

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

**Сборник научных трудов
43-й Международной научно-технической
конференции молодых ученых,
аспирантов и студентов,
посвященной 60-летию филиала
УГНТУ в г. Октябрьском
29 апреля 2016 г.**

ТОМ 1

Уфа
2016

УДК 622.27
ББК 33.36
С56

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

С56 Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – 340 с.

ISBN 978-5-93105-291-5
ISBN 978-5-93105-292-2 (т. 1)

В сборнике представлены материалы 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов филиала ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, проведенной 25 марта 2016 года, в которых отражены результаты исследований в области разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, нефтепромысловых машин и оборудования, рассмотрены вопросы общинженерных дисциплин, социально-гуманитарных наук и применения информационных технологий.

Сборник предназначен для студентов, аспирантов и преподавателей технических вузов.

УДК 622.276
ББК 33.36

ISBN 978-5-93105-291-5
ISBN 978-5-93105-292-2 (т. 1)

© Уфимский государственный нефтяной
технический университет, 2016
© Коллектив авторов, 2016

УДК 378

НАУЧНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ СТУДЕНТОВ, АСПИРАНТОВ И МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

В. Ш. Мухаметшин

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: Подведены итоги научно-исследовательской деятельности студентов, аспирантов и молодых ученых филиала Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском за последние годы. Освещены текущее состояние и перспективы развития научных исследований. Отмечены достижения и определены перспективные направления дальнейшей работы.

Ключевые слова: научно-исследовательская деятельность, инновации, топливно-энергетический комплекс.

UDC 378

SCIENTIFIC ACTIVITIES OF STUDENTS, GRADUATE STUDENTS AND YOUNG SCIENTISTS

V. Sh. Mukhametshin

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Abstract. The results of the research activities of students, graduate students and young scientists of the Department of Ufa State Oil Technological University in Oktyabrsky in recent years were summed up. The current state and prospects of development of scientific research were analyzed. The achievements were noted and promising direction of future work was determined.

Keywords: research activity, innovation, fuel and energy complex.

Развитие науки в техническом высшем учебном заведении нефтегазового профиля позволяет решать актуальные социально-экономические и научно-технические задачи и проблемы, стоящие перед важнейшей отраслью региона и России.

Наука не стоит на месте, в ней ежедневно появляются новые задачи и методы ее решения. Одним из направлений для решения этих задач является подготовка на базе высших учебных заведений молодых специалистов, которые активно занимаются научно-исследовательской работой. Имеющиеся научные лаборатории, проведение конференций, непосредственные наставники-преподаватели – все это позволяет студенту, молодому ученому, аспиранту начать заниматься полноценной научной работой.

На выпускающей кафедре «Разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений» за последние годы молодыми учеными выполнена определенная работа.

К примеру, один из подающих надежды молодых ученых, Лилия Арсланова, которая является аспирантом Уфимского государственного нефтяного технического университета, ведет свои диссертационные исследования в области применения микробиологических методов повышения нефтеотдачи пластов

на поздней стадии их эксплуатации. Она изучает особенности геологического строения продуктивных объектов, ею выявлены причины низкого коэффициента извлечения нефти и предложены мероприятия по увеличению добычи природных углеводородов в условиях Туймазинского месторождения [1]. Результатом ее работ явились 3 учебных пособия, получен патент, написано 9 статей в ведущих научных журналах.

Доцент кафедры Эльвира Альмухаметова работает над докторской диссертации на тему «Совершенствование нестационарного заводнения в разработке залежей высоковязкой нефти». Отмечается, что в настоящее время вопросы повышения нефтеотдачи в разработке залежей высоковязкой нефти с применением малозатратных технологий приобретают особую значимость. Это связано как с необходимостью снижения себестоимости добычи нефти, так и с потребностью снижения объемов попутно добываемой воды. Другим направлением повышения эффективности нефтеизвлечения на залежах высоковязкой нефти является комплексирование технологий, объединение их сильных сторон. В частности, перспективным является объединение технологий нестационарного заводнения и теплового воздействия. В ее исследованиях обосновано, что основными направлениями развития нестационарного заводнения на месторождении Северные Бузачи должны быть: а) периодическая эксплуатация добывающих скважин в противофазе с нагнетательными скважинами, б) периодическое тепловое заводнение, в) периодическое тепловое заводнение в сочетании с периодической работой добывающих скважин в противофазе с нагнетательными [2]. За период работы над диссертациями на соискание ученых степеней кандидата и доктора технических наук она издала учебник с грифом УМО и более 50 научных трудов.

Доцент Айгуль Шакурова занимается повышением эффективности применения технологии соляно-кислотных обработок (СКО) путем разработки новой методики для прогноза технологического эффекта с учетом влияния характеристик и условий залегания продуктивных коллекторов, реологических параметров кислотных растворов и пластовых флюидов и гидромеханики течения раствора в ОЗП (в области, превышающей верхнюю границу применимости закона Дарси) в условиях месторождений Урало-Поволжья [3]. Разработанная методика прогнозирования эффективности СКО нагнетательных скважин применяется при их планировании, проведении и оценке результатов на Бавлинском месторождении НГДУ «Бавлынефть».

С использованием разработанной методики СКО осуществлена в 7 скважинах. При этом достигнуто увеличение эффективности СКО на 71 % по сравнению с традиционным подходом к технологии проведения. Дополнительная добыча нефти, в близлежащих от нагнетательной и добывающих скважин составила за 2010 год 37 тыс. т. Основные результаты исследований опубликованы в 26 научных работах, издано 6 учебных пособий.

Целью научных исследований доцента Шакуровой Алсу является исследование особенностей проведения технологии гидравлического разрыва в пластах с различными коллекторскими свойствами; оценка оптимальных критери-

ев, обеспечивающих его высокую технологическую эффективность в различных геолого-физических и геолого-технических условиях; разработка методической основы для прогноза технологической эффективности ГРП в условиях нефтяных месторождений Татарстана [4]. Разработанные ею рекомендации прошли апробацию в условиях НГДУ «Бавлынефть» и НГДУ «Азнакаевск-нефть» и подтвердили свою высокую промысловую эффективность, что дало годовую дополнительную добычу нефти по этим НГДУ в размере 52642 тонны. Имеет 28 публикаций, в том числе 8 статей в ведущих рецензируемых научных журналах.

Старший преподаватель Тимур Миннивалеев исследует технические устройства, позволяющие снизить негативное влияние колебаний на показатели бурения и работоспособность бурового оборудования [5]. Предложенный им гидромеханический компенсатор применен при бурении нефтяной скважины №224 Южно-Измайловского месторождения Кутлумбековского района Оренбургской области. В результате проведенных промысловых испытаний установлено, что установка гидромеханического компенсатора в КНБК позволяет увеличить механическую скорость бурения на 18 % за счет более равномерной отработки долота и увеличения времени его контакта с забоем. За период активных научных исследований им опубликовано 32 научных труда, в том числе 5 научных статей в рецензируемых изданиях из перечня ВАК, 25 научных статей в прочих изданиях; получены патенты на изобретение.

Аспирант А.А. Никифоров в 2015 году участвовал в конкурсе «УМНИК» с проектом «Экспертная система поддержки процесса бурения». И выиграл его, получив на развитие научных исследований грант в размере 400 тыс. руб. Им была поставлена цель создания комплекса для эффективного проведения процесса бурения скважин. В итоге разработан аппаратно-программный комплекс, который использует оперативные данные, полученные с большой точностью и большей частотой и достоверностью [6]. Правильность решений проверяется избыточной статистикой. По теме научной работы подготовлено 9 публикаций, в том числе 5 статей в рецензируемых изданиях из перечня ВАК.

Студент группы БГР 14-11 Галиуллин А.Р. под руководством доцента кафедры Р.Т. Ахметова участвовал в конкурсе StartupTour 2016 в Тольятти с темой проекта «Прогноз показателя смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики». Научно-исследовательская работа проводилась в области изучения смачиваемости горных пород и была предложена формула для количественной характеристики степени гидрофильности продуктивного пласта.

Кафедра «Нефтепромысловые машины и оборудование» также активно привлекает студентов к научной деятельности. Работа со студентами направления 151000 «Технологические машины и оборудование» профиля «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» начинается с первых занятий. Дисциплина «Основы профессиональной деятельности» способствует формированию первых представлений о научных исследованиях. Студентам дается информация о поиске, методике работы и обработки научно-технической лите-

ратуры с целью сбора обзорной информации по технике и технологиям, применяемым в нефтегазовой отрасли. При изучении дисциплин последующих курсов студенты глубже вникают в вопросы эксплуатации, проектирования, изготовления, ремонта и технического обслуживания машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов. Помимо теоретического сбора технической информации студенты во время прохождения учебных и производственных практик собирают производственный материал, который дает целостную картину развития научно-технической мысли в нефтяной промышленности.

В дальнейшем эти приобретенные навыки помогают студентам качественно выполнять курсовые работы и проекты, накопленная информация обобщается при выполнении выпускных квалификационных работ с представлением новых технических решений.

На кафедре ежегодно проводятся научно-исследовательские работы, выполняемые на договорных основах с предприятиями нефтяного профиля. К таким работам привлекаются студенты более старших курсов, у которых сложились некоторые представления о работе в научной сфере. За последние три года с привлечением студентов выполнены работы по следующим темам:

- «Разработка теоретических основ для синтеза отказоустойчивых интеллектуальных систем, функционирующих в базисе непозиционных нейронных сетей»;

- «Оказание услуг передачи научно-технической информации»;

- «Определение мер технического обслуживания прибора»;

- «Определение требований безопасности при эксплуатации прибора».

Ежегодно студенты участвуют в научно-технических конференциях молодых ученых, аспирантов и студентов. Так, в 2013 году подготовлено 23 доклада; в 2014 году – 26 докладов; в 2015 году – 25 докладов.

Студенческие работы, как правило, посвящены совершенствованию конструкций установок по добыче нефти, по учету скважинной продукции, а также оборудованию по интенсификации добычи нефти, сбора и подготовки нефти, по воздействию на нефтяной пласт, для капитального ремонта скважин, буровой техники, бурильного инструмента, повышению надежности насосного и нефтепромыслового оборудования, современным методам борьбы с экологическими загрязнениями.

Наряду с преподавателями более активные студенты участвуют в различных научно-технических конференциях:

- Ковалев Н.О. (БМП-12) принял участие в Международной научно-практической конференции «Перспективы развития науки и образования», проводимой в г.Тамбове 28 февраля 2015 г.;

- Халиков А. Р. (МП-10), Агафонов Д. С. (МП-10), Наширванов А. М. (МПЗ-09), Фетисов М. Д. (МП-10), Фалелюхин С. Н. (МПЗ-09), Вертопрахов А. Л. (МПЗ-09), Зайнетдинов А. И. (БМП-12), Шарифуллин Р. Р. (МПЗ-09), Сатыева Ю. П. (МП-10), Овчинников Б. С. (МП-10), Мулюкова Г. И. (МП-10), Пугачев А. А. (МП-10), Баранкова В. И. (МП-10), Ковалев Н. О. (БМП-12), Тимеркаев А. А. (БМП-11) участвовали в Международной научно-технической

конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле-2015», проведенной в марте 2015 г. в филиале УГНТУ в г. Октябрьском;

– Здитовецкий В. А. (МПЗ-08), Л. Р. Жексенаев (МПЗ-08), Волохова В. С. (МП-09), Мулюкова Г. И. (МП-10) выступили с докладами на Международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле-2014» в филиале в марте 2014 года;

– Хасанов И. Р. (МПВ-07), Шаяхов А. Ф. (МПВ-07), Зайдуллин Р. Р. (МПВ-07) участвовали в Международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле-2013», проводимой также в филиале в марте 2013 года.

Значимым является участие студентов в конкурсах на получение грантов. Так студент Шестобитов Д. А. (БМП-13) участвовал в конкурсе УМНИК по теме «Разработка скважинного мультипликатора в винтовой насосной установки с штанговым приводом».

Работа аспирантов направлена на совершенствование и разработку новых технических и технологических решений с целью повышения эффективности процессов и эксплуатации оборудования в нефтяной и газовой промышленности. Авторами тем научных исследований в последние годы являются:

Миннивалеев Т. Н. – разработка забойной гидромеханической системы компенсации колебаний давления промывочной жидкости [7];

Фахриева К. Р. – разработка антивибрационной компоновки установки электроцентробежного насоса [8];

Исмагилов Р. Р. – исследование работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом [9];

Нурутдинова А. Н. – исследование движения газожидкостной смеси в горизонтальных напорных трубопроводах [10];

Нурутдинов Ш. Р. – исследование движения скважинной продукции в вертикальных трубопроводах;

Зиянгиров А. Р. – совершенствование конструкции штанговых глубинных насосов [11];

Ахметзянов И. И. – исследование работы штанговых глубинных установок [12];

Миннивалеев А. Н. – разработка технических средств для борьбы с асфальтосмолопарафинистыми отложениями [13].

По итогам этих исследований аспирантами за последние три года опубликовано 53 статьи, из них 20 – в рецензируемых изданиях. После защиты молодые ученые продолжают научную работу.

Научная деятельность Зариповой Л. М. направлена на совершенствование технических решений в области борьбы с асфальтосмолопарафинистых отложений на объектах добычи нефти. Ею опубликованы монография, два учебных пособия, статьи в рецензируемых изданиях [14].

Зайнаглина Л. З. продолжает совершенствование технических решений в области очистки скважин от бурового шлама, формируемого в процессе буре-

нии, эффективного его выноса на дневную поверхность. Ею опубликованы монография, статьи в рецензируемых изданиях [15].

Технические средства и оборудование, разработанное молодыми учеными, аспирантами и студентами, успешно внедрены в производственных условиях нефтяных предприятиях.

Известно, что современный специалист должен владеть не только необходимой суммой фундаментальных и специальных знаний, но и определенными навыками творческого решения практических задач, постоянно повышать свою квалификацию, быстро адаптироваться к изменяющимся условиям. Все эти качества необходимо формировать на кафедрах в вузе. На кафедре МТМ они воспитываются через активное участие студентов в научно-исследовательской работе, которая на современном этапе приобретает все большее значение и превращается в один из основных компонентов профессиональной подготовки будущего специалиста.

Важную роль в организации НИРС на кафедре играет участие студентов в работе лаборатории вибродиагностики. Студенты, привлекаемые к работе в лаборатории, буквально с первого курса участвуют в разработке, изготовлении, сборке и промышленных испытаниях современной диагностической аппаратуры для нефтегазодобывающей промышленности. Кроме того, они принимают активное участие в работе постоянно действующего научного семинара кафедры по диагностике и курсов повышения квалификации для работников нефтяной промышленности [16, 17].

Основной формой научно-исследовательской работы студентов, выполняемой в учебное время, является внедрение элементов научных исследований в лабораторные работы. При выполнении таких работ студент самостоятельно составляет план выполнения работы, подбирает необходимую литературу, проводит математическую обработку и анализ результатов, оформляет отчет. Для младших курсов основными формами НИРС в рамках учебного процесса являются подготовка рефератов, индивидуальных домашних заданий с элементами научного поиска, участие в предметных кружках. Наглядным примером такого способа вовлечения студентов в научно-исследовательскую работу является организация конференций молодых ученых и специалистов. Для участия в таких конференциях студенты под руководством ведущих преподавателей кафедры проводят научные исследования в рамках учебных дисциплин кафедры и готовят научные доклады.

Одним из важнейших направлений научной деятельности кафедры, а соответственно и студенческой науки является повышение эффективности машиностроительного производства, применение новых материалов и повышения качества, обеспечение требуемой надежности и долговечности машин и оборудования в машиностроении и нефтегазовой промышленности. Тенденция развития конструкций и аппаратов современного машиностроения характеризуется увеличением их рабочих параметров, снижением металлоемкости за счет оптимального проектирования и применения высокопрочных материалов, значительным ростом удельного веса нестационарных режимов нагружения. Все бо-

лее жесткие требования предъявляются к снижению материалоемкости конструкций, обеспечение которых связано с повышенной общей и местной напряженностью конструктивных элементов и уменьшением коэффициента запаса прочности. Изучение материала по данной тематике и разработка рекомендаций для промышленного производства являются сферой интересов будущих инженеров-механиков [18, 19].

Разработка методологических принципов управления профессиональными рисками в бурении нефтяных и газовых скважин также является одним из приоритетных направлений в научной деятельности кафедры. Оценка профессионального риска является реальным инструментом, при помощи которого возможно выявить наиболее узкие места с точки зрения безопасности труда работников и целевое расходование средств на своевременное снижение (либо ликвидацию) опасности. Привлечение студентов к научно-исследовательской работе в данном направлении дает возможность расширения их компетенций, как будущих специалистов и руководителей производства в нефтяной и газовой промышленности [20, 21].

Научный подход к разработке и апробация современных методов преподавания общетехнических дисциплин в системе высшего образования находит отражение в научно-исследовательской деятельности преподавателей кафедры. Отработка новых педагогических приемов и методов обучения проводится в тесном сотрудничестве со студентами. Активные методы обучения, кейс-технологии, применение элементов дистанционного обучения – все это находит отражение в научных разработках будущих руководителей производства [22, 23].

Процесс подготовки будущих специалистов к профессиональной деятельности будет более результативным, если студенты во время учебного процесса будут вовлечены в разнообразные формы научно-исследовательской деятельности. Поэтому на протяжении всего периода обучения студента в вузе необходимо создавать творческие группы с учетом научных интересов, способностей, возможностей, обеспечивать их научно-исследовательской базой, вооружать их методикой научной работы, создавать ситуации успеха при внедрении в практику научных результатов, поощрять творческую деятельность и самостоятельность исследователей при решении научных и технических проблем. Только такой подход позволит готовить современных специалистов, которые не только владеют необходимой суммой фундаментальных и специальных знаний, но и имеют навыки творческого решения практических задач, постоянно повышают свою квалификацию, быстро адаптируются к изменяющимся условиям.

