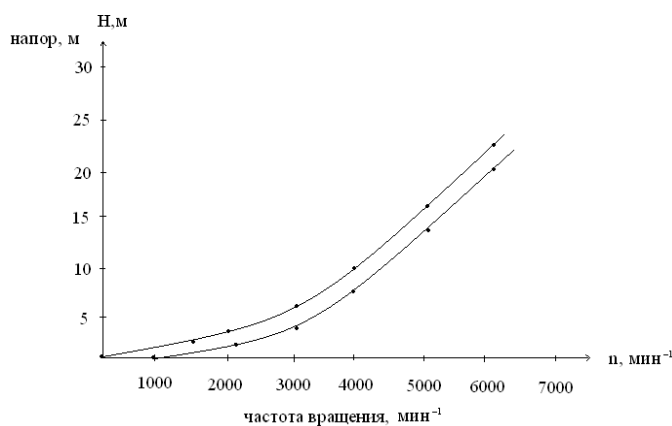


Рисунок 1 — Зависимость напора насоса от частоты вращения вала при различных подачах насосов

1 — расход 20 м³ / сут ;

2 — расход 40 м³ / сут .

Как видно из характеристик, с увеличением частоты вращения вала насоса увеличивается напор насоса. Подача насоса на вид характеристик не влияет.

Также было исследовано влияние частоты вращения вала на потребление мощности насоса.

Это зависимость приведена на рисунке 2.

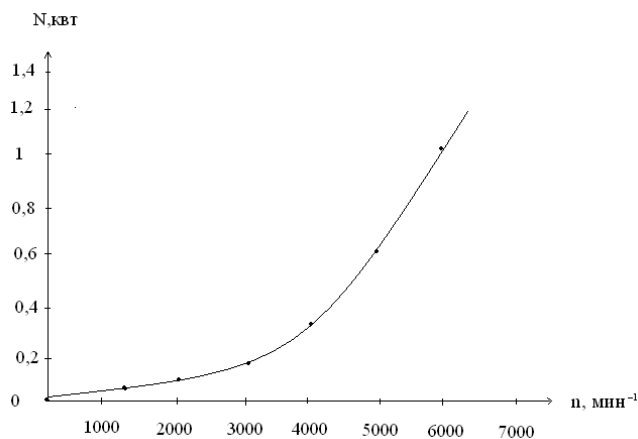


Рисунок 2 — Зависимость мощности от частоты вращения вала

Рабочая жидкость — вода, подача $100 \text{ м}^3 / \text{сут}$.

Согласно полученной зависимости можно сделать вывод, что с увеличением частоты вращения вала увеличивается мощность насоса и соответственно увеличивается коэффициент полученного действия нефтяных насосов (рис. 3).

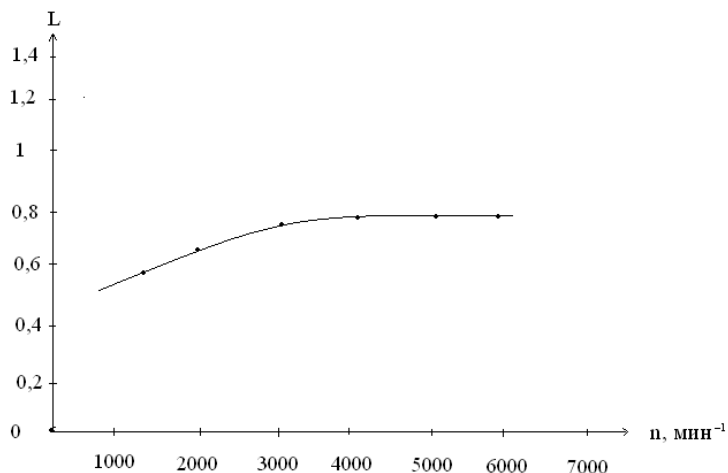


Рисунок 3 — Зависимость КПД η от частоты вращения вала

Список литературы

- 1 Кабиров М.М. Скважинная добыча нефти: учебник /М.М. Кабиров, Ш.А. Гафаров. – СПб: ООО «Недра», 2010. – 416 с.
- 2 Игтисамова Р.Х. Исследование режимов работы станции управления автоматизированным электроприводом погружных центробежных насосов: методическое руководство к выполнению лабораторной работы. – Уфа 2013. – 10 с.