В соответствии с основными направлениями высшего профессионального образования на кафедре ИТМЕН максимально используются все возможности повышения качества подготовки специалистов, так как профессиональное образование ориентировано на социальный заказ. Потребителями результатов образовательных процессов являются работодатели, рассматривающие и оценивающие качество образования и подготовленность специалистов по уровню их компетентности. Личность не может успешно социализироваться, если не владеет профессиональными знаниями, умениями и навыками, определенными

личностными качествами, связанными со сферой профессиональной деятельности [26]. Развитие профессиональных компетенций, творческих способностей будущих специалистов на кафедре основано на научно-исследовательской работе студентов, так как учебный процесс, сливаясь с научным трудом студентов, все более превращаются в реальную профессиональную деятельность, которая в настоящее время составляет основу процесса становления будущего специалиста.

Современное образование в высшей школе требует активное участие молодых ученых и студентов в тендеме с квалифицированным преподавательским составом в научно-исследовательской работе. Это коллектив профессоров, преподавателей и студентов, который выполняет значительный объем исследований, направленных на решение актуальных проблем в области нефтедобычи, совершенствования техники и технологии бурения и разработки нефтяных пластов и повышения эффективности работы нефтепромыслового оборудования.

В связи с растущими требованиями к системе высшего профессионального образования на кафедре ИТМЕН произошла значительная активизация творческих сил коллектива, появлению возможности организации научно-исследовательской работы студентов. В качестве наиболее эффективных форм и научных методов, применяемых в процессе обучения, следует назвать рейтинговые оценки уровня знаний студентов, дистанционные образовательные технологии, мультимедийное сопровождение лекций и практических занятий, виртуальные лабораторные работы на ПЭВМ, систематическое проведение открытых лекций и занятий, внедрение многоуровневой тестовой аттестации обучающихся и т.д.

Основными направлениями научной деятельности кафедры на современном этапе являются:

- информационные технологии в области нефтедобычи (научный руководитель профессор К.Т.Тынчеров);
- экспериментальные исследования макроскопических проявлений магнитного поля, в частности, изучение возможностей современной магнитометрии в неразрушающем неконтактном контроле промышленных и магистральных трубопроводов (научный руководитель профессор И. И. Галлямов);
- аппаратура и методика экспресс-диагностики нефтепромыслового оборудования (научный руководитель доцент Р. Н. Сулейманов).

Под руководством преподавателей кафедры ИТМЕН начинающие ученые участвуют в студенческих научно-технических конференциях, которые позволяют наращивать творческий потенциал, выявлять наиболее способных и талантливых студентов. Научно-исследовательская работа ведется также на основе студенческого научного общества (СНО) «Архимед». Ежегодно члены СНО регулярно участвуют в молодежной научно-технической конференции с докладами по различной тематике, охватывающей вопросы экологии, прикладной математики, физики, разведки, разработки и современных технологий добычи углеводородов [24]. Так студент Селиванова М. В. (БМП-12), под руководством научного руководителя профессора К. Т. Тынчерова исследует вопросы вибрационных воздействий на пластыс целью повышения нефтеотдачи [27]. Она яв-

ляется участником НИОКР, посвященной разработке мобильного комплекса информирования и оповещения населения (МКИОН) «Глашатай», а также НИОКР по теме, посвященной разработке подъемника каротажного самоходного ПКС 5-04Г/5-02Г на базе шасси КамАЗ 43118/Урал NEXT, трех международных конференций, конкурса Техностарт-2016, кейс-турнира, организованного компанией «Таргин» и др.

Студент Ковалев Н. О. (БМП-12) под руководством профессора Г. Р. Игтисамовой изучает вопросы оптимизации работы станка-качалки методом теории графов [28], оценки надежности усовершенствованных плашек колтюбинговой установки.

Техник кафедры Юсупова Л. Ф. под руководством доцента К.Ф. Габдрахмановой рассматривает эффективные методы решения проблемы контроля и управления разработкой нефтяных месторождений в современных условиях [30].

Студенты Газизов Т. Р., Гизетдинов И. А. под руководством доцента Ф. А. Ихсановой проводят моделирование реальных процессов с помощью дифференциальных уравнений [31].

Техник-лаборант Горынцева А. Ю. под руководством доцента Р. Х. Игтисамовой исследует влияние частоты вращения вала на коэффициент полезного действия ЭЦН [32].

Студент Зафаров Р. Р. проводит определение нефтеотдачи месторождения при упругом режиме [33] под руководством научного руководителя старшего преподавателя П. А. Ларина.

Студенты Хасанова А., Базгутдинова Э. М. разрабатывают обучающую программу «Пределы функций» [34] под научным руководством старшего преподавателя Ф. К. Усмановой.

Научно-педагогические работники кафедры в 2016 году вместе с будущими учеными приняли участие во Всероссийской молодежной научно-практической конференции «Региональные программы и проекты в области интеллектуальной собственности глазами молодежи». По итогам работы этого престижного форума Салаватова Ю. Ш., награждена дипломом Министерства промышленности и торговли РФ (научный руководитель доцент К. Ф. Габдрахманова).

По итогам конкурса инновационных проектов в рамках Республиканской молодежной образовательной программы «Путеводитель по инновациям» (УГНТУ, г. Уфа) награду получил Никифоров А. А. (руководитель профессор К. Т. Тынчеров).

Доцент кафедры ИТМЕН Р. Н. Сулейманов является руководителем лаборатории вибродиагностики, в которой организована научно-исследовательская работа студентов (НИРС) всего филиала [25]. Студенты участвуют в учебно-научном процессе, вместе с научно-педагогическими работниками лаборатории, разрабатывают программы визуализации физических явлений, регулярно становятся лауреатами таких конкурсов, как СТАРТАП (Ашрапов Т. Р. – диплом лауреата, научный руководитель профессор К. Т. Тынчеров), УМНИК-

2015, Техностарт-2015, -2016 [24, 25]. Постоянно участвуют в олимпиадах не только университета, но и других вузов. Например, в открытой международной студенческой интернет-олимпиаде (ФГБОУ ВПО УГАТУ, г. Уфа) под руководством Сулейманова Р. Н. приняли участие в первом туре 31 человек, а во втором туре – уже 48 человек.

Научно-исследовательская работа студентов – важная составляющая деятельности кафедры гуманитарных и социально-экономических наук (ГСЭН). Она способствует развитию у студентов востребованных современностью качеств и, прежде всего, неординарного мышления, инновационного подхода в решении поставленных задач, умения формировать и отстаивать в цивилизованной форме собственную точку зрения.

Преподаватели кафедры со всей ответственностью подходят к НИРС, понимая, что им принадлежит ведущая роль в ее организации. Именно они могут вовремя разглядеть потенциал студентов, мотивировать их заняться научно-исследовательской деятельностью и направить ее в нужное русло.

Необходимо отметить, что здесь кафедре ГСЭН принадлежит особый приоритет, так как многие ее дисциплины изучаются на 1–2-м курсах, где вчерашние выпускники школ зачастую плохо представляют себе, что такое наука, научная статья, в чем заключается современная роль науки. Поэтому НИРС на кафедре ГСЭН специфична, она больше носит вводный, популяризаторский характер и здесь ей большое значение придается, прежде всего, в рамках учебного процесса, где задаются основы научного исследования.

Широкий спектр дисциплин, читаемых на кафедре, позволяет практиковать многие виды самостоятельной работы студента (СРС), которые требуют проведения пусть даже незначительных по масштабам и глубине, но, все же, научных изысканий. Это эссе, доклад, реферат. В русле ряда дисциплин, читаемых на кафедре в ходе лекций и семинарских занятий практикуется проблемный метод. Чем выше уровень заданной проблемы, тем выше уровень исследовательской части. Здесь необходимо выделить учебные занятия доктора философских наук Классена Э. Г., кандидата исторических наук Мухтасаровой Э. А., кандидата педагогических наук Шайдуллиной Р. М., кандидата экономических наук Гарифуллиной З. А., кандидата философских наук Юсупова Р. Н.

Шайдуллиной Р. М., кандидатом экономических наук, с успехом применяется хорошо зарекомендовавший себя метод кейс-технологий, эффективно реализующий связь науки, производства и образования.

Хорошая практика для НИРС на кафедре – это работа над курсовыми и дипломными работами, которые требует от студента тщательного изучения документации, анализа деятельности предприятия и на данной основе выдвижения предложений по усовершенствованию и повышению эффективности производственного процесса. Проводится она на кафедре под руководством кандидатов экономических наук Гарифуллиной З. А., Степановой Р. Р., Хламушкина И. К., старшего преподавателя Мамаевой Л. Н.

Необходимо отметить значимый вклад в реализацию НИРС на кафедре ГСЭН доктора философских наук Классена Э. Г., задающего актуальные, глубокие темы для философских дискуссий и диспутов.

Реализации НИРС в рамках учебного процесса во многом способствуют оснащенные по современным стандартам компьютеризированные учебные аудитории, закрепленные за кафедрой. Более профилированная научная работа развивается в границах научных конференций, олимпиад, кружков.

В филиале уже 43 года проводятся студенческие научные конференции, расширившие свои масштабы до международного уровня. Они являются фундаментом, позволяющим формировать преподавателям кафедры совместно со студентами новый круг научных проблем, продолжать решение поставленных задач и готовить, таким образом, серьезную стартовую площадку для будущего молодежи и науки.

Преподаватели кафедры всегда принимали активное участие в работе студенческих конференций, подтягивая к ним инициативных студентов, стремящихся к познанию, саморазвитию и самореализации. Так, например, в этом году, было представлено от кафедры 18 совместных научных статей и 6 докладов на заседание подсекции «Гуманитарные и социально-экономические проблемы современности», продемонстрировавших серьезный уровень подготовленности студентов и самый широкий спектр рассматриваемых научных проблем.

На данный момент на кафедре сложились два направления кружковой научной деятельности: «Социогуманитарные и этнополитические проблемы современности» под руководством кандидата исторических наук Мухтасаровой Э. А. [36–39], «Проблемы экономической социализации современных студентов» под руководством кандидата педагогических наук Шайдуллиной Р. М. [40–42]. Формируется третье направление: «Профессиональная коммуникация: языковой аспект» под руководством кандидата филологических наук Самигулиной Л. З. [43].

Кафедра принимает активное ежегодное участие во Всероссийских интернет-олимпиадах по дисциплинам: «История», «Русский язык», «Экономика» и имеет определенные достижения.

В 2013 г. были получены бронзовые медали в Открытой международной студенческой Интернет-олимпиаде по дисциплине «История России» студентами Баязитовой Лейсан Рустамовной и Фаткуллиным Ильшатом Фагимовичем под руководством Мухтасаровой Э. А.

В 2014 г. во Всероссийской интернет-олимпиаде по истории Фаткуллин Ильшат получил уже серебряную медаль. Баязитова Лейсан под руководством Хайдаровой Р. Х. по дисциплине «Русский язык» получила бронзовую медаль.

В 2015 г. в Открытой международной студенческой Интернет-олимпиаде Фаткуллин Ильшат по дисциплине «История России» получил бронзовую медаль, Дагирманова Дарья Магомедовна под руководством Шайдуллиной Р. М. по дисциплине «Экономика» – бронзовую медаль.

В данный момент преподаватели экономических дисциплин кафедры Гарифуллина З. А., Садыков Т. Г., Степанова Р. Р., Шайдуллина Р. М. под руководством заведующей кафедрой Мухтасаровой Э.А. работают над проектом создания студенческого бюро по решению технико-экономических проблем и проблем экономического анализа. Пока здесь имеются свои сложности. Такой вид научной деятельности студентов должен находиться в тесной взаимосвязи с реальными предприятиями, посредством заключения с ними договоров. Студенты в перспективе будут моделировать с помощью компьютерных программ экономические ситуации, проводить анализ деятельности предприятий и выдвигать возможные решения существующих у организаций проблем [44–46].

Список литературы

1. Гуторов, А.Ю. Технология повышения нефтеотдачи посредством микробиологического воздействия на реологические свойства углеводородов в пластовых условиях [Текст]: учебное пособие / А.Ю. Гуторов, Л.З. Арсланова – Октябрьский: Изд-во УГНТУ, 2015. – 78 с.
2. Альмухаметова, Э.М. Результаты применения технологии нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков на участке залежи высоковязкой нефти первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи [Текст] / Э.М. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3. – С. 20–27.
3. Шакурова, А.Ф. К вопросу о возможности прогноза продуктивности добывающих скважин при изменении приемистости близлежащих нагнетательных после проведения СКО [Текст] / А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 2. – С. 16–19.
4. Влияние ориентации и протяженности трещины ГРП на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин [Текст] / И.В. Владимиров, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский, В.В. Васильев // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 79–81.
5. Миннивалеев, Т.Н. Разработка компенсатора для защиты трубопроводов и оборудования от колебаний давления и гидроударов [Текст] / Т.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 164–168.
6. Веревкин, А.П. О структуре распределенной информационно-управляющей системы процесса бурения [Текст] / А.П. Веревкин, А.А. Никифоров // Территория нефтегаз. – 2012. – № 11. – С. 10–14.
7. Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 26–29.
8. Габдрахимов, М.С. Динамические нагрузки скважинного оборудования и виброзащита УЭЦН [Текст] / М.С. Габдрахимов, К.Р. Фахриева // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 5. – С. 17–21.

9. Динамика работы штанговой колонны при добыче нефти установкой винтового насоса с поверхностным приводом [Текст] / А.Ю. Давыдов, Л.М. Зарипова, М.С.Габдрахимов, Р.Р. Исмагилов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 3. – С. 26–30.

10. Нурутдинова, А.Н. Равнодействующая сил давления жидкости на поверхность погруженного в жидкость тела в гидродинамических условиях [Текст] / А.Н. Нурутдинова, Р.Г. Нурутдинов // Международное научное издание Современные фундаментальные и прикладные исследования. – 2014. – № 1 (12). – С. 91–94.

11. Влияние широкопроходного клапана на подачу глубинного насоса [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, А.Р. Зиянгиров // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 4. – С. 22–27.

12. Самораскрепление резьбовых соединений штанг в скважине [Текст] / И.И. Ахметзянов, А.Ш. Янтурин, М.С. Габдрахимов, Р.А. Янтурин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 9. – С. 104–105.

13. Зарипова, Л.М. Вибрационная очистка нефтесборных трубопроводов [Текст] / Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов, А.Н. Миннивалеев // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2011. – № 1. – С. 28–31.

14. Миннивалеев, А.Н. Совершенствование очистки насосно-компрессорных труб от асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) [Электронный ресурс] / А.Н. Миннивалеев, Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – № 2. – С. 218–226. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>

15. Габдрахимов, М.С. Стендовые испытания колебательной системы наддोलотногоизмельчителя шлама[Текст] / М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.З. Зайнагалина // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – № 3. – С. 13–16.

16. Галеев, А.С. Автономная система контроля и мониторинга работы насосной станции [Текст] / А.С. Галеев, Р.Н. Сулейманов, И.Г. Арсланов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – № 9. – С. 12–15.

17. Арсланов, И.Г. Информационные технологии в расчетах нефтегазового промышленного оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, М.Я. Хабибуллин // Научное обозрение. – 2015. – № 6. – С. 74–83.

18. Шакуров, Н.Г. Повышение обрабатываемости резанием за счет правильного выбора технологических методов [Текст] / Н.Г. Шакуров, И.Г. Фаттахов, А.В. Герасимова // Научное обозрение. – 2015. – № 1. – С. 123–125.

19. Габидуллин, А.Р. Формирование системы испытаний металлов на прочность [Текст] / А.Р. Габидуллин, Н.Г. Шакуров // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 2. – С. 69–73.

20. Нагуманов, М.М. Применение процессного подхода при управлении профессиональными рисками [Текст] / М.М. Нагуманов, Р.Р. Шангареев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 2. – С. 41–45.

21. Галушка, А.С. Значимость процессного подхода в системе управления профессиональными рисками [Текст] / А.С. Галушка, Я.Р. Гильманова, Р.Р. Шангареев // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 2. – С. 74–77.

22. Ягафарова, Х.Н. Об особенностях применения компетентностной модели в образовательных системах зарубежных стран [Текст] / Х.Н. Ягафарова // Вестник ВЭГУ. – 2014. – № 2 (70). – С. 98–104.

23. Гусейнова, Е.Л. Компоненты эффективности сформированности профессиональных компетенций у студентов вузов [Текст] / Е.Л. Гусейнова // Вестник Челябинского государственного педагогического университета. – 2014. – № 5. – С. 50–58.

24. Мухаметшин, В.Ш. О состоянии и перспективах развития научной деятельности в филиале Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле-2016: сборник трудов научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т.1. – С. 4–50.

25. Тынчеров К.Т. Кафедра информационных технологий, математики и естественных наук: ступени научного роста [Текст] / К.Т. Тынчеров // Современные технологии в нефтегазовом деле-2016: сборник трудов научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 386–396.

26. Игтисамова, Г.Р. Профессиональная социализация как одна из важных составляющих в развитии личности [Текст] / Г.Р. Игтисамова, Р.Х. Игтисамова // Актуальные вопросы инженерного образования-2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: АльфаПринт, 2016. – С. 30–35.

27. Тынчеров, К.Т. Вибрационные воздействия в нефтегазовой промышленности [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Современные технологии в нефтегазовом деле-2016: сборник трудов научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1 – С. 378–385.

28. Ковалев, Н.О. Оптимизация работы станка-качалки методом теории графов [Текст] / Н.О. Ковалев, Г.Р. Игтисамова, Р.Х. Игтисамова // Современные технологии в нефтегазовом деле-2016: сборник трудов научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 239–242.

30. Эффективные методы решения проблемы контроля и управления разработкой нефтяных месторождений в современных условиях [Текст] /К.Ф. Габдрахманова, А.Ю. Гуторов, Л.Ф. Юсупова, Э.Р. Гизатов //Современные технологии в нефтегазовом деле-2016: сборник трудов научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1.– С. 173–179.

31. Газизов, Т.Р. Моделирование реальных процессов с помощью дифференциальных уравнений [Текст] /Т.Р.Газизов, И.А. Гизетдинов, Ф.А. Ихсанова //Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т.1. – С. 375–381.

32. Горынцева, А.Ю. Влияние частоты вращения вала на коэффициент полезного действия (ЭЦН) [Текст] /А.Ю. Горынцева, Р.Х. Игтисамова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 381–384.

33. Зафаров, Р.Р. Определение нефтеотдачи месторождения при упругом режиме [Текст] / Р.Р. Зафаров, П.А. Ларин // Материалы Всероссийской 42-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 1. – С. 367–375.

34. Хасанова, А. Обучающая программа «Пределы функций» [Текст] / А. Хасанова, Э.М. Базгутдинова, Ф.К. Усманова // Материалы 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 3. – С.76–80.

35. Шайдуллина, Р.М. Применение кейс-технологий при изучении экономических дисциплин в техническом вузе [Текст] / Р.М. Шайдуллина // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 3. – С. 209–213.

36. Шайдуллина, Р.М. Реализация кейс-технологий на основе принципа двухплановости в процессе экономической социализации будущих инженеров [Текст] / Р.М. Шайдуллина // Педагогический журнал Башкортостана. – 2013. – № 6. – С. 47–54.

37. Шайдуллина, Р.М. Применение кейс-технологий при изучении экономической теории в техническом вузе [Текст]: учебное пособие / Р.М. Шайдуллина. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 78 с.

38. Баязитова, Л. Образ мигранта в современном российском сознании [Текст] / Л. Баязитова, Э.А. Мухтасарова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 2. – С. 122–126.

39. Фаткуллин, И.Ф. Национальный вопрос в России: опыт черносотенцев [Текст] / И.Ф. Фаткуллин, Э.А. Мухтасарова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 2. – С. 175–178.

40. Салейкин, А. Истоки и смысл русофобии [Текст] / А. Салейкин, Э.А. Мухтасарова // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 262–266.

41. Фаткуллин, И.Ф. История национального вопроса в царской России [Текст] / И.Ф. Фаткуллин, Э.А. Мухтасарова // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 266–271.

42. Товдеряков, М.Ю. Рынок и реклама: управляемы ли мы? [Текст] / М.Ю. Товдеряков, Р.М. Шайдуллина // Материалы 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 188–199.

43. Шарифуллин, А.Р. Студенческая молодежь в современном экономическом мире [Текст] / А.Р. Шарифуллин, Р.М. Шайдуллина // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 2. – С. 192–194.

44. Ганиева, И.Д. Импортозамещение: производим свое – покупаем родное [Текст] / И.Д. Ганиева, Э.Т. Кильмаматова, Р.М. Шайдуллина // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 210–215.

45. Самигуллина, Л.З. Обучение языку профессиональной коммуникации при помощи тезауруса в неязыковом вузе [Текст] / Л.З. Самигуллина, О.В. Данилова, А.А. Ахмадуллин // Казанская наука. – 2015. – № 12. – С. 230–232.

46. Мухаметшин, В.Ш. Особенности организации научно-исследовательской работы студентов в условиях обеспечения дуальности высшего профессионального образования [Текст] / В.Ш. Мухаметшин, К.Т. Тынчеров // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: сборник научных трудов в 2-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 1. – С. 3–6.

45. Мухаметшин, В.Ш. Научно-исследовательская деятельность кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст] / В.Ш. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 10–22.

46. Мухаметшин, В.Ш. Дуальность в высшем профессиональном образовании: проблемы и перспективы [Текст] / В.Ш. Мухаметшин, К.Т. Тынчеров // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: АльфаПринт, 2016. – С. 3–7.

УДК 622.24

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ АДСОРБЦИИ «НЕКЛАССИЧЕСКИХ»
ЛИГНОСУЛЬФОНАТОВ КАК ОСНОВЫ ПОЛУЧЕНИЯ БУРОВЫХ
РЕАГЕНТОВ**

Р.Н. Абдрахманов, Р.Р. Тагиров, Д.Н. Аду
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация: В статье рассмотрены вопросы адсорбции лигносульфонатов нейтрально-сульфитного способа получения на твердых фазах. Установлено, что лигносульфонаты полученные нейтрально-сульфитной варкой характеризуются низкой реакционной способностью и величины их предельной и гиббсовской адсорбции на твердых фазах имеют низкие значения. Последовательная модификация лигносульфонатов приводит повышению величин адсорбции.

Ключевые слова: лигносульфонат, нейтрально-сульфитная варка, предельная адсорбция, гиббсовская адсорбция.

UDC 622.24

THE DEFINITION OF ADSORPTION «NON-CLASSICAL» LIGNOSULFONATES AS THE BASIS FOR PRODUCING DRILLING REAGENTS

R. N. Abdrakhmanov, R. R. Tagirov, D. N. Ada
(Fsbei «The Ufa State Petroleum Technological University»)

Annotation. In the article the questions of adsorption of lignosulfonates neutral sulfite method of obtaining solid phases. It is established that lignosulfonates obtained neutral sulfite cooking are characterized by low reactivity and the marginal adsorption on solid phases has a low value. Sequential modification of lignosulfonates results in higher values of the limiting adsorption.

Key words: lignosulfonates, neutral sulfite pulping, the limiting adsorption, adsorption gibsonia.

Одной из важнейших характеристик бурового реагента является обеспечение активных адсорбционных процессов на границе буровой раствор – горная порода. Адсорбция оказывает непосредственное влияние на прохождение процессов коагуляции, пептизации, мицеллообразования и др., что позволяет управлять свойствами дисперсной системы бурового раствора, обеспечивая заданные параметры бурения. Свойства лигносульфонатных буровых реагентов, вводимых в состав буровой промывочной жидкости в качестве стабилизаторов дисперсной системы бурового раствора, в значительной степени зависят от физико-химических характеристик сырья – лигносульфоната.

Однако, буровой раствор с добавками реагента, основой которого являются «неклассические» лигносульфонаты, получаемые способом нейт-

рально-сульфитной делигнификации древесины, имеет ряд особенностей. В частности, нейтрально-сульфитные лигносульфонаты (НСЛ), имеющие весьма низкую реакционную способность [1], подтверждают эту особенность и в адсорбционных процессах: величина предельной адсорбции на твердых фазах имеет для исходных, немодифицированных НСЛ весьма низкие значения (рис. 1, 2), а именно не более 0,25 мг на 1 г твердой фазы, что составляет порядка $6 \cdot 10^{-5}$ кмоль на 1 г твердой фазы.

Данные рисунков 1,2 показывают, что последовательная модификация НСЛ солью железа II и, далее, совместная модификация солью железа II и бихроматом натрия, приводит к значительному (в 6–8 раз) повышению величины предельной адсорбции (А). Причем, изотермы адсорбции на глине и кварцевом песке носят различный характер, но относятся, по Бабаляну, ко второму типу кривых адсорбции [2], характерному для многокомпонентных систем, склонных к образованию второго молекулярного адсорбционного слоя. Это коррелирует с наличием у НСЛ невысокой молекулярной массы (порядка 3500–4000 г/моль).

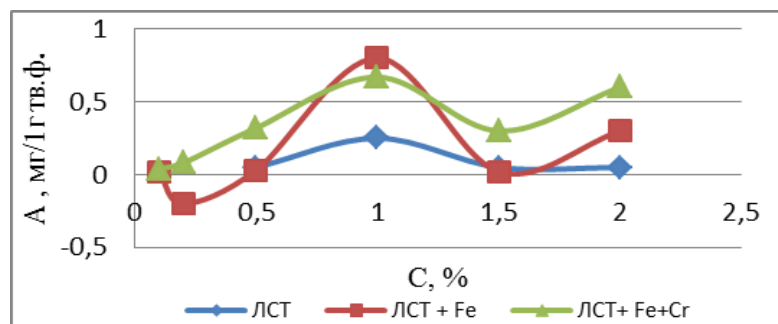


Рисунок 1 – Зависимость величины предельной адсорбции на глине от концентрации растворов нейтрально-сульфитного лигносульфоната

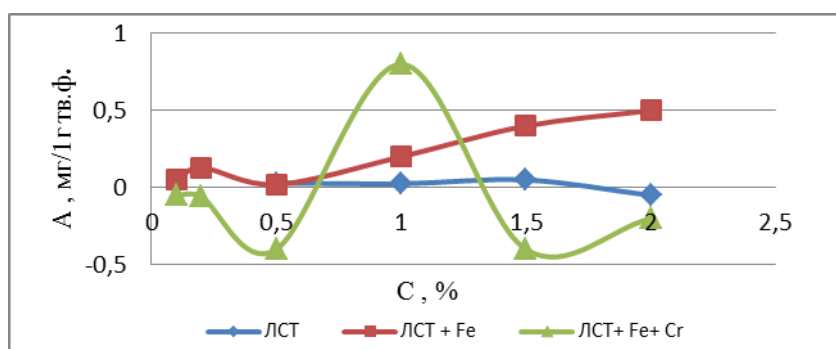


Рисунок 2 – Зависимость величины предельной адсорбции на кварцевом песке от концентрации растворов нейтрально-сульфитного лигносульфоната

Как известно, для количественного описания адсорбции, кроме определения абсолютной или предельной адсорбции, используется расчет величины гиббсовской адсорбции, характеризующей избыточное число моль адсорбата в поверхностном слое по отношению к числу моль в адсорбционном объеме. В

работе, определение гиббсовской адсорбции (Γ) проводилось графическим методом на основании зависимости поверхностного натяжения от концентрации растворов по известной формуле [3]:

$$\Gamma = - \frac{C}{RT} \times \frac{d\sigma}{dC} = \frac{z}{RT}$$
, где Γ – адсорбция, кмоль/м², C – концентрация раствора, R – универсальная газовая постоянная. Для каждой из исследуемых концентраций находили величину отрезка z , для чего к каждой точке, соответствующей определенной концентрации, проводили касательную и линию, параллельную оси концентраций, что бы эти линии пересекли ось ординат, чем на оси ординат отсекается отрезок z , используемый при расчете адсорбции Γ (рис. 3).

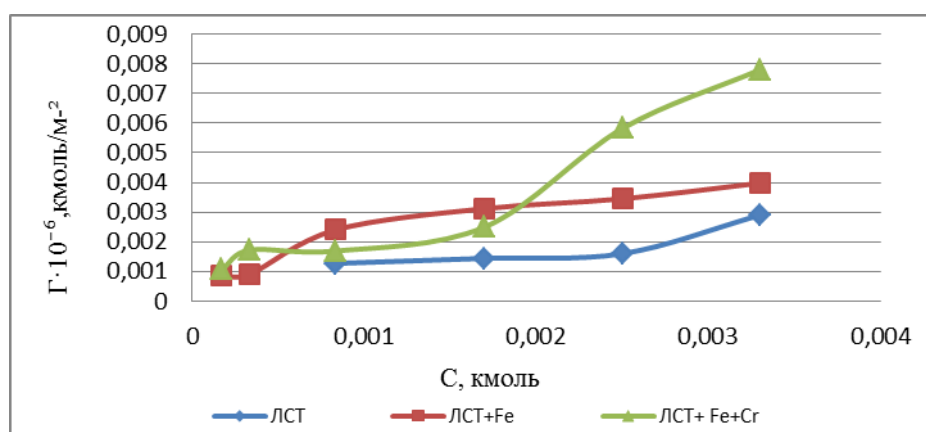


Рисунок 3 – Зависимость величины гиббсовской адсорбции от молярной концентрации растворов

Данные рис. 3 коррелируют с результатами предельной адсорбции в отношении немодифицированного НСЛ, показывая, в отношении совместной модификации поливалентными катионами, резкое увеличение количества моль в объеме по сравнению с поверхностным слоем, характеризуя термодинамическую составляющую процесса совместной модификации. Получение численных значений гиббсовской адсорбции для «неклассических» лигносульфонатов затруднено особенностями их строения, а именно значительной долей углеводной части в составе фенилпропановой группировки моноструктурного звена лигносульфоната. Установление, в ходе дальнейших исследований массовой доли углеводной и ароматической частей молекулы «неклассических» лигносульфонатов, позволит рассчитать удельную поверхность молекулы адсорбата и вычислить размер молекулы лигносульфоната как поверхностно-активного вещества.

Таким образом, использование различных методов определения адсорбционной способности НСЛ, дает дополнительную информацию о свойствах и возможности применения «неклассических» НСЛ в технологии получения эффективных буровых реагентов.

Список литературы

1. Реакционная способность сульфитных щелоков как основы буровых реагентов [Электронный ресурс] // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 3. – С. 91-115. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
2. Бабалян, Г.А. О методах исследования адсорбции водо- и нефтерастворимых ПАВ. Применение поверхностно-активных веществ в нефтяной промышленности [Текст] / Г.А. Бабалян; под ред. П.А.Рибиндера, Г.А.Бабаляна, И.И.Кравченко. – М.: ВНИИОЭНГ, 1966. – С. 8-13.
3. Фролов, Ю.Г. Курс коллоидной химии [Текст] / Ю.Г. Фролов. – М.: Химия, 1982. – 400 с.
4. Кистер, Э.Г. Химическая обработка буровых растворов [Текст] / Э.Г. Кистер. – М.: Недра, 1972. – 392 с.

УДК 622.276.6

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Э.М. Альмухаметова, И.В. Владимиров, Э.Т. Кильмаматова
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Несмотря на большое число научных работ, посвященных неизотермическим процессам фильтрации и на имеющийся обширный промышленный опыт применения тепловых методов повышения нефтеотдачи [1,2,3,4,5,6], в данной области существует ряд вопросов, не решенных до конца и поныне.

Ключевые слова: нефтеотдача, тепловое воздействие, вязкость нефти, температура пласта, относительные фазовые проницаемости.

UDC 622.276.6

GENERAL PROVISIONS APPLICATION OF HEAT IMPACT

E. M. Almukhametova, I.V. Vladimirov, E.T. Kilmamatova
(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Abstract: Despite the large number of scientific papers on non-isothermal filtering processes and existing extensive commercial experience of enhanced oil recovery thermal methods application [1,2,3,4,5,6], there are a number of issues that are not solved in this area yet.

Keywords: oil recovery, thermal impact, oil viscosity, reservoir temperature, relative permeability

К вопросам не решенным до сих пор можно отнести:

1. На современном этапе развития нефтепромысловой практики, значимый характер влияния изменения текущей температуры залежей нефти на показатели выработки запасов в целом общепризнан. Однако, до сих пор не ясно, в каких геологических условиях тепловые методы однозначно будут способствовать повышению нефтеотдачи.

2. Обоснование применения тепловых методов в основном строится на лабораторных экспериментах, которые показывают, что при повышении температуры снижается вязкость нефти и улучшаются (с точки зрения полноты нефтевытеснения) относительные фазовые проницаемости нефти, коэффициент вытеснения. Однако, при этом забывается о том, что реальный объект во многих отношениях не соответствует лабораторной модели пласта. Это касается, прежде всего, того факта, что в отличие от модели, пласт прогревается не за короткий промежуток времени, неравномерно по разрезу и по латерали. При наличии высокопроницаемых включений (каналов) тепловое заводнение оказывает воздействие на незначительные по объему области коллектора, ограниченные распространением высокопроницаемого канала, как это было показано в работе [7].

3. Немаловажным моментом является время начала проявления технологического эффекта от применения закачки горячей воды. Как показывают результаты ряда исследований (в том числе и классиков нефтяной науки), в однородных поровых средах скорость распространения фронта нагрева породы в несколько раз меньше скорости продвижения фронта заводнения. Для вязких и высоковязких нефтей это положение говорит о том, что появление эффекта от теплового воздействия произойдет при обводненности добываемой продукции близкой к предельной. В этих условиях крайне критичной становится экономическая составляющая процесса.

4. В связи с поставленными вопросами возникает необходимость разобраться, какие геолого-технологические условия способствуют эффективному применению теплового воздействия. Почему при одном строении залежи нефти тепловое воздействие эффективно, при другом – неэффективно при любых условиях применения. Для этого ниже приведены результаты большого числа модельных расчетов, в которых делается попытка дать ответы на поставленные вопросы.

Отметим, что для коллекторов порового типа такие исследования были проведены в работе [8]. Основные выводы данной работы гласят:

1. При разработке условно однородного по проницаемости коллектора тепловое воздействие всегда увеличивает нефтеотдачу пласта. Наиболее эффективно применение теплового воздействия в низкопроницаемых коллекторах, однако для достижения эффекта потребуется прогревать породу в течение длительного времени. При этом кратно возрастают отборы жидкости, т.е. длительный период разработки будет происходить при высокой обводненности добываемой продукции. Эффект от теплового воздействия на высокопроницаемых однородных коллекторах проявляется достаточно быстро, но из-за быстрого обводнения его величина не столь значительна.

2. Тепловое воздействие на послойно неоднородных по проницаемости коллекторах также всегда имеет положительный эффект. Тепловое воздействие на послойно неоднородных по проницаемости коллекторах с высоким показателем проницаемостной неоднородности (т.е. в разрезе пласта присутствуют слои, проницаемости которых отличаются на порядок и выше) позволяет существен-

но поднять нефтеотдачу пласта, при этом эффект достаточно быстро нарастает. Отметим, что также кратно возрастают и объемы отбираемой жидкости. Данный тип коллектора наиболее благоприятен для применения теплового воздействия. Если коллектор пласта содержит только высокопроницаемые слои, проницаемости которых отличаются в два и менее раза, то эффект от теплового воздействия незначителен по величине и нарастает медленно.

Таким образом, технология теплового воздействия на коллектор порового типа, как однородный, так и послойно-неоднородный по проницаемости, имеет положительную технологическую эффективность и вопрос ее применения переходит в экономическую область. Полученные в [4] результаты показали, что величина эффекта от теплового воздействия и время его проявления значительным образом определяется полем проницаемости порового коллектора.

Необходимо отметить, что процессы фильтрации в коллекторах с двойной проницаемостью существенно отличаются от движения пластовых флюидов в поровых коллекторах. Поэтому результаты применения теплового воздействия в коллекторах двойной проницаемости могут значительно отличаться от рассмотренных в работе [4].

Список литературы

1. Владимиров, И.В. Влияние увеличения дебита жидкости добывающей скважины на эффективность выработки запасов нефти [Текст] / И.В. Владимиров, Э.М. Альмухаметова, Р.Р. Варисова // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: материалы Международной научно-практической конференции (Уфа, 23 апреля 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во ГУП «ИПТЭР»: Изд-во ГАНУ ИНТНМ РБ, 2014. – С. 60-61.

2. Применение теплового воздействия в коллекторе двойной проницаемости, насыщенном высоковязкой нефтью. Теория [Текст] / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова, Р.Р. Варисова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 23-32.

3. Владимиров, И.В. Общие принципы применения теплового воздействия в коллекторах, насыщенных высоковязкой нефтью [Текст] / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XIV Международной научно-практической конференции (Уфа, 23 октября 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во ГУП «ИПТЭР»: Изд-во ГАНУ ИНТНМ РБ, 2014. – С. 58-59.