СОДЕРЖАНИЕ

В. Ш. Мухаметшин, К. Т. Тынчеров. Особенности организации научно-исследовательской работы студентов в условиях обеспечения дуальности высшего профессионального образования	3
А. М. Дагирманов, Н. А. Ворсина. Эффективность применения УШГН в условиях Биавашского месторождения	6
Д. М. Мкртчян, В. Г. Уметбаев. Анализ эффективности методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов на Суторминском месторождении	12
А. Ф. Шакурова, А. Ф. Шакурова. Построение постоянно действующих геолого-технологических моделей и проблемы, возникающие на этапе сбора исходной информации	15
А. Ф. Шакурова, А. Ф. Шакурова. Применение технологии гидравлического разрыва пласта на Карамовском месторождении	21
Л. Р. Хафизова, Л.В. Петрова, Т.В. Чихерева, М.В. Жидкова. Совершенствование эксплуатации фонда добывающих скважин в нефтегазодобывающем управлении «Азнакаевскнефть»	28
В. В. Адонкин. Использование технологии многостадийного гидроразрыва пласта в условиях Сугмутского месторождения	33
А. И. Бадретдинова, Л. В. Петрова. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта в условиях Троицкого месторождения НГДУ «Туймазанефть»	39
А. И. Бадретдинова. Опыт применения технологии термозакрепления РСР-проппанта при гидравлическом разрыве пласта в условиях НГДУ «Уфанефть»	44
Р. З. Бикбаева. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта в условиях Тевлинско-Русскинского месторождения территориально- производственного предприятия «Когалымнефтегаз»	53
В. С. Власов, А. Ф. Шакурова. Применение микробиологических методов увеличения нефтеотдачи пласта на Знаменском месторождении	58
А. М. Ахмадуллин, А. Ф. Шакурова. Применение микробиологического воздействия для увеличения нефтеотдачи пласта в НГДУ «Чекмагушнефть»	64
А. М. Дагирманов. Регулирование процессов извлечения нефти выравниванием профиля поглощения пласта и изоляцией обводненных интервалов пласта	71

С. В. Дрыгин, Д. Ф. Валиев, А. В. Карпов, А. В. Мусатов. Аварии при бурении скважин на месторождениях, Разбуриваемых ООО «БК «Евразия»	77
Л. Л. Камалеева, Л. В. Петрова, С. И. Губанов, А. М. Зиновьев. Эффективность гидроразрыва пласта на Михайловско-Коханском месторождении НГДУ «Первомайнефть»	82
А. В. Мальцева, Л. В. Петрова. Эффективность эксплуатации скважин установками штанговых глубин- ных насосов на Абдуловском месторождении НГДУ «Туймазанефть»	90
И. Н. Меньшикова, С. М. Дуркин. Прогнозирование показателей разработки залежей высоковязких нефтей и битумов малой толщины	96
И. Д. Набиуллин. Анализ причин аварий вертикальных стальных резервуаров	101
А. И. Насретдинова, Э. М. Альмухаметова. Поддержание добычи нефти кислотной обработкой призабойной зоны скважин на Пальяновском месторождении	108
О. Н. Рудь, С. М. Рябухина, Н. Ю. Хохлова. Химические методы обработки скважин	114
Р. Р. Сахибгараев. Тенденции развития геолого-технологических и геофизических исследований бурения	120
Р. Р. Сахибгараев. Исследование проницаемости и степени участия эффективной толщины в процессе фильтрации	130
А. С. Семанов, Л. В. Петрова, С. И. Губанов, А. М. Зиновьев. Эффективность применения солянокислотной обработки призабойной зоны пласта в условиях Поточного месторождения	140
А. Р. Исхаков, Р. Р. Кадыров. Лабораторные исследования водонабухающего эластомера	145
А. Р. Толстогозова, А. Ю. Гуторов. Применение полимер-гелевого состава для снижения обводненности продукции и поддержания добычи нефти на поздней стадии разработки месторождений	151
Л. Н. Файзуллина, М. М. Ахтямов. Эффективность применения ингибитора Сонсол-2001 по предотвращению солеотложений добывающих скважин Туймазинского месторождения	157
Р. А. Хафизов, В. А. Петров, Л. В. Петрова. Гидравлический разрыв пласта для снижения риска увеличения обводненности скважины	163
Р. К. Шагалева. Обзор технологий для борьбы с выносом проппанта	172