4. Владимиров, И.В. Особенности применения теплового воздействия в коллекторах двойной проницаемости, насыщенных высоковязкой нефтью [Текст] / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XIV Международной научно-практической конференции (Уфа, 23 октября 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во ГУП «ИПТЭР»: Изд-во ГАНУ ИНТНМ РБ, 2014. – С. 60-61.

5. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти [Текст] / И.В. Владимиров, Э.М. Альмухаметова, Р.Р. Варисова, Н.Х. Габдрахманов, Э.М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.

6. Владимиров, И.В. Комплексная технология теплового нестационарного заводнения, предусматривающая периодическую эксплуатацию добывающих скважин [Текст] / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 2. – С. 79-90.

7. Альмухаметова, Э.М. Анализ эффективности действующей системы разработки месторождения Северные Бузачи при прекращении нестационарного заводнения и переходе к закачке горячей воды [Текст] / Э.М. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3. – С. 36-45.

8. Альмухаметова, Э.М. Результаты применения технологии нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков на участке залежи высоковязкой нефти первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи [Текст] / Э.М. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3. – С. 20-27.

УДК 622.276.6

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МОДЕЛИ ДВОЙНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Э.М. Альмухаметова, И.В. Владимиров, Э.Т. Кильмаматова
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Применение теплового воздействия с целью повышения нефтеотдачи является актуальной задачей при разработке залежей высоковязкой нефти. Проанализируем, когда же можно получить максимальный технологический эффект от теплового воздействия, а когда эффект будет отрицательным.

Ключевые слова: нефтеотдача, тепловое воздействие, вязкость нефти, температура пласта, относительные фазовые проницаемости.

UDC 622.276.6

THE USE OF THERMAL EFFECTS ON THE MODEL OF DUAL PERMEABILITY

E. M. Almukhametova I.V. Vladimirov E.T. Kilmamatova
(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. Thermal impact application with the aim of oil recovery increase of is an actual task while of high-viscosity oil pools development. The authors of the article analyze the possibility of maximal technological effect from thermal impact achieving and the conditions under which the effect will be negative.

Keywords oil recovery, thermal impact, oil viscosity, reservoir temperature, relative permeability

Как показано в ряде работ [1,2,3,4,5,8], основными причинами отличия фильтрации жидкости в трещиноватых средах от фильтрации в пористых породах, являются следующие особенности строения трещиновато-поровой среды:

1. анизотропией пород: по структуре месторождения трещины ориентированы в каком-либо одном направлении, при этом проницаемость в этом направлении во много раз больше проницаемости в перпендикулярном направлении;
2. повышенной сжимаемостью трещиноватых сред, что ведет к существенной зависимости пористости и проницаемости от давления;
3. существенными инерционными сопротивлениями при больших скоростях фильтрации в трещинах;
4. перетоками жидкости из трещин в блоки и из блоков в трещины при неустановившемся режиме фильтрации [6,7].

Если же проницаемости трещин и поровых многократно отличаются друг от друга, то эффект от применения теплового воздействия существенно ниже. Более того, после возрастания дебита нефти в результате применения теплового воздействия, наблюдается его дальнейшее снижение ниже базового значения, т.е. эффект от теплового воздействия становится отрицательным.

Это связано с тем, что при заводнении горячей водой трещинной системы, соотношение вязкостей нефти и воды изменяется в неблагоприятную для нефтеизвлечения сторону, т.к. вода в трещинах становится горячей и вязкость ее снижается, а в поровых блоках нефть прогревается за счет теплообмена с более низкой скоростью (чем движение воды в трещинах), и ее вязкость снижается незначительно. Данная особенность неизотермической фильтрации в коллекторе двойной проницаемости приводит к быстрому росту обводненности вплоть до предельного значения, при котором расчет останавливается.

Оценим, насколько значим эффект от теплового воздействия. Введем величину, характеризующую величину отклонения рассматриваемого варианта от

базового варианта в долях базового варианта, т.е. $\eta = \frac{\alpha_{\text{тепло}}^t - \alpha_{\text{база}}^t}{\alpha_{\text{база}}^t}$, где α_i^t - теку-

щий технологический показатель (дебит нефти, обводненность, накопленные отборы нефти и др.) для рассматриваемого варианта (базовый, тепловое воздействие). На рисунке 4.10 представлены относительные изменения текущего дебита нефти и обводненности в результате применения теплового воздействия.

Отметим несколько особенностей. Во-первых, кривая прироста дебита нефти с минимальным значением отношения проницаемостей трещин и поровых блоков (50-1000) имеет два максимума. Первый максимум соответствует увеличению дебита нефти за счет прогрева нефти, сосредоточенной в трещинной системе. Это связано с тем, что для данного случая тепловое воздействие начинается в момент времени, когда не вся трещинная система заводнена. При этом наблюдается более быстрый рост обводненности. Второй максимум при-

роста дебита нефти связан с прогревом нефти, сосредоточенной в поровых блоках, однако он достигается спустя несколько десятков лет применения теплового воздействия. Вторая особенность – это незначительное изменение обводненности добываемой продукции, причем при тепловом воздействии обводненность несколько выше базовых значений.

Существенного роста дебита нефти в ближайшие годы после начала теплового воздействия не наблюдается не для одного из остальных рассмотренных случаев. Так, для случая значений проницаемости поровых блоков – трещин 50-3000 мД максимальный прирост дебита нефти составил 28% и наблюдается спустя 17 лет после начала теплового воздействия. В других случаях максимальный прирост не превышает 10% и наблюдается спустя несколько лет после начала закачки горячей воды.

Таким образом, максимальный эффект от теплового воздействия наблюдается в случае, когда данная технология начинает применяться при минимальной выработке запасов нефти трещинной системы, что соответствует (для условий рассмотренной задачи) относительно низким проницаемостям трещин и минимальному значению соотношения проницаемостей трещин и поровых блоков.

Применение технологии теплового воздействия на пластах с заводненной трещинной системой дает отрицательный эффект.

Приведем выводы по применению теплового воздействия на залежи высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости.

Итак, в результате лабораторных исследований на керновом материале объекта разработки с применением пластовых флюидов было показано:

1. С повышением температуры вязкость нефти снижается быстрее, чем вязкость пластовой воды, т.е. отношение вязкостей нефти и воды снижается.
2. Повышение температуры снижает долю остаточной нефти в породе, т.е. с увеличением температуры пласта, коэффициент вытеснения возрастает.
3. В области совместной фильтрации нефти и воды повышение температуры приводит к увеличению относительной фазовой проницаемости нефти при практически неизменной ОФП воды., что также благоприятствует нефтевытеснению.

Таким образом, лабораторные исследования показали желательность применения теплового воздействия на залежи высоковязкой нефти.

Список литературы

1. Владимиров, И.В. Влияние увеличения дебита жидкости добывающей скважины на эффективность выработки запасов нефти [Текст] / И.В. Владимиров, Э.М. Альмухаметова, Р.Р. Варисова // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: материалы Международной научно-практической конференции (Уфа, 23 апреля 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во ГУП «ИПТЭР»: Изд-во ГАНУ ИНТНМ РБ, 2014. – С. 60-61.

2. Применение теплового воздействия в коллекторе двойной проницаемости, насыщенном высоковязкой нефтью. Теория [Текст] / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова, Р.Р. Варисова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 23-32.

3. Владимиров, И.В. Общие принципы применения теплового воздействия в коллекторах, насыщенных высоковязкой нефтью [Текст] / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XIV Международной научно-практической конференции (Уфа, 23 октября 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во ГУП «ИПТЭР»: Изд-во ГАНУ ИНТНМ РБ, 2014. – С. 58-59.

4. Владимиров, И.В. Особенности применения теплового воздействия в коллекторах двойной проницаемости, насыщенных высоковязкой нефтью [Текст] / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XIV Международной научно-практической конференции (Уфа, 23 октября 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во ГУП «ИПТЭР»: Изд-во ГАНУ ИНТНМ РБ, 2014. – С. 60-61.

5. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти [Текст] / И.В. Владимиров, Э.М. Альмухаметова, Р.Р. Варисова, Н.Х. Габдрахманов, Э.М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 33-44.

6. Владимиров, И.В. Комплексная технология теплового нестационарного заводнения, предусматривающая периодическую эксплуатацию добывающих скважин [Текст] / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 2. – С. 79-90.

7. Альмухаметова, Э.М. Анализ эффективности действующей системы разработки месторождения Северные Бузачи при прекращении нестационарного заводнения и переходе к закачке горячей воды [Текст] / Э.М. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3. – С. 36-45.

8. Альмухаметова, Э.М. Результаты применения технологии нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков на участке залежи высоковязкой нефти первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи [Текст] / Э.М. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3. – С. 20-27.

УДК 622.276

МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕЙ В СИСТЕМЕ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

Л.З. Арсланова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье рассматривается – изучение вопроса отложения солей, обзор применяемых технологий борьбы с отложениями сульфида железа.

Ключевые слова: сульфид железа, бактерициды, сульфатвосстанавливающие бактерии.

UDC 622.276

MICROBIOLOGICAL TECHNOLOGY TO PREVENT THE FORMATION OF SALTS WITHIN THE COLLECTION SYSTEM PRODUCTION WELLS

L. Z. Arslanova

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. The article deals with the study of salt deposits, a review of the technologies to deal with deposits of iron sulfide.

Keywords: iron sulfide, bactericides, sulphate reducing bacteria.

Одной из важнейших проблем в поздний период эксплуатации нефтяных месторождений является обеспечение проектных уровней добычи и достижение высоких коэффициентов извлечения нефти. Основные месторождения в стране разрабатываются искусственным поддержанием пластового давления закачкой воды, в том числе сточной, в нефтяные пласты. С помощью этого метода добывается до 90% всего объема нефти в России. Однако, добыча нефти при этом сопровождается все возрастающими объемами попутно-добываемой воды, с которой связан ряд проблем, в том числе образование твердых солевых отложений сложного состава в нефтепромысловом оборудовании и утилизация в больших объемах попутно-добываемой пластовой воды [1].

Согласно исследованиям, процесс осадкообразования в добывающих скважинах является следствием двух определяющих факторов: нарушения химического равновесия ионов, входящих в состав пластовой воды в результате закачки в продуктивный пласт пресных и слабоминерализованных вод; непрерывного изменения термобарического равновесия попутно-добываемой пластовой воды.

Установлено, что на интенсивность образования осадка влияет содержание в нефти смол, асфальтенов и парафина (АСП). Содержание АСП в составе осадка увеличивает его объем и скорость образования за счет лучшей адгезии кристаллов солей к твердым углеводородам.

Наиболее интенсивное образование солевых отложений с сульфидом железа происходит в системе сбора продукции скважин. Дальнейшие отложения солей с меньшей интенсивностью происходят в системах нефтеподготовки и поддержания пластового давления.

Отложение солей в присутствии сульфида железа на стенках оборудования скважины и обсадной колонны в значительной мере усиливают коррозию металла вследствие образования гальванических пар между осадками и металлом труб. То же самое происходит в промысловых трубопроводах и емкостном оборудовании систем сбора, подготовки нефти и воды для закачки в пласт.

Толщина отложения осадков в промысловых трубопроводах системы нефтесбора может достигать 5-6 см, а в емкостном оборудовании может накапливаться до 40-50 см по высоте. Дальнейшее отложение сульфидсодержащих осадков происходит на забоях нагнетательных скважин. По истечении некоторого времени приемистость скважины снижается в 3-4 раза, что приводит к необходимости повторного их освоения.

Попадание в зазоры трущихся пар УЭЦН сульфидсодержащих осадков с примесью песка приводит к ускоренному износу вала и втулок насосов, вибрации установок и, в конечном итоге, падению УЭЦН на забой. В тонких слоях осадков, извлеченных из пар трения УЭЦН, вместе с кварцевым песком присутствовали цементирующие элементы – АСПО, CaCO_3 , сульфиды железа - в общей сложности в пределах 15-40%. Промысловыми исследованиями установлена тесная корреляционная связь между осадкообразованием и коррозией металла оборудования. В трубопроводах, в которых произошли порывы, под слоем осадка, содержащего FeS , как правило, обнаруживалась коррозионная язва [3].

Известными методами, например, дозированием в нефть комплекс образующих реагентов или ингибиторов коррозии предотвратить образование осадков сульфида железа и коррозии трубопроводов не представляется возможным, т.к. основной объем дозируемого реагента останется в нефтяной фазе. Наиболее эффективным способом борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования, вызываемого сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ), является обработка зараженных микроорганизмами сред химическими веществами – бактерицидами. К ним предъявляются достаточно жесткие требования; они должны обладать высоким бактерицидным эффектом, в особенности по отношению к СВБ; эффективно защищать сталь от коррозии в агрессивных коррозионных средах; удовлетворительно диспергироваться в субстрате. Бактерициды или композиции на их основе не должны снижать процесс вытеснения нефти в условиях заводнения; не должны содержать в своей структуре элементы, способные «отравлять» катализаторы, используемые при переработке нефти; желательно, чтобы бактерицид не был высокотоксичным. Очень важно, чтобы бактерицид имел мощную сырьевую базу и экономически выгодную стоимость [2].

В условиях НГДУ «Краснохолмскнефть» предложена технология предотвращения образования осадков FeS и снижения скорости коррозии трубопровода путем периодической прокачки по трубопроводу пластовой воды высокой минерализации (1,16-1,18 г/см³), в объеме, равном 2–3% от объема трубопровода, и содержащей ударную (2,0...2,5 кг/м³) концентрацию водорастворимого ингибитора коррозии – бактерицида, например, СНПХ-1004 или Реапон-ИФ. Прокачка осуществляется с периодичностью раз в 2-3 месяца.

В НГДУ «Краснохолмскенефть» предложен комплекс технологий с дозированием бактерицидов в четырех технологических звеньях добычи нефти: добывающие скважины, сборные трубопроводы, емкостное оборудование нефтепарков, нагнетательные скважины. Эффективность применения бактерицидов в технологических звеньях добычи нефти показана в таблице 1 [1].

Таблица 1 – Результаты опытно-промышленных испытаний технологий с применением бактерицидов

Показатели	Зона БКНС-10 Ифовского месторождения			Изменение	Зона БКНС-20 Бураевского месторождения			Изменение
	Количество скважин	До обработки	После обработки		Количество скважин	До обработки	После обработки	
1. МРП скважин в районах, где проведены обработки КНС бактерицидом, сут	32	240	617.8	+377.8	51	465.6	664.9	+ 200
2. Количество ПРС по скважинам, где проведены обработки КИС бактерицидом	32	36	14	-22	51	40	28	- 12
3. МРП скважин, обработанных композицией Дифонат + бактерицид, сут	27	234.8	548	+ 313	58	271.6	663.6	+ 392
4. Количество ПРС скважин, обработанных композицией Дифонат + бактерицид	27	21	9	-12	58	39	16	-23

Из данных, представленных в таблице, видно, что применение данной технологии значительно увеличивает межремонтный период, сокращает количество ремонтных работ и затраты на их проведение.

Солеотложение крайне негативно влияет на безопасность эксплуатации трубопроводов. Оно вызывает усиление локальной коррозии металла труб, что приводит к их ускоренному разрушению, сопровождающемуся разливами нефти. Последнее создает на трубопроводах пожароопасную ситуацию, особенно при наличии в перекачиваемом продукте попутного нефтяного газа. Число отказов нефтегазопроводов по причине солеотложения вследствие развития локальной коррозии составляет до 40 % от общего числа их отказов. Ситуация усугубляется тем, что выявление участков локальной коррозии трубопроводов на практике очень затруднительно.

Внедрение технологии обработки пластовой воды бактерицидами в ее кругообороте на объектах добычи месторождений НГДУ «Краснохолмскнефть» позволило стабилизировать количество подземных ремонтов скважин, связанных с образованием сульфидсодержащих осадков, увеличить межремонтный период.

Список литературы

1. Повышение эффективности предупреждения образования осадков в добывающих скважинах путем закачивания композиций химических реагентов в призабойную зону пласта [Текст] / Ф.С. Гарифуллин, И.Р. Саитов, Р.С. Гильмутдинов, Н.Х. Хайбрахманов, Э.Р. Салыхова, Р.Ф. Шилькова // Башнипинефть: труды. – Уфа, 2003. – Вып. 112. – С. 48-53.

2. СТП 03-41-1999. Технология обработки скважин, осложненных комплексными осадками с содержанием сульфида железа композициями химических реагентов [Текст] / Ф.С. Гарифуллин, А.Г. Шакрисламов, М.Д. Валеев; БашНИПИнефть. – Уфа, 1999.

3. СТП 03 – 34 – 2001. Технология обработки скважин по предупреждению образования сульфидсодержащих отложений композициями химических реагентов с применением активирующих добавок [Текст] / Р.Ф. Габдуллин, Ф.С. Гарифуллин; БашНИПИнефть. – Уфа, 2001.

УДК 622.276

ГИПАНО-КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА КАРБОНАТНЫХ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТЬЮ

Р.Т. Ахметов С.В. Матвеев

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье рассматривается гипано-кислотная обработка предназначенная для повышения эффективности обработки скважин с целью изоля-

ции вод и повышения нефтеотдачи пластов. Приведена технология закачки реагента, а также вопросы выбора объекта для гипано-кислотной обработки.

Ключевые слова: гипано-кислотная обработка, технология, коагулятор, соляная кислота, пластовая вода, пакер.

UDC 622.276

HIGH WATER CUT CARBONATE FRACTURED-POROUS RESERVOIRS GIPAN-ACID TREATMENT

R. T. Akhmetov, S. V. Matveev
(*Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU*)

Annotation. The article discusses gipan-acid treatment intended for oil-wells treatment efficiency improving aimed at water isolation and oil recovery enhancing. The reagent injection technology is shown, as well as the choice of the object for gipan-acid treatment is substantiated.

Keywords: hipn-acid treatment technology, coagulant, hydrochloric acid, formation water, packer.

Объектом воздействия являются скважины, эксплуатирующие карбонатные коллектора с обводненностью от 45 до 100 % и отвечающие следующим условиям: наличие запасов нефти в пласте в зоне действия добывающей скважины; пластовое давление не должно превышать гидростатическое; кавернозность, пористость, трещиноватость должны находиться пределах, обеспечивающих давление нагнетания жидкости 6–12 МПа, при интенсивной закачки 100–600 л/мин.

Технология заключается в строго последовательной и отдельной закачке реагентов: коагулятора, предварительное насыщение которым высоко проницаемых пластов обеспечивает более качественное гелеобразование; полимера, закачка которого обеспечивает сшивание в призабойной зоне отдельных, рассеянных трещинами блоков и массивов, которая создает условия для проведения солянокислотной обработки под давлением; соляной кислоты, закачка которой способствует упрочению изолирующей смеси и создания новых каналов притока нефти.

Технология осуществляется в теплое время года (май-октябрь) в связи с высокой вязкостью полимера (при минус 5 минус 10°C теряет текучесть).

Подготовка необходимых материалов к работе: в качестве коагулятора используется раствор хлористого кальция. Объем раствора хлористого кальция необходимо принимать в 1,5–2 раза больше объема полимера, а его концентрация зависит от приемистости обрабатываемого пласта.

При приемистости пласта до $5,8 \cdot 10^{-3}$ м³/с (350 л/мин) допустимо использовать пластовую воду девонских отложений с плотностью 1190 кг/м³.

В качестве полимера используется гипан (гидрализированный полиакрилонитрил) или гивпан (гидролизированное волокно полиакрил-нитрильное) в зависимости от приемистости пласта.

Соляная кислота используется 15%-й концентрации, объем ее следует принимать из расчета 0,5-0,7 м³ на один метр вскрытой продуктивной толщи пласта. Пресная вода используется в качестве разделителя, понизителя концентрации ингредиентов. Пластовая вода плотностью 1190 кг/м³ применяется в качестве технологической жидкости, а также как коагулятор для скважин с приемистостью до 5,8-10,3 м³/с (500 м³/сут).

Технология проведения процесса обработки: до проведения гипано-кислотной обработки при необходимости следует провести комплекс геофизических и промысловых исследований и обязательно определить приемистость пласта при давлении в 8 МПа закачкой при указанном давлении 2-3 м³.

Размещение и обвязку наземного оборудования со скважиной следует осуществлять в соответствии с требованиями техники безопасности согласно типовому проекту организации рабочих мест при подземном и капитальном ремонте скважин.

В скважину спустить пакер на герметичных насосно-компрессорных трубах диаметром 73 мм, промыть скважину, установить пакер на 10-15 м выше верхней отметки интервала перфорации, а нижний конец труб на уровне нижней отметки.

Закачку ингредиентов производить в следующей последовательности: расчетный объем коагулятора; буферный слой пресной воды в объеме 0,1–0,15 м³; расчетный объем полимера; буферный слой пресной воды в объеме 0,15–0,2 м³; водный раствор соляной кислоты; продавочная жидкость (пластовая вода) в количестве 1,5 объема насосно-компрессорных труб.

Во время ввода коагулятора и полимера в пласт, производительность насосных агрегатов должна обеспечивать давление нагнетания на 20–25% ниже давления гидроразрыва пласта.

Скважину оставить в покое 12–16 часов для коагуляции изолирующей смеси и продолжения химической реакции раствора соляной кислоты с породой пласта.

После завершения реакции – сорвать пакер, промыть скважину пластовой водой в объеме не менее 0,5 объема скважины обратной промывкой через желобную систему с сетками на перегородках (размер ячеек 1,5–2 мм). При падении давления при промывке скважины после завершения реакции до нуля, промывку следует осуществлять жидкостью с плотностью менее 1000 кг/м³. Поднять пакер, спустить глубинно-насосное оборудование и ввести скважину в эксплуатацию.

Список литературы

1. Ахметов, Р.Т. Прогноз показателя смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – С. 21-25.

2. Математические методы обработки информации в нефтегазодобывающей промышленности [Текст]: учебное пособие / И.И. Абызбаев, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Р.А. Исмаков, В.Ш. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов, С.В. Янченко. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 68 с.

3. Гафаров, Ш.А. Физика пласта [Текст]: учебное пособие / Ш.А. Гафаров, Р.Т. Ахметов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 62 с.

4. Ахметов, Р.Т. Фильтрационно-емкостные свойства и структура пустотного пространства продуктивных пластов [Текст]: монография / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Ч. 1. – 94 с.

5. Ахметов, Р.Т. Связь смачиваемости с коллекторскими свойствами продуктивных пластов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.А. Калентьева // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов Международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 35-41.

6. Ахметов, Р.Т. Остаточная нефтенасыщенность и микронеоднородность продуктивных пластов [Текст] / Р.Т. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 27-30.

7. Технологии ограничения водопритока с использованием гелеобразующих составов [Текст]: учебное пособие / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, В.В. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 202 с.

UDC 622.276

REPLACEMENT OF OLD WELLHEADS WITH MODERN GEOTHERMAL WELLHEADS IN YEMEN'S OIL AND GAS FIELDS

M. Ahtyamov, Al-Baghdadi Awsan AbdulAziz
(*Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU*)

Annotation. This article discusses the maintenance of geothermal wellheads to increase production rate and of oil and gas in Yemen and to use the natural gas to consume as the main the main energy source in the electricity sector. It also discusses the use of new technologies applied in this field of study in order to increase production rate in oil fields to meet the increasing demand of oil and gas in the country, thus boosting economic growth. The author also suggests that there ought be construction of additional refineries to boost the production of Oil and Gas. The innovation and infusion of state of the art oil and gas equipment, drilling bits and oil rigs are also suggested by the author to help boost production rate and increase the quality of oil products in Yemen.

Keywords: gas, oil, reserve, electricity, wells, development, drilling bits, consumption rate, exploration, oil rigs, sector, wellbore, stipulate, barrels per day, thermal power plant, refineries, wellhead, technologies.

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. 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 [1, 2]. 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 [3, 4, 5, 6].



Picture 1 – Old worn-out wellhead in one of Yemen's oilfields with damages caused by bombings

Geothermal Wellheads. This is one of the most crucial part of the on-shore field equipment used in producing oil and gas [7, 8, 9]. Due to the increase in pressure and temperature from the extracted oil and gas from the reservoirs, the wellhead is mostly damaged as it's unable to withstand such high temperatures [10, 11, 12]. In the past, materials used in manufacturing oil wellheads and imported into Yemen were made of poor quality [13, 14, 15].



Picture 2 – Newly replaced geothermal wellhead by Paker Company in Yemen's oil field

This has reduced production of oil and gas in Yemen over the years and now the country is taking drastic measures to ensure that all wellheads on the field are replaced and properly maintained [16, 17, 18]. One of the main suppliers of these

equipment to Yemen as part of the nationwide replacement scheme is “PAKER COMPANY”. Sources has it that Paker company has been the success story behind most of the well-known Oil and Gas factories and companies across the globe hence having a contract deal with them to supply Yemen with state of the art Geothermal wellheads is of great importance to the country. Already, two major wellheads in the oil field in Tihama has already taken effect. Also American Petroleum Corporation companies such as «Hunt Oil Company» has received a concession for the development of oil, in the basin of Marib, Al Jawf, in the south-east of the country has already begun. The replacement of these new wellheads has helped increased oil production in oil fields like Masil from 230- 420 thousand barrels/day.

Conclusion

To us as a country, maintenance of our oil and gas equipment has always been a great challenge to us [19, 20]. Following the mass replacement of equipment like the geothermal wellhead was a great step in the right direction as we've seen massive changes in our production rate. Also, since our country has so long a time suffered from effects of wars such as bombs in some parts of our oilfields, the country has put measures in place to fix anti-bomb squads and bomb detonators at strategic places around the oilfields to protect the equipment and engineers on site from future wars and its effects. Paker company's contribution as a major supplier of state of the art equipment such as the geothermal wellheads has brought a great transformation to the oil and gas sector of the country. Now with all these things in place, Yemen can produce up to 39% of the oil and gas reserves and be part of the leading producers of oil and gas in the south-eastern part of Asia.

Список литературы

1. Nafikova, R.A. Exploitation of oil in Benin and problems: Krake wells [Text] / R.A. Nafikova, K.V. Dari, N.D. Nketa // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 249-254.

2. Нафикова, Р.А. Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях разработки месторождений [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 341-347.

3. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова, Л.М. Баязитова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.

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

5. Нафикова, Р.А. Особенности формирования компетенций при изучении дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции» [Текст] / Р.А. Нафикова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 149-154.

6. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 169-174.

7. Нафикова, Р.А. Влияние вязкости нефтяного шлама на эффективность его переработки на промыслах [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 1. – С. 118-120.

8. Ворсина, Н.А. Использование попутного нефтяного газа [Текст] / Н.А. Ворсина, А.В. Михайлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 142-147.

9. Ворсина, Н.А. Повышение эффективности подготовки нефти в НГДУ «Бавлынефть» [Текст] / Н.А. Ворсина, Т.М. Исмаилов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 148-154.

10. Усманова, Э.И. Применение ингибитора парафиноотложения СОН-ПАР-5403 для борьбы с АСПО в условиях Ишимбайского цеха добычи нефти и газа № 5 НГДУ «Ишимбайнефть» [Электронный ресурс] / Э.И. Усманова, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 88-92. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

11. Петрова, Л.В. Преддипломная практика бакалавров в техническом университете [Текст] / Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина, А.Х. Габзалилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 167-175.

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

13. Гарифуллина, З.А. Предприятия нефтяной отрасли как локомотив ин-

новационного развития экономики России [Текст] / З.А. Гарифуллина, Р.Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 7. – С. 30-33.

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

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

16. Гарифуллина, З.А. Подход к построению системы управления по целям на буровых предприятиях [Текст] / З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2014. – № 3. – С. 40-45.

17. Гарифуллина, З.А. Определение критериев успеха реализации it-проектов на предприятиях нефтяной отрасли с позиций теории функциональных систем [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 6. – С. 27-34.

18. Гарифуллина, З.А. К вопросу об экономической эффективности государственной политики в сфере экологизации нефтяной отрасли России [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 14-17.

19. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: автореф. дис. канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008. – 25 с.

20. Габзалилова, А.Х. Увеличение нагрузки на забой использованием на горизонтальном интервале стволов скважин винтообразных труб [Текст] / А.Х. Габзалилова, З.А. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 247-250.

УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМЫ УДАЛЕНИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА ИЗ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

М.М. Ахтямов, В.О. Червяков, П.С. Витковский
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Статья посвящена актуальной проблеме удаления попутного газа из нефтяных скважин. В статье рассматриваются неблагоприятные факторы влияния попутного газа на процесс разработки и используемые в настоящее время методы удаления попутного газа, не очень эффективные и неэкологичные. В работе приводится теоретическое обоснование неэффективности используемых технологий удаления попутного газа. Приводится теоретическое

описание схемы возможной модернизации конструкции наземного оборудования скважин для более простого, эффективного и экономичного удаления попутного газа из затрубного скважинного пространства.

Ключевые слова: освоение и разработка нефтегазовых месторождений, давление в затрубном пространстве, АСП, газо-жидкостной струйный насос, жидкостной коллектор скважин, дренажная емкость, затрубное пространство скважины, динамический уровень жидкости, дебит скважины, газовый фактор, «факелы».

UDC 622.276

ASSOCIATED OIL-WELL GAS REMOVAL SYSTEM STUDY

M. M. Ahtyamov, V. O. Chervyakov, P.S. Vitkovskiy

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. The article is devoted to the associated oil-well gas disposing problem. The article discusses associated gas diverse influence in the oil-fields development process and currently used associated gas removal methods that are not very efficient and polluting nowadays. This paper provides a theoretical justification of the inefficiency of the associated gas removal technologies used. The theoretical description of the possible surface equipment modernization scheme for a more simple, efficient and economical associated gas from the annular borehole space removal is offered.

Key words: oil and gas fields development and exploitation, annulus pressure, ASP, gas-liquid jet pump, well liquid collector, drainage tank, well annular space, the dynamic liquid level, flow rates, gas factor, «torches».

В настоящее время происходит очень интенсивное освоение и разработка нефтегазовых месторождений. Большинство, а точнее почти все нефтяные месторождения содержат попутный газ. В большинстве этих случаев попутный газ не может быть полностью добыт вместе с нефтью, вследствие чего от него приходится избавляться другими, часто неэффективными методами (с помощью «факелов», стравливанием газа в дренажную емкость или даже в атмосферу) [1, 2].

При освоении и разработке нефтегазовых месторождений происходит постепенное снижение пластового давления, вплоть до падения его ниже давления насыщения нефти газом. Вследствие чего выделение газа из нефти начинается происходить прямо в призабойной зоне пласта, что оказывает неблагоприятное влияние на весь процесс разработки [3, 4, 5].

Выделение газа из нефти вызывает понижение температуры жидкости, что, в свою очередь, приводит к кристаллизации и осаждению АСП (асфальтенов, смол, парафинов) на стенках скважины, уменьшая площадь ее поперечного сечения и снижая ее пропускную способность [6, 7, 8].

Понижение температуры в затрубном пространстве приводит к образованию конденсата и его замерзанию вплоть до полного закупоривания затрубного пространства – образования АСП «пробок», под которыми скапливается выде-

ляющийся попутный газ и создает избыточное давление на поверхность жидкости в затрубном пространстве. А это мешает притоку жидкости в скважину и осложняет процесс разработки [9, 10, 11, 12].

Кроме того, даже без образования «пробок» в затрубном пространстве, скапливающийся попутный газ также создает давление на поверхность жидкости, мешая притоку флюида к скважине [13, 14, 15].

Для избегания неблагоприятных последствий влияния попутного газа его обычно стравливают из затрубного пространства в предназначенные для этого дренажные емкости или даже, хотя это и запрещено с экологической точки зрения, – в атмосферу. Учитывая в некоторых случаях не герметичность конструкции дренажных емкостей, стравливание газа в них равносильно стравливанию его в атмосферу [16, 17, 18].

Описанные методы устранения попутного газа повсеместно используются в настоящее время, несмотря на их экологическую небезопасность и экономическую неэффективность. Их усовершенствование или замена помогли бы избежать многих проблем, связанных с этой областью деятельности.

Чтобы избавиться от неблагоприятного влияния попутного газа на окружающую среду, необходима система, исключая попадание газа в атмосферу. Для этого нужна полная герметизация системы удаления попутного газа [17, 19, 20].

Для эффективного удаления попутного газа необходимо его не стравливать в дренажную емкость или атмосферу, а продавливать в общий жидкостной коллектор со всех скважин. Для этого необходимо сделать трубные отводы от затрубного пространства со всех скважин. На стыке отводов необходимо установить задвижки для регулирования и контроля процесса удаления попутного газа. Отводы со всех скважин подвести к одной трубе, объединить их в общий отвод, соединить его с жидкостным коллектором со скважин, на стыке с которым также необходимо установить задвижку. Возможно упростить этот процесс, сделав отвод от уравнительной задвижки, не подсоединяя трубу сразу к жидкостному коллектору, а сделав отвод к общему газовому коллектору и газо-жидкостному струйному насосу.

При такой конструкции отводов для попутного газа, когда давление газа в затрубном пространстве начнет превышать давление в жидкостном коллекторе скважин, можно будет стравить часть попутного газа в коллектор, но только то количество, ниже которого давление в затрубном пространстве сравняется с давлением в жидкостном коллекторе. А поскольку давление в жидкостном коллекторе поддерживается на очень высоком уровне (не ниже 20 атм.), то такое удаление попутного газа все еще будет неэффективным. Поэтому необходимо добавить в конструкцию устройство, которое будет задавливать попутный газ в коллектор, независимо от накопленного давления газа в затрубном пространстве [21, 22].

На стыке общего газового коллектора с жидкостным коллектором необходимо установить газо-жидкостной струйный насос и сделать к нему же подвод от жидкостного коллектора, чтобы он использовал потенциал скорости

жидкости проходящий через коллектор для того, чтобы проталкивать в этот же коллектор избыточный попутный газ. Характеристики используемого газожидкостного струйного насоса должны быть подобраны в соответствии с характеристиками давлений, газа и жидкости конкретных кустов\месторождений.

При такой конструкции отвода попутный газ будет удаляться максимально эффективно, без лишних энергетических затрат. Поскольку струйный насос будет задавливать газ в жидкостной коллектор за счет энергии самой жидкости.

Экономические затраты возникнут лишь на покупку и установку трубных отводов от затрубного пространства, покупку газожидкостного струйного насоса и его обслуживание, и обучение персонала обслуживанию нового оборудования, а также возможные надбавки в заработной плате за дополнительную работу с этим оборудованием.

Экономическая выгода же намного выше: за счет возможности не просто избавляться от попутного газа, а использовать его и продавать, так же избавление от проблемы экологического загрязнения и необходимости за него платить. К тому же эффективное удаление попутного газа из затрубного пространства поможет процессу разработки: отсутствие или своевременное избавление от избыточного давления на поверхность жидкости в затрубном пространстве будет способствовать более эффективной разработке пласта. Также избавление от попутного газа будет способствовать не нарушению теплового баланса в стволе и затрубном пространстве скважины, что приведет к уменьшению частоты образования ледяных пробок в затрубном пространстве и уменьшению осаждения АСП на стенках скважины. Это, в свою очередь, приведет к уменьшению экономических расходов на избавление от этих явлений и устранение их последствий.

Исходя из приведенных доводов и учитывая актуальность данной проблемы, можно сделать вывод о технологической, экономической и экологической эффективности предлагаемого способа устранения попутного газа из затрубного пространства. В связи с этим рекомендуется произвести необходимые улучшения в конструкции скважин\кустов, чтобы увеличить эффективность процесса освоения и разработки нефтегазовых месторождений и упростить его, при этом увеличив его экономическую эффективность, а также избавиться от некоторых неблагоприятных факторов его влияния на окружающую среду.

Список литературы

1. Нафикова, Р.А. Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях разработки месторождений [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 341-347.

2. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова, Л.М. Баязитова // Современ-

ные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.

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

4. Нафикова, Р.А. Особенности формирования компетенций при изучении дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции» [Текст] / Р.А. Нафикова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 149-154.

5. Ворсина, Н.А. Использование попутного нефтяного газа [Текст] / Н.А. Ворсина, А.В. Михайлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 142-147.