А. М. Дагирманов. Регулирование процессов извлечения нефти выравниванием профиля поглощения пласта и изоляцией обводненных интервалов пласта	176
И. М. Шакуров. Опыт применения осадкообразующей технологии на основе сульфата натрия для увеличения нефтеизвлечения в ООО «Роснефть-Пурнефтегаз»	182
И. М. Шакуров. Работа установки погружных электроцентробежных насосов в режиме повторных кратковременных включений — эффективная технология добычи нефти	191
А. А. Шварц. Выбор и обоснование оптимального профиля горизонтальной скважины	199
А. Р. Сафиуллина, Д. И. Ахметшина. Кластерный анализ данных химического состава пластовых вод по Стахановскому месторождению	205
А. Р. Сафиуллина, Д. И. Ахметшина. Самопроизвольный нагрев смолы как причина разрушения композиционной смеси	212
С. В. Коробов, С. В. Вершинина. К вопросу об экологической и экономической привлекательности использования безоболочных резервуаров	219
С. Б. Макосина, Л. В. Петрова. Эффективность солянокислотной обработки пород призабойной зоны пласта скважин Шкаповского месторождения НГДУ «Ишимбайнефть»	223
Т. В. Чихерева, М. В. Жидкова. С. Б. Макосина, Л. В. Петрова. Самоотклоняющиеся свойства кислотных композиций как результат самоорганизации ПАВ	230
С. И. Губанов, А. М. Зиновьев, Л. Л. Камалеева, Л. В. Петрова. Сравнительный анализ способов описания нестационарных процессов в бесконечном пласте	235
А. А. Максимов, П. В. Склюев. Разработка растворителя АСПО Северной группы месторождений Самарской области	242
А. А. Липаев, К. И. Корепанов. Сверхвязкие и сверхтяжелые нефти Республики Татарстан: история и перспективы их освоения	248
A. E Al-Shahethi. An article on oilfield in yemen	257
Haddad Mohammed. Drilling problems in yemen	262
T. Alam. Production and management of natural gas in Bangladesh	267

Fuad Aldawdahi. An article on offshore drilling	273
Э. М. Хайруллина. Комплексный подход к водоснабжению при добыче сверхвязкой нефти	278
Р. Р. Муслимов. Повышение эффективности извлечения нефти гидроразрывом пласта на Известинском нефтяном месторождении	285
Г. Ю. Усманова, К. Ф. Габдрахманова. Реконструкция блока стабилизации	292
Л. З. Усманова, К. Ю. Горынцева. Применение трубопроводов с покрытием в нефтяной и газовой промышленности	296
В. А. Комиссаров, Х. Ф. Рахимов, И. Р. Умургулов, Н. И. Газизуллин, Т. А. Ханипов, К. Ф. Габдрахманова. Роль социальных сетей в жизни студента	301
Р. А. Ахмедов, Г. Р. Игтисамова. Решение задачи притока жидкости к скважине методом дифференциальных уравнений	306
К. Ю. Горынцева, Р. Х. Игтисамова. Влияние частоты питающего тока на энергопотребление нефтяных объектов	312
Т. Ф. Шайхутдинов, В. Р. Зайлалова. Анализ действия различных типов ингибиторов коррозии в различных средах при нефтедобыче	316
Т. Ф. Шайхутдинов, А. М. Гильманова. 3D-принтеры в современном мире и образовании	323
Э. М. Шарафутдинов, Е. Г. Сайтгареев, К. Ф. Габдрахманова. Сланцевая нефть	334
Е. Ю. Подребинников, М. А. Ризванов, К. Ф. Габдрахманова. Анализ и статистическая обработка результатов исследований в определении свойств бетона используемого в нефтегазовом деле	339
Л. С. Герасимов, Т. Ф. Шайхутдинов, Р. Р. Самигуллин, К. Ф. Габдрахманова. Некоторые аспекты использования мультимедийного курса «Дифференциалы в высшей математике»	347
А. Р. Алтынбаев, А. Ф. Идиятуллин, К. Ф. Габдрахманова. Дифференциальные уравнения в нефтегазовом деле	351
Л. Д. Хузиахметова, Г. Р. Игтисамова. Исследование зависимости курса доллара от цен на АИ-92 и нефть	355
Ю. Н. Стекольников, Р. М. Султанов. Роль информационной технологии и ее значимость в современной жизни человека	362
П. А. Ларин, Р. Р. Зафаров. Определение нефтеотдачи месторождения при упругом режиме	367

Т. Р. Газизов, И. А. Гизетдинов, Ф. А. Ихсанова. Моделирование реальных процессов с помощью дифференциальных уравнений	375
А. Ю. Горынцева, Р. Х. Игтисамова. Влияние частоты вращения вала на коэффициент полезного действия (ЭЦН)	381

Научное издание

**Материалы 42-й Международной научно-технической
конференции молодых ученых, аспирантов и студентов
24 апреля 2015 г.**

Сборник научных трудов
Том 1

Редактор и корректор Н. Д. Самарина.
Компьютерная верстка И. Ф. Хайдарова.

Подписано в печать 6.11.201 г. Формат 60х84 1/16.
Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс» Печать ризографическая.
Объем 22,75 п. л. Тираж 30 экз. Заказ 3318.

Издательство Уфимского государственного
нефтяного технического университета.

Отпечатано в Октябрьском информационном центре —
филиале ГУП РБ Издательский дом «Республика Башкортостан».
Адрес: 452600, Республика Башкортостан,
г. Октябрьский, ул. Чапаева, 18.