6. Ворсина, Н.А. Повышение эффективности подготовки нефти в НГДУ «Бавлынефть» [Текст] / Н.А. Ворсина, Т.М. Исмаилов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 148-154.

7. Усманова, Э.И. Применение ингибитора парафиноотложения СОН-ПАР-5403 для борьбы с АСПО в условиях Ишимбайского цеха добычи нефти и газа № 5 НГДУ «Ишимбайнефть» [Электронный ресурс] / Э.И. Усманова, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 88-92. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

8. Петрова, Л.В. Преддипломная практика бакалавров в техническом университете [Текст] / Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина, А.Х. Габзалилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 167-175.

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

10. Гарифуллина, З.А. Предприятия нефтяной отрасли как локомотив инновационного развития экономики России [Текст] / З.А. Гарифуллина, Р.Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 7. – С. 30-33.

11. Гарифуллина, З.А. Стратегические аспекты информационного ме-

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

12. Гарифуллина, З.А. Определение критериев успеха реализации it-проектов на предприятиях нефтяной отрасли с позиций теории функциональных систем [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 6. – С. 27-34.

13. Гарифуллина, З.А. К вопросу об экономической эффективности государственной политики в сфере экологизации нефтяной отрасли России [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 14-17.

14. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: автореф. дис. канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008. – 25 с.

15. Габзалилова, А.Х. Увеличение нагрузки на забой использованием на горизонтальном интервале стволов скважин винтообразных труб [Текст] / А.Х. Габзалилова, З.А. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 247-250.

16. Габзалилова, А.Х. Научно-методическое обоснование увеличения длины горизонтальных интервалов стволов скважин [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Габзалилова Альфира Хамитовна. – Уфа, 2012. – 151 с.

17. Габзалилова, А.Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении [Текст] / А.Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 193-198.

18. Габзалилова, А.Х. Осевая нагрузка на забой и на подъемный механизм в горизонтальной скважине с интервалами: вертикальным, набора зенитного угла и изменения азимута [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 198-203.

19. Мухтасарова, Э.А. К вопросу повышения адаптивности системы управления буровыми предприятиями нефтяной отрасли [Текст] / Э.А. Мухтасарова, З.А. Гарифуллина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3. – С. 28-35.

20. Мухтасарова, Э.А. Кризис духовных ценностей российского общества и новые ценностные ориентиры современной молодежи [Текст] / Э.А. Мухтасарова // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 76-80.

21. Самигуллина, Л.З. Аспекты когнитивной и идеографической характеристики как способ описания профессиональной терминосистемы (на материа-

ле русского, татарского, башкирского и английского языков) [Текст] / Л.З. Самигуллина // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2013. – № 1 (8). – С. 88-93.

22. Самигуллина, Л.З. Нормативные аспекты нефтегазовой терминологии [Электронный ресурс] / Л.З. Самигуллина // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 447-456. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

УДК 622.276.6

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕЛЕВЫХ ЭКРАНОВ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА

Д.А. Баталов

(ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»)

В.В. Мухаметшин

(Проектный офис «Ранняя нефть» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»),

Г.С. Дубинский

(Государственное автономное научное учреждение

«Институт нефтегазовых технологий и новых материалов Республики
Башкортостан»)

Аннотация: Разработаны математические модели установки гелевых экранов в призабойной зоне пласта с целью ограничения водопритоков и увеличения охвата пласта дренированием.

Ключевые слова: моделирование, гелевый экран, ограничение водопритока.

UDC 622.276.6

GEL SCREENS MODELING IN THE RESERVOIR BOTTOM ZONE

D.A. Batalov

(LLC «LUKOIL - WESTERN SIBERIA»)

V.V. Mukhametshin

(Project Office «Early oil» LLC «LUKOIL - WESTERN SIBERIA»)

G.S. Dubinsky

(State autonomous scientific institution «The Institute of petroleum and gas
technologies and new materials of Bashkortostan Republic»)

Abstract: The mathematical model of the screens gel installation in the bottom hole formation zone to limit water inflow and increase drainage coverage of a layer was made.

Keywords: modeling, gel screen, limiting water inflow recovery.

Технология установки гелевых экранов в призабойных зонах пласта осуществляется по двум основным схемам. Предварительно смешивают реагенты на устье и смесь продавливается в пласт, или поочередно закачивают оторочки реагентов в пласт, где и происходит смешивание [1, 2]. После закачки скважину

оставляют для гелеобразования на 24–168 часов. Оторочка реагентов может закачиваться по всему перфорированному интервалу толщины пласта или селективно в выделенные интервалы продуктивного сечения с использованием пакерных устройств или специальных блокирующих составов [1].

Разработан ряд математических моделей для анализа процесса ограничения водопритока гелеобразующими составами и композициями [1-9], выбран подход, основанный на упрощении аналитических расчетов процесса. Такой подход разработан для процессов гелеобразования, инициированных повышенной температурой пласта [10] и изменением pH баланса в системе при закачке смеси в пласт [11]. К.М. Федоров и соавторы разработали программный пакет инженерной методики прогнозирования обработки призабойных зон добывающих скважин термополимеризующимися смолами [11].

Математическая модель процесса включает балансовые уравнения для гелеобразующего компонента (например ГОС на основе жидкого стекла, алюмохлоридов и алюмосиликатов) и уравнения притока тепла. Получены аналитические решения задачи о гелеобразовании в единичном пропластке. Сделаны следующие исходные предпосылки. При закачке гелеобразующего реагента в пласт распределение его по прослоям и пропласткам происходит в соответствии с профилем притока/приемистости до воздействия (определяется по данным обработки ГИС). В каждом прослое решается задача о гелеосадкообразовании при закачке реагента и остановке скважины для реагирования и определяются распределения геля по глубине пропластков. Далее в каждом пропластке рассчитываются распределения давления с учетом данных о распределении геля и изменения пористости и проницаемости среды. После этого проверяется соотношение наведенных градиентов давления в призабойной зоне и предельного градиента, обусловленного пластическими свойствами геля. Полагается, что гель является устойчивой и неподвижной системой в пропластках, где градиент давления не превышает критическую величину и заполняет часть порового пространства. В противном случае гелевый барьер считается неустойчивым и вымывается из пропластка мгновенно. Оптимальный объем закачиваемого реагента определяется путем массовых расчетов процесса закачки различных объемов оторочек реагентов исходя из целевой функции — максимальное выравнивание профиля расхода по толщине пласта. Проведенные расчеты являются исходными данными для определения продуктивности или приемистости скважин после воздействия.

Были выделены объекты — полигоны по известной методике [12, 13]. Проведенные расчеты позволили рассчитать оптимальные объемы закачки реагентов. Результаты прогнозов по изменению профилей приемистости нагнетательных скважин для прогнозирования дополнительной добычи нефти закладывались в модельные расчеты через введение скин-эффекта в каждом пропластке. С учетом величин скин-эффектов рассчитывался процесс заводнения и снижения обводненности добываемой продукции и таким образом определялось влияние воздействия через сравнение с результатами заводнения без учета скин-эффекта. С помощью этой процедуры были проведены прогнозы приме-

нения эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Такое прогнозирование эффективности воздействия очень важно для оптимизации и увеличения эффективности процесса извлечения нефти [14-18].

Список литературы

1. Технологии водоизоляционных работ в терригенных коллекторах [Текст] / Г.С. Дубинский, Х.И. Акчурин, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев. – СПб.: Недра, 2011. – 178 с.
2. Совершенствование методов ограничения водопритокów и увеличения нефтеотдачи залежей с трудноизвлекаемыми запасами [Текст]: учебное пособие / А.Н. Куликов, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2014. – 234 с.
3. Федоров, К.М. Аналитическое исследование процесса гелеобразования в призабойной зоне скважин [Текст] / К.М. Федоров // Известия РАН. – 1997. – № 4. – С. 91-97.
4. Математическое моделирование процессов изоляции водопритока в газовые скважины гелеобразующими композициями «Азимут-Z» [Текст] / К.М. Федоров, А.О. Ярославов, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Исследовано в России. – 2004. – Т. 7. – С. 2594-2603.
5. Дубинский, Г.С. Моделирование технологических параметров водоизоляционных работ с применением гелеобразующих составов – элемент метотехнологии ограничения водопритока в добывающие скважины [Текст] / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев // Исследовано в России. – 2011. – Т. 14. – С. 147-155.
6. Андреев, В.Е. Информационная технология диагностики типа обводнения скважин и разработки мероприятий по ограничению водопритока [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Федоров // Бурение и нефть. – 2012. – № 11. – С. 27-30.
7. Анализ и адаптации технологий ограничения водопритока для условий месторождений ООО «Лукойл – Западная Сибирь» [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 131-136.
8. Баталов, Д.А. Математическое моделирование установки гелевых барьеров в призабойной зоне скважин [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, Г.С. Дубинский // Приоритетные научные исследования и разработки: сборник статей Международной научно-практической конференции в 3-х т. (Саратов, 13 февраля 2016 г.) / отв. ред. А.А. Сукиасян. – Уфа: ОМЕГА САЙНС, 2016. – Т. 3. – С. 176-179.
9. Технологии ограничения водопритока с использованием гелеобразующих составов [Текст]: учебное пособие / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев,

В.В. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 202 с. (Допущено УМО).

10. Метод расчета размеров и состава оторочки термореактивных полимеров, закачиваемой в пласт с целью изоляции водопритока [Текст] / К.М. Федоров, О.Н. Пичугин, А.Р. Латыпов, Н.М. Гаврилова // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 8-10. – С. 82-84.

11. Программный комплекс для прогнозирования гелевых обработок призабойных зон скважин [Текст] / К.М. Федоров, В.В. Гузеев, О.Н. Пичугин, А.А. Чебаков // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 8. – С. 75-77.

12. Прогнозирование применения методов увеличения нефтеотдачи для крупных нефтегазоносных регионов [Текст] / Н.Ш. Хайредин, В.Е. Андреев, К.М. Федоров, Ю.А. Котенев. – Уфа: Гилем, 1997. – 106 с.

13. Группирование объектов разработки при проектировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.В. Чибисов, Р.Т. Ахметов, С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, А.Р. Хафизов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 89-96.

14. Применение метотехнологии физико-химического воздействия на продуктивный пласт для восстановления и увеличения продуктивности скважины [Текст] / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев, Р.Р. Хузин // Stredoevropsky vestnik pro vedu a vyzkum. – 2015. – Т. 81. – С. 38.

15. Интегрированная метотехнология ограничения водопритока в добывающие скважины [Текст] / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, О.А. Пташко, Ю.А. Котенев // Stredoevropsky vestnik pro vedu a vyzkum. – 2015. – Т. 73. – С. 26.

16. Применение гидроциклонирования для интенсификации процессов подготовки нефти [Текст] / Л.А. Коханчиков, В.М. Андриянов, А.И. Аверин, В.Г. Доронин, В.Ш. Мухаметшин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 4 (86). – С. 16-20.

17. Принципы построения АИС технико-экономической оценки и прогнозирования применения методов увеличения нефтеотдачи [Текст] / Н.Ш. Хайредин [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 1993. – № 6. – С. 10-14.

18. Мухаметшин, В.Ш. Статистические модели для оценки конечной нефтеотдачи залежей в карбонатных коллекторах на ранней стадии их изученности [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1991. – № 5. – С. 41-44.

УДК 622.276

К ВОПРОСУ ПОДБОРА ОБЪЕКТОВ И ПРОГНОЗА УСПЕШНОСТИ УГЛЕКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

А.С. Бахир, Н.А. Ворсина

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В данной работе рассмотрен геолого-промысловый материал

по результатам применения в условиях сложнопостроенных коллекторов с содержанием в продуктивном пласте карбонатов кальция и магния, асфальтосмолистого осадка метода углекислотной обработки призабойной зоны пласта. Оценены параметры, оказывающие влияние на успешность и эффективность данного метода стимуляции притока, предложены разработанные в результате обработки данных модели позволяющие оценить предполагаемые показатели обработки.

Ключевые слова: углекислотная обработка призабойной зоны пласта, прирост, дебит, снижение, обводненность, добыча

UDC 622.276

TO THE ISSUES OF BOTTOMHOLE FORMATION ZONE CARBON DIOXIDE TREATMENT OBJECTS SELECTION AND THE PROCEDURE SUCCESS PREDICTION

A.S. Bakhir, N.A. Vorsina

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. In this study the geologic material based on the results of bottom-hole formation zone treatment method used in complex reservoirs with carbonates of calcium and magnesium content in the productive layer, precipitate asphaltene carbon dioxide. The parameters influencing the success and efficiency of this method are estimated, basing on the resulting data processing models allowing rates estimation suggested.

Keywords: carbon dioxide processing bottom-hole zone of the formation, growth, production rate, decrease, water cut, production.

При разработке месторождений нефти с низкопроницаемыми пластами чаще всего возникает необходимость воздействия на пласты с целью стимуляции притока. При наличии в породе карбонатов кальция и магния, наличии асфальтосмолистого осадка одним из наиболее востребованных методов является углекислотная обработка (УКО) призабойной зоны пласта [1-4]. УКО отличается простотой технологии проведения и доступностью реагентов.

С целью выявления параметров, оказывающих максимальное влияние на успешность этой обработки [5-8] был проведен анализ результатов ее применения, результатов геофизических и гидродинамических исследований данного вида воздействия в условиях нефтегазодобывающего предприятия «Туймаза-нефть» [9, 10]. В процессе исследования были обработаны с использованием шагового регрессионного анализа различные параметры.

В качестве зависимых переменных были выбраны [11-13]:

- относительный прирост дебита нефти;
- абсолютный прирост дебита нефти;
- общий прирост добычи нефти;
- относительное снижение обводненности продукции;
- абсолютное снижение обводненности продукции.

Эти переменные рассматривались в зависимости от геолого-физических характеристик пласта:

H_3 – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в скважине, м;

$H_{пл}$ – средняя толщина нефтенасыщенных пропластков в скважине, м;

n – количество нефтенасыщенных пропластков в скважине;

m – средневзвешенная пористость пласта в скважине по данным геофизических исследований, %;

K_k – коэффициент нефтенасыщенности, %;

μ – вязкость нефти, $\text{мПа} \cdot \text{с}$.

$H_{зал}$ – глубина залегания продуктивного пласта, м;

$P_{пл}$ – начальное пластовое давление, МПа;

От технологических параметров работы скважин:

Q_1 – дебит нефти до проведения обработки, т/мес;

Q_2 – дебит нефти после проведения обработки, т/мес;

ΔQ_i – прирост дебита нефти после проведения обработки по сравнению с дебитом до обработки, т;

i – продолжительность эффекта, мес;

B_1 – обводненность продукции на момент до проведения обработки, %;

B_2 – обводненность продукции после проведения обработки, %;

T – время с начала эксплуатации скважин до момента проведения обработки, мес;

Q_{max} – максимальный дебит нефти из скважины до проведения обработки, т/мес;

$Q_{нак}$ – накопленная добыча нефти на момент проведения обработки, т;

$Q_{нач}$ – начальный дебит нефти скважины, т/мес;

От параметров, характеризующих технологию проведения обработок:

K – концентрация соляной кислоты, %;

U_k – объем закаченной кислоты, м^3 ;

$P_{зак}$ – давление закачки, МПа;

U_k/H_3 – удельный расход кислоты, $\text{м}^3/\text{м}$.

В результате были получены одномерные статистики характеризующие:

– относительный прирост дебита нефти

$$\mathcal{E}_2 = \frac{Q_2 - Q_1}{Q_1} \cdot 100 \quad (1)$$

– абсолютный прирост дебита нефти

$$\mathcal{E}_1 = Q_2 - Q_1 \quad (2)$$

– общий прирост добычи нефти

$$\mathcal{E}_3 = \sum_{i=1}^t \Delta Q_i \quad (3)$$

– относительное снижение обводненности продукции

$$\mathcal{E}_4 = \frac{B_1 - B_2}{B_1} \cdot 100 \quad (4)$$

– абсолютное снижение обводненности продукции

$$\mathcal{E}_5 = B_1 - B_2 \quad (5)$$

Интервалы изменения параметров по скважинам, в которых изучен эффект углекислых обработок (УКО) и значения статистик приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Интервалы изменения параметров и одномерные статистики

Параметр	Среднее значение	Среднеквадратич. отклонение	Максимальное значение	Минимальное значение
1	2	3	4	5
H_3 , м	3,7	2,1	8,7	0,8
$H_п$, м	2,8	1,6	8,7	0,8
n	1	0,7	4	1
m, %	22,2	29	28	16
K_H , %	85,1	4,2	91,5	77,0
$H_{зал}$, м	972	113	1467	925
μ , МПа·с	1,5	0,0	1,5	1,5
$P_{пл}$, МПа	11,1	0,2	11,1	11,1
$Q_{нач}$, т/мес	212	219	920	0
Q_{max} , т	377	253	1000	0
T, мес	91	70	300	13
$Q_{нак}$, т	20843	26960	86916	0
B_1 , %	39,9	34,5	100,0	3,0
U_K , м ³	9,8	1,2	14,0	7,0
$P_{зак}$, МПа	8,5	3,5	20,0	4,0
U_K/H_3 , м ³ /м	3,47	1,8	8,8	1,1
Ξ_1 , т/мес	15,48	4,75	109,9	1
Ξ_2 , %	15,03	4,90	219,2	1
Ξ_3 , т	100,48	5,15	665,1	1
Ξ_4 , %	6,11	3,53	66,6	1
Ξ_5 , %	13,59	3,97	59,4	1

Дальнейшие исследования с использованием последовательной процедуры Вальда и анализ кривых распределения позволили выявить следующие основные положения успешности проведения углекислотной обработки:

а) на прирост добычи нефти наибольшее влияние оказывают – средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, коэффициент нефтенасыщенности и отношение объема закаченной кислоты к эффективной нефтенасыщенной толщине пласта;

б) на снижение обводненности продукции – средневзвешанная пористость, коэффициент нефтенасыщенности, накопленная добыча на момент воздействия, обводненность продукции, отношение объема закаченной кислоты к эффективной нефтенасыщенной толщине пласта;

в) интервалы значений наиболее информативных геолого-технологических параметров.

г) для достижения максимального прироста добычи нефти при проведении УКО должно выполняться следующее условие:

$$U_{\kappa} = 3,4667 \cdot H_{\Sigma}, \text{ при среднем значении } P_{\text{зак}} = 8,57 \text{ Мпа.}$$

Данные интервалов успешного применения обработки представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Интервалы наиболее успешного применения углекислотной обработки призабойной зоны пласта

Прирост добычи нефти		Падение обводненности продукции	
Параметр	Интервал	Параметр	Интервал
1	2	3	4
$H_{\text{п}}, \text{ м}$	3-15	$m, \%$	23,8-27,0
$K_{\text{н}}, \%$	85,3-90,3	$K_{\text{н}}, \%$	85,5-91,0
$U_{\kappa}/H_{\Sigma}, \text{ м}^3/\text{м}$	2,7-8,6	$Q_{\text{нак}}, \text{ т}$	5550,0-9105,6
		$U_{\kappa}/H_{\Sigma}, \text{ м}^3/\text{м}$	1,7-4,8

В результате использования полученных положений при шаговом регрессионном анализе были получены следующие геолого-статистические модели:

Модель для оценки абсолютного прироста дебита нефти в результате проведения углекислотной обработки:

$$\Delta_1 = 0,004 \cdot \frac{e^{0,005 \cdot H_{\Sigma}} \cdot e^{0,180 \cdot K_{\text{н}}} \cdot e^{0,005 \cdot Q_{\text{max}}}}{e^{0,504 \cdot m} \cdot e^{0,002 \cdot H_{\Sigma \text{эл}}} \cdot e^{0,00001 \cdot Q_{\text{нак}}}} \quad (R=0,852) \quad (6)$$

Модель для оценки относительного прироста дебита нефти в результате проведения углекислотной обработки:

$$\Delta_2 = \frac{e^{0,483 \cdot H_{\Sigma}} \cdot e^{0,195 \cdot m} \cdot e^{2,055 \cdot P_{\text{пл}}}}{e^{229,40} \cdot e^{0,302 \cdot H_{\text{п}}} \cdot e^{0,006 \cdot T} \cdot e^{0,010 \cdot P_{\text{зак}}}} \quad (R=0,601) \quad (7)$$

Модель для оценки общего прироста дебита нефти в результате проведения углекислотной обработки:

$$\Delta_3 = \frac{e^{0,717 \cdot H_{\Sigma}} \cdot e^{2,055 \cdot P_{\text{пл}}}}{e^{123,639} \cdot e^{0,090 \cdot m} \cdot e^{6,005 \cdot H_{\Sigma \text{эл}}} \cdot e^{0,009 \cdot T} \cdot e^{0,344 \cdot U_{\kappa}/H_{\Sigma}}} \quad (R=0,698) \quad (8)$$

Модель для оценки относительного снижения обводненности продукции в результате проведения углекислотной обработки:

$$\Delta_4 = \frac{1}{42,940 \cdot 10^7} \cdot \frac{e^{0,480 \cdot H_{\text{п}}} \cdot e^{0,023 \cdot H_{\Sigma \text{эл}}} \cdot e^{0,015 \cdot T}}{e^{0,565 \cdot N} \cdot e^{0,062 \cdot m} \cdot e^{0,004 \cdot Q_{\text{нач}}}} \quad (R=0,845) \quad (9)$$

Модель для оценки абсолютного снижения обводненности продукции в результате проведения углекислотной обработки:

$$\Delta_5 = \frac{1}{19,811 \cdot 10^{15}} \cdot \frac{e^{0,081 \cdot K_{\text{н}}} \cdot e^{0,036 \cdot H_{\Sigma \text{эл}}} \cdot e^{0,016 \cdot T}}{e^{0,003 \cdot Q_{\text{нач}}} \cdot e^{0,001 \cdot Q_{\text{нак}}} \cdot e^{0,019 \cdot B}} \quad (R=0,732) \quad (10)$$

Данные геолого-статистические модели можно использовать для подбора объектов и прогноза наиболее успешных углекислотных обработок призабойной зоны пласта.

Список литературы

1. Халимов, О.А. Добыча нефти штанговыми глубинными насосами на Илькинском месторождении [Текст] / О.А. Халимов, Н.А. Ворсина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 393-396.
2. Халимов, О.А. Оптимизация режима эксплуатации скважин установками штанговых насосов в Октябрьском цехе добычи нефти и газа № 1 нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть» [Текст] / О.А. Халимов, Н.А. Ворсина // Материалы 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. (Октябрьский, 22 апреля 2013 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 238-240.
3. Моделирование и прогнозирование эффективности технологий стимуляции скважин глинокислотным воздействием на призабойную зону [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 117-130.
4. Мухаметшин, В.В. Прогноз эффективности СКО в терригенных коллекторах месторождений Когалымского региона [Текст] / В.В. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 141-143.
5. Беркутов, Е.А. Анализ эффективности обработки скважин кислотой замедленного действия в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Текст] / Е.А. Беркутов, Н.А. Ворсина // Материалы 38-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 18 апреля-14 мая 2011 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 9-13.
6. Ибрагимов, Д.Р. Эффективность применения химических методов повышения продуктивности скважин в ОАО «Нижневартовское нефтяное предприятие» [Текст] / Д.Р. Ибрагимов, Н.А. Ворсина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 177-179.
7. Зейгман, Ю.В. Геолого-статистическое моделирование эффективности соляно-кислотного воздействия (СКВ) [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Актуальные проблемы нефтегазового дела: сборник научных трудов в 4-х т. (Октябрьский, 17-28 апреля 2006 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – Т. 1. – С. 136-141.
8. Баталов, Д.А. Обобщение результатов лабораторных исследований для адаптации технологий воздействия на пласты для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, Г.С.

Дубинский // Научные преобразования в эпоху глобализации: сборник статей Международной научно-практической конференции в 2 ч. (Екатеринбург, 18 декабря 2015 г.) / отв. ред. А.А. Сукиасян. – Уфа: РИО МЦИИ ОМЕГА САЙНС, 2015. – Ч. 2. – С. 304-306.

9. Лапшин, В.Л. Увеличение продуктивности скважин в карбонатных коллекторах составами ДН-9010 на основе соляной кислоты [Текст] / В.Л. Лапшин, Р.А. Нафикова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 66-71.

10. Касимханов, Р.Р. Эффективность технологии стадийного проведения большеобъемных солянокислотных обработок [Текст] / Р.Р. Касимханов, Р.А. Нафикова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 52-57.

11. Мухаметшин, В.В. Обобщение опыта проведения соляно-кислотных обработок с целью повышения эффективности контроля и регулирования процесса воздействия в условиях залежей высоковязкой нефти турнейского яруса [Текст]: монография / В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 114 с.

12. Мухаметшин, В.В. Адаптация соляно-кислотного воздействия на залежах в карбонатных коллекторах [Текст] / В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4. – № 1. – С. 127-131.

13. Мухаметшин, В.В. Экспресс-метод обоснования повышения успешности проведения соляно-кислотных обработок (СКО) [Текст] / В.В. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 144-149.

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ ПОДБОРА СКВАЖИН ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

А.С. Бахир, Н.А. Ворсина

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Несмотря на многолетний опыт применения и большой объем проведенных исследований, направленных на совершенствование и повышение эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта, существуют объективные и субъективные причины снижающие успешность обработок. В статье рассмотрено влияние параметров, оказывающих преобладающее влияние на эффективность обработок и последующее моделирование процесса на примере термогазохимического воздействия (ТГХВ) в условиях нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть».

Ключевые слова: термогазохимическое воздействие, эффективность, параметры, трещины, пласт, анализ.

THERMAL-GAS-CHEMICAL FORMATION TREATMENT WELLS SELECTION PECULIARITIES

A.S. Bakhir, N.A. Vorsina

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. Despite many years of application experience and a great research amount aimed at bottomhole formation zone impact methods improving and enhancing, there are still abundance of objective and subjective reasons for reducing the treatment success. In this paper the influence of parameters having dominant influence on the treatment effectiveness and the subsequent modeling process on the thermal-gas-chemical formation treatment (TGHT) example in oil and gas extracting company «Tuimazaneft».

Keywords: thermal-gas-chemical formation treatment, effectiveness, options, cracks, formation, analysis.

Термогазохимическое воздействие относят к методам комплексного воздействия на призабойную зону пласта, эксплуатирующегося в сложных геолого-физических условиях [1,2].

Метод аналогичен гидроразрыву пласта [3], но без закрепления трещин, приводит к образованию новых и расширению существующих трещин [4,5]. За счет горения пороховых газов создается высокая температура в призабойной зоне пласта, они уходят глубоко в пласт, уменьшая вязкость смол, парафинов и асфальтенов, выпавших в осадок в результате работы скважины. Кроме того пороховые газы (содержащие в основном углекислый газ) растворяются в нефти изменяя ее подвижность. Используемый раствор соляной кислоты усиливает воздействие на коллектор за счет химических реакций. Для столь сложного воздействия необходимо обобщить промысловый опыт проведения обработок с использованием текущей геолого-промысловой информацией [6, 7]. Для обработки результатов геолого-промыслового анализа, геофизических и гидродинамических исследований были использованы: последовательная процедура Вальда и шаговый регрессионный анализ.

В качестве зависимых переменных были использованы [8, 9]:

– относительный прирост дебита нефти

$$\mathfrak{Z}_2 = \frac{Q_2 - Q_1}{Q_1} \cdot 100 \quad (1)$$

– абсолютный прирост дебита нефти

$$\mathfrak{Z}_1 = Q_2 - Q_1 \quad (2)$$

– общий прирост добычи нефти

$$\mathfrak{Z}_3 = \sum_{i=1}^t \Delta Q_i \quad (3)$$

– относительное снижение обводненности продукции

$$\mathfrak{Z}_4 = \frac{B_1 - B_2}{B_1} \cdot 100 \quad (4)$$

– абсолютное снижение обводненности продукции

$$\mathfrak{Z}_5 = B_1 - B_2 \quad (5)$$

Q_1 – дебит нефти до проведения обработки, т/мес;

Q_2 – дебит нефти после проведения обработки, т/мес;
 ΔQ_i – прирост дебита нефти после проведения обработки по сравнению с дебитом до обработки, т;
 i – продолжительность эффекта, мес;
 B_1 – обводненность продукции до проведения обработки, %;
 B_2 – обводненность продукции после проведения обработки, %;
 Параметры, отражающие геолого-физические свойства пластов:
 H_3 – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в скважине, м;
 $H_{п}$ – средняя толщина нефтенасыщенных пропластков в скважине, м;
 n – количество нефтенасыщенных пропластков в скважине;
 m – средневзвешенная пористость пласта в скважине по данным геофизических исследований, %;
 K_k – коэффициент нефтенасыщенности, %;
 μ – вязкость нефти, **мПа · с**.
 Параметры, отражающие условия залегания:
 $H_{зал}$ – глубина залегания продуктивного пласта, м;
 $P_{пл}$ – начальное пластовое давление, МПа;
 Технологические параметры работы скважин:
 T – время с начала эксплуатации скважин до момента проведения обработки, мес;
 Q_{max} – максимальный дебит нефти скважины до проведения обработки, т/мес;
 B_1 – обводненность продукции скважины на момент проведения обработки, %;
 $Q_{нак}$ – накопленная добыча нефти на момент проведения обработки, т;
 $Q_{нач}$ – начальный дебит нефти скважины, т/мес;
 В качестве переменных для изучения термогазохимического воздействия использовались дополнительные параметры:
 M_3 – масса использованного заряда, кг;
 M_3/H_3 – удельная масса использованного заряда, кг/м.
 Интервалы изменения параметров по скважинам, в которых получен эффект от ТГХВ и одномерные статистики приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Интервалы изменения параметров и одномерные статистики

Параметр	Среднее значение	СКО	Максимальное значение	Минимальное значение
1	2	3	4	5
H_3 , м	6,5	3,0	13,6	2,0
$H_{п}$, м	4,8	2,7	10,8	1,7
n	1	0,7	4	1
m , %	19,8	4,4	25,3	7,0
K_k , %	83,6	8,3	89,3	56
$H_{зал}$, м	1231	395	1479	948
μ , мПа · с	2,4	72,06	30,2	2,5
$P_{пл}$, МПа	15,4	2,8	17,2	11,1

$Q_{нач}$, т/мес	747	677	2160	12,0
Q_{max} , т	1476	1497	4774	45,0
T, мес	277	129	396	13
$Q_{нак}$, т	42722	40099	99999	262
B_1 , %	70,9	27,67	99,1	8,3
M_3 , кг	99,4	36,8	176	16
M_3/H_3 , кг/м	17	6	33	4
Ξ_1 , т/мес	26,84	5,75	121,5	0
Ξ_2 , %	55,14	3,15	330,2	3,9
Ξ_3 , т	181,63	6,55	665,1	3,0
Ξ_4 , %	4,26	2,45	17,8	0
Ξ_5 , %	7,09	3,45	10,8	0

Расчеты проведенные с использование процедуры Вальда и анализ кривых распределения позволили установить параметры оказывающие наибольшее влияние на успешность термогазохимического воздействия:

а) на прирост добычи нефти: эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, максимальный дебит нефти до ТГХВ, время с начала эксплуатации до проведения обработки, накопленная добыча нефти до ТГХВ, масса использованного заряда;

б) на снижение обводненности продукции – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, накопленная добыча нефти на момент ТГХВ, масса использованного заряда.

Анализ кривых распределения скважин в зависимости от изменения значений наиболее информативных геолого-технологических параметров, как предложено в [10-12], позволил выделить интервалы наиболее успешного применения воздействия. Эти интервалы представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Интервалы наиболее успешного применения воздействия на призабойную зону

Прирост добычи нефти		Падение обводненности продукции	
Параметр	Интервал	Параметр	Интервал
H_3 , м	5,5-17,2	H_3 , м	5-19,4
$Q_{нач}$, т	462-1828	$Q_{нак}$, т	4950-73000
Q_{max} , т	2617-4606		
T, мес	250-381	M_3 , кг	108,0-165,6
$Q_{нак}$, т	26475-75475		
M_3 , кг	129,6-166,4		

При использовании метода математической статистики (метода шагового регрессионного анализа) обработки геолого-промыслового материала по скважинам НГДУ «Туймазанефть» были получены следующие модели:

Модель для оценки абсолютного прироста дебита нефти в результате проведения ТГХВ имеет следующий вид:

$$\Delta_1 = 0,0176 \cdot \frac{e^{0,073 \cdot K_n} \cdot e^{0,002 \cdot Q_{\max}} \cdot e^{0,027 \cdot M_3}}{e^{0,017 \cdot \mu} \cdot e^{0,002 \cdot Q_{\text{нач}}} \cdot e^{0,009 \cdot T}} \quad (R=0,852) \quad (6)$$

Модель для оценки относительного прироста дебита нефти в результате проведения ТГХВ имеет следующий вид:

$$\Delta_2 = 4,345 \cdot \frac{e^{0,099 \cdot H_3} \cdot e^{0,021 \cdot P_{\text{пл}}} \cdot e^{0,001 \cdot Q_{\max}} \cdot e^{0,005 \cdot M_3}}{e^{0,001 \cdot Q_{\text{нач}}} \cdot e^{0,014 \cdot B}} \quad (R=0,861) \quad (7)$$

Модель для оценки общего прироста дебита нефти в результате проведения ТГХВ имеет следующий вид:

$$\Delta_3 = 67,424 \cdot \frac{e^{0,001 \cdot H_{\text{зал}}} \cdot e^{0,002 \cdot Q_{\max}} \cdot e^{0,001 \cdot Q_{\max}} \cdot e^{0,01 \cdot M_3}}{e^{0,017 \cdot \mu} \cdot e^{0,001 \cdot Q_{\text{нач}}} \cdot e^{0,001 \cdot Q_{\text{нач}}}} \quad (R=0,852) \quad (8)$$

Для достижения максимального прироста добычи нефти в результате проведения ТГХВ необходимо чтобы выполнялось следующее соотношение:

$$M_3 = 17,1058 \cdot H_3 \quad (9)$$

Модель для оценки абсолютного снижения обводненности продукции в результате проведения ТГХВ имеет следующий вид:

$$\Delta_5 = 19,747 \cdot \frac{e^{0,366 \cdot N} \cdot e^{0,033 \cdot m}}{e^{0,035 \cdot \mu} \cdot e^{0,005 \cdot T} \cdot e^{0,018 \cdot B} \cdot e^{0,016 \cdot M_3 / H_3}} \quad (R=0,979) \quad (10)$$

Модель для оценки относительного снижения обводненности продукции в результате проведения ТГХВ имеет следующий вид:

$$\Delta_4 = 110,388 \cdot \frac{e^{0,480 \cdot N} \cdot e^{0,045 \cdot m} \cdot e^{0,001 \cdot Q_{\text{нач}}}}{e^{0,003 \cdot T} \cdot e^{0,049 \cdot B} \cdot e^{0,009 \cdot M}} \quad (R=0,984) \quad (11)$$

Выбор скважин-кандидатов для проведения термогазохимического воздействия производят по оптимальным значениям [13-15], полученным в результате вычислений по предложенным моделям на основе фактических данных. Такой подход позволит прогнозировать успешность и эффективность воздействия.

Список литературы

1. Беркутов, Е.А. Анализ эффективности обработки скважин кислотой замедленного действия в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Текст] / Е.А. Беркутов, Н.А. Ворсина // Материалы 38-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 18 апреля-14 мая 2011 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 9-13.
2. Бадамшина, А.Ф. Применение кислоты замедленного действия для повышения нефтеотдачи пласта в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Электронный

ресурс] / А.Ф. Бадамшина, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 15-17. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

3. Беркутов, Е.А. Эффективности химических методов увеличения нефтеотдачи пласта в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Электронный ресурс] / Е.А. Беркутов, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 27-30. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

4. Касимханов, Р.Р. Эффективность технологии стадийного проведения большеобъемных солянокислотных обработок [Текст] / Р.Р. Касимханов, Р.А. Нафикова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 52-57.

5. Лапшин, В.Л. Увеличение продуктивности скважин в карбонатных коллекторах составами ДН-9010 на основе соляной кислоты [Текст] / В.Л. Лапшин, Р.А. Нафикова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 66-71.

6. Мухаметшин, В.В. Геолого-технологическое обоснование повышения успешности соляно-кислотных обработок (СКО) скважин [Текст] / В.В. Мухаметшин // Актуальные проблемы нефтегазового дела: сборник научных трудов в 4-х т. (Октябрьский, 17-28 апреля 2006 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – Т. 2. – С. 83-87.

7. Баталов, Д.А. Обобщение результатов лабораторных исследований для адаптации технологий воздействия на пласты для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, Г.С. Дубинский // Научные преобразования в эпоху глобализации: сборник статей Международной научно-практической конференции в 2 ч. (Екатеринбург, 18 декабря 2015 г.) / отв. ред. А.А. Сукиасян. – Уфа: РИО МЦИИ ОМЕГА САЙНС, 2015. – Ч. 2. – С. 304-306.

8. Зейгман, Ю.В. Геолого-статистическое моделирование эффективности соляно-кислотного воздействия (СКВ) [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Актуальные проблемы нефтегазового дела: сборник научных трудов в 4-х т. (Октябрьский, 17-28 апреля 2006 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – Т. 1. – С. 136-141.

9. Мухаметшин, В.В. Адаптация соляно-кислотного воздействия на залежах в карбонатных коллекторах [Текст] / В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4. – № 1. – С. 127-131.

10. Мухаметшин, В.В. Обобщение опыта проведения соляно-кислотных обработок с целью повышения эффективности контроля и регулирования про-

цесса воздействия в условиях залежей высоковязкой нефти турнейского яруса [Текст]: монография / В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 114 с.

11. Мухаметшин, В.В. Прогноз эффективности СКО в терригенных коллекторах месторождений Когалымского региона [Текст] / В.В. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 141-143.

12. Мухаметшин, В.В. Экспресс-метод обоснования повышения успешности проведения соляно-кислотных обработок (СКО) [Текст] / В.В. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 144-149.

13. Грезина, О.А. Критерии оценки результатов кислотно-имплозионного воздействия в нефтяных скважинах [Текст] / О.А. Грезина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 73-78.

14. Технология комплексного воздействия на призабойную зону пласта – приоритетное направление развития методов стимуляции сложнопостроенных карбонатных коллекторов в НГДУ «Бавлынефть» [Текст] / Р.Г. Ханнанов, Р.М. Шакиров, А.А. Сивухин, О.А. Грезина // Георесурсы. – 2006. – № 3. – С. 15-17.

15. Моделирование и прогнозирование эффективности технологий стимуляции скважин глинокислотным воздействием на призабойную зону [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 117-130.

УДК 622.24

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА О ТЕХНИКЕ И ТЕХНОЛОГИЯХ СНИЖЕНИЯ ПУЛЬСАЦИЙ ДАВЛЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Л.Р. Баязитова, Т.Н. Миннивалеев

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В работе рассматриваются наиболее распространенные технологии, используемые для снижения пульсаций давления и расхода промывочной жидкости, возникающих в процессе бурения скважин, показаны их достоинства и недостатки.

Ключевые слова: расход промывочной жидкости, амплитуда, колебания, компенсатор, диафрагма.

THE CURRENT ISSUE ON TECHNIQUES AND TECHNOLOGIES OF REDUCING PRESSURE PULSATION OF THE WASHING FLUID IN THE DRILLING PROCESS

L.R.Bayazitova, T.N. Minnivaleev
(*Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU*)

Annotation. The paper examines the most common technologies used for reducing pressure pulsations and flow rate of the washing fluid, emerging in the process of drilling, showing their advantages and disadvantages.

Keywords: the flow rate of the washing liquid, the amplitude of the oscillations, compensator, diaphragm.

В целях снижения неравномерности подачи и давления промывочной жидкости на нагнетательной линии буровых насосов устанавливают компенсаторы. В настоящее время разработано большое число компенсаторов буровых насосов, основные виды которых представлены ниже.

На рисунке 1 представлен поршневой компенсатор. При возникновении в гидросистеме колебаний давления жидкость из подпоршневой полости Д давит на поршень 2, в результате чего он перемещается в полость Е, заполненную сжатым газом [1]. Тем самым при сжатии газа происходит гашение колебаний давления.

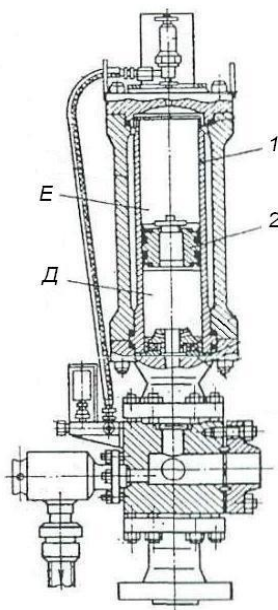


Рисунок 1 – Поршневой компенсатор [1]: 1 – втулка; 2 – поршень;
Д – подпоршневая полость; Е – полость, заполненная сжатым азотом

Одним из самых простых компенсаторов является воздушный колпак (рисунок 2а) без средоразделителя. Но они имеют большие габаритные размеры и применять их при высоких давлениях нецелесообразно.

Компенсаторами с более компактными габаритами являются цилиндрические с перфорированной трубой (рисунок 2б), шаровые (рисунок 2в), проточ-

ные (рисунок 2г). Компенсатор клапанного типа с предварительной накачкой газа (рисунок 2д) имеет более простую конструкцию, чем диафрагмовый.

Работа большинства газовых и воздушных компенсаторов основывается на сжатии газа при повышении давления жидкости и его расширении при снижении давления, то есть газ выполняет функцию подушки, амортизирующей изменение давления в гидросистеме. В результате этого неравномерность давления снижается.

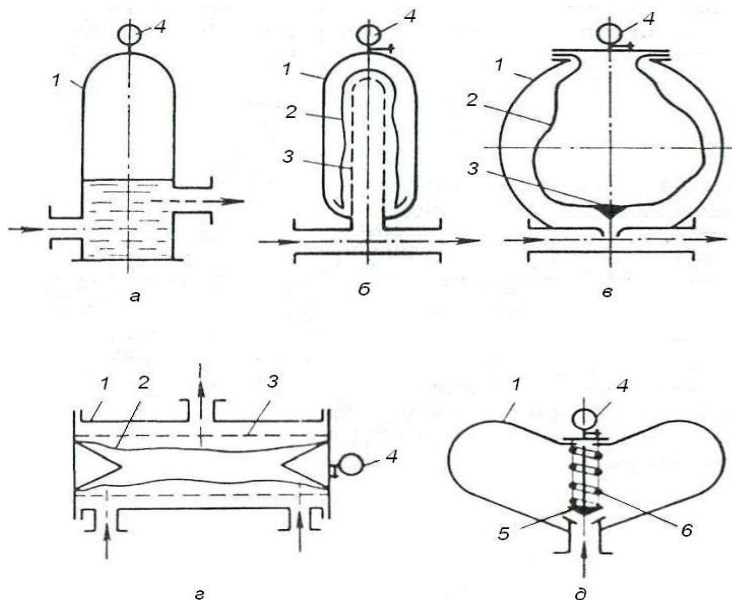


Рисунок 2 – Схемы компенсаторов буровых насосов: а – со свободным воздухом; б – диафрагмовый тупиковый; в – диафрагмовый шаровой; г – диафрагмовый проточный; д – клапанный тупиковый. 1 – корпус; 2 – диафрагма; 3 – перфорированная труба; 4 – манометр; 5 – клапан; 6 – пружина

В настоящее время наибольшее распространение получили пневмокомпенсаторы, разделителем между промывочной жидкостью и газом в которых служит диафрагма. В верхней его части находится под давлением газ либо воздух, нижняя его часть непосредственно контактирует с промывочной жидкостью или буровым раствором. Ниже дается детальное описание его конструкции.

Пневмокомпенсатор состоит из корпуса пневмокомпенсатора 3, в который установлена резиновая диафрагма 5 с завулканизированным металлическим сердечником 4 и закрепленным на нем стабилизатором 6. Стабилизатор 6 крепится к диафрагме 5 через пружинную шайбу 7 болтом 8. В верхней части диафрагма 5 зажимается крышкой 9 и тем самым герметизируется внутренняя ее полость, которая заполняется предварительно сжатым нейтральным газом до давления, определяемого по рабочему давлению жидкости в нагнетательной линии, крышка 9 крепится к корпусу 3 при помощи шпилек. На крышке 9 располагается переходник 13 с манометром 12 и вентиль 10, которые крепятся к крышке 9 через фланцы 14 и уплотняются медной прокладкой 15, затянутой

болтами через фланцы 14. Между фланцем 14 и крышкой 9 выдерживать зазор 3 мм, который позволяет производить установку вентиля 10 и манометра 12. Согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» вентиль закрыт защитным колпаком 11. Заполнение пневмокомпенсатора газом производится через вентиль 10, установленный на крышке 9. Манометр 12, установленный на крышке 9, предназначен для проверки величины начального давления газа в пневмокомпенсаторе, должен иметь предел измерения не ниже 40 МПа (400 кгс/см^2). Между корпусом пневмокомпенсатора 3 и тройником 18 установлены уплотнительные резиновые кольца 1. Сменное седло 2 является опорой для сердечника диафрагмы 5 в момент остановки насоса. Стабилизатор 6 предназначен для центрирования центра диафрагмы в момент опускания ее на седло при остановке насоса.

При работе насоса перекачиваемая жидкость, проходя через тройник 18, под давлением большим, чем начальное давление газа в пневмокомпенсаторе, отжимает резиновую диафрагму от седла 2 и попадает в нижнюю часть корпуса 3, сжимая газ до величины рабочего давления. В течение периода нагнетания, когда мгновенная подача насоса становится меньше средней подачи, перекачиваемая жидкость в нижней части корпуса 3 под диафрагмой, подается в нагнетательный трубопровод за счет расширения газа, а при увеличении подачи больше средней происходит, наоборот, поглощение жидкости из нагнетательного трубопровода за счет сжатия газа внутри диафрагмы. Таким образом, происходит выравнивание неравномерности подачи бурового насоса.

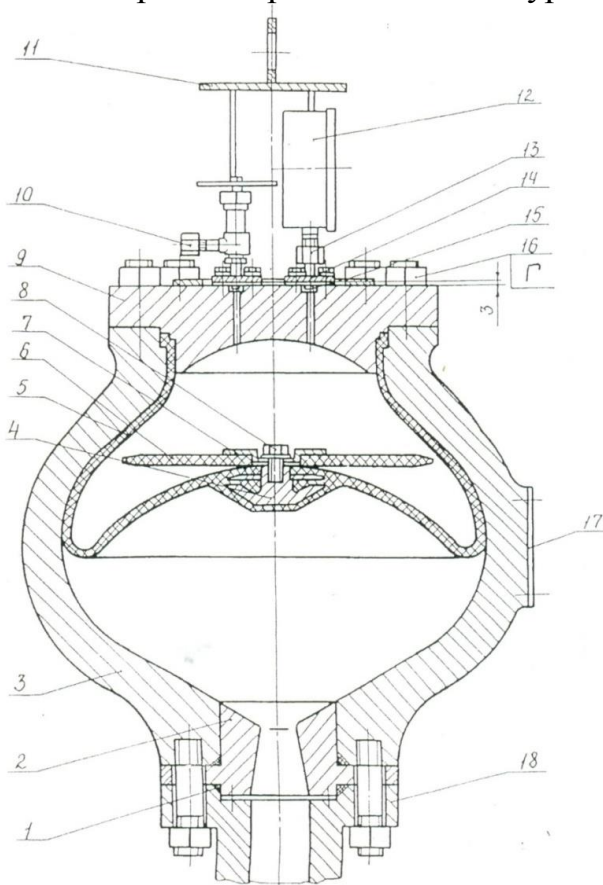


Рисунок 3 – Пневмокомпенсатор

Для правильной эксплуатации пневмокомпенсатора на табличке, прикрепленной к корпусу, приведен график создания начального давления воздуха в газовой полости в зависимости от давления на выходе из насоса.

Эффективность работы компенсаторов оценивается коэффициентом:

$$\delta = \frac{P_{max} - P_{min}}{P_{cp}}, \quad (1)$$

где P_{max} - максимальное давление в гидросистеме; P_{min} - минимальное давление в гидросистеме; P_{cp} - среднее давление в гидросистеме, определяемое по формуле [58]:

$$p_{cp} = (p_{max} + p_{min})/2. \quad (2)$$

Практически считается достаточным, чтобы колебания давления промысловочной жидкости были в пределах 1-5%, т.е. $\delta = 0,01 \div 0,05$.

Диафрагмовые пневмокомпенсаторы имеют существенный недостаток – быстрый выход из строя резиновых диафрагм, вызванный усталостью материала от многократных деформаций и от чрезмерного повышения давления в циркуляционной системе буровой установки.

Как показывает практика, применение описанных выше компенсаторов в составе циркуляционной системы буровых установок свидетельствует об их низкой эффективности.

Список литературы

1. Баграмов, Р.А. Буровые машины и комплексы [Текст] / Р.А. Баграмов. – М.: Недра, 1988. – 501 с.
2. Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промысловочной жидкости [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2015. – № 6 (45). – С. 14-16.
3. Гидродинамическое исследование работы забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора [Текст] / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 26-29.
4. Миннивалеев, Т.Н. Результаты промысловых испытаний гидромеханического компенсатора давления промысловочной жидкости [Текст] / Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 370-375.
5. Использование балльно-рейтинговой системы при преподавании дисциплин профессионального цикла [Текст] / Р.И. Сулейманов, Р.Г. Хабибуллина, А.К. Закипов, Т.Н. Миннивалеев // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 190–195.

6. Тарко, Л.М. Волновые процессы в трубопроводах гидромеханизмов [Текст] / Л.М. Тарко. – М.: Машгиз, 1963. – 162 с.

7. Шлык, Ю.К. Буровые насосы, как источник гидравлических помех [Текст] / Ю.К. Шлык, М.Р. Мавлютов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1998. – № 2. – С. 26-31.

8. Юнин, Е.К. Низкочастотные колебания бурильного инструмента [Текст] / Е.К. Юнин. – М.: Недра, 1983. – 132 с.

УДК 622.276

ТЕХНОЛОГИЯ УСТАНОВКИ ГЕЛЕВЫХ ЭКРАНОВ В УДАЛЕННОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА

М.М. Бохан, Л.Н. Хромых
(ФГБОУ ВО СамГТУ)

Аннотация. Для увеличения коэффициента охвата пласта заводнением и выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины в пласт закачивают композицию, которая образует потокоотклоняющую структуру (экран). В результате такой обработки происходит кольматация порового пространства призабойной зоны и снижение приемистости скважины. В данной работе рассматривается решение данных проблем путем применения технологии установки гелевых экранов в удаленную зону.

Ключевые слова: скважина, гель, увеличение КИН, полиакриламид, высокотемпературный пласт.

UDC 622.276

INSTALLATION TECHNOLOGY OF GEL STRUCTURES IN THE REMOTE PART OF THE RESERVOIR

M.M. Bokhan, L.N. Khromykh
(Samara State Technical University)

Annotation. To increase the water flooding sweep efficiency and alignment input profile of the injection well into the reservoir is pumped composition that forms a flow diverting structure (the screen). As a result of this treatment, there is mudding pore space bottom zone and reducing injectivity. In this paper we consider the solution of these problems through the use of technology installation gel screen in a remote area.

Keywords: well, gel, increasing ORF, polyacrylamide, a high-temperature reservoir.

Суть технологии с применением композиций на основе полимеров состоит в создании гидродинамических сопротивлений в промытых пропластках и отклонении потоков воды для вовлечения в разработку низкопроницаемых участков. Для создания структуры (экрана) используют водный раствор полиакриламида в композиции со сшивателем.

Как правило, экраны устанавливают в призабойной зоне пласта, где реализуются самые высокие перепады давлений, поэтому к экранам предъявляют особые требования по прочности, которая зависит от концентрации реагентов в композиции, а также обеспечивается протяженностью его по длине.

Выбор составов и объемов закачек осуществляется на основе экспериментальных исследований и математического моделирования. Однако, каким бы ни был состав, в результате высоких нагрузок происходит постепенное разрушение экрана, что требует повторных обработок, которые зачастую приводят к снижению приемистости нагнетательной скважины. Также недостатком технологии является необходимость закачки интенсифицирующего состава после формирования геля в пласте с целью снижения сопротивлений в низкопроницаемом пропластке. Это приводит к усложнению и удорожанию процесса обработки.

Указанные недостатки можно избежать, если устанавливать экраны на определенном расстоянии от нагнетательной скважины. Полимерные составы обладающие уникальными реологическими свойствами легко фильтруются в поровом коллекторе и успешно достигают необходимой зоны удаления, где при повышенных температурах, в результате термогидролиза происходит сшивка полимерных звеньев, что приводит к структурированию состава и образованию прочного экрана минимальной протяженности.

Таким образом, грамотно подобранные полимерные составы не кольматируют призабойную зону, повышают селективность обработки, а около скважинное пространство сохраняет существующие фильтрационные характеристики.

Технология установки гелевых экранов в удаленную зону в высокотемпературном пласте базируется на использовании неионогенного полимера акриламида и ацетата хрома. При температуре более 60°C начинается образование активных групп в полимерной цепочке в результате его гидролиза. Причем реакция гидролиза в водных растворах при повышенных температурах происходит с течением времени, за счет чего период гелеобразования сильно растягивается, что позволяет закачивать композицию в пласт на значительные расстояния. Ацетат хрома также позволяет расширять диапазон времен гелеобразования.

Время гелеобразования композиции сильно зависит не только от молекулярных характеристик полимера, но и его концентрации в композиции, а также от температуры. В призабойной зоне температура ниже, чем в удаленной зоне пласта и зависит от температуры закачиваемой воды и продолжительности ее закачки.

Данная технология прошла промышленные испытания на Вынгапуровском месторождении, где было сформировано 5 ОПУ.

Расчет технологических показателей разработки по участкам воздействия произведен по характеристикам вытеснения. Характеристики получены эмпирическим путем на основе обобщения промысловых данных. По программе рассчитаны базовые уровни добычи нефти по участкам воздействия. За базовый

адаптационный период приняты фактические показатели до начала первого воздействия. Величина доп.добычи определена как разница между уровнями добычи нефти по первому варианту разработки (без применения технологии ПНП) и второму (с применением).

На рисунке представлены результаты расчета по первому участку, где наблюдается снижение обводненности продукции и увеличение добычи нефти. Такая же тенденция прослеживается и на других ОПУ.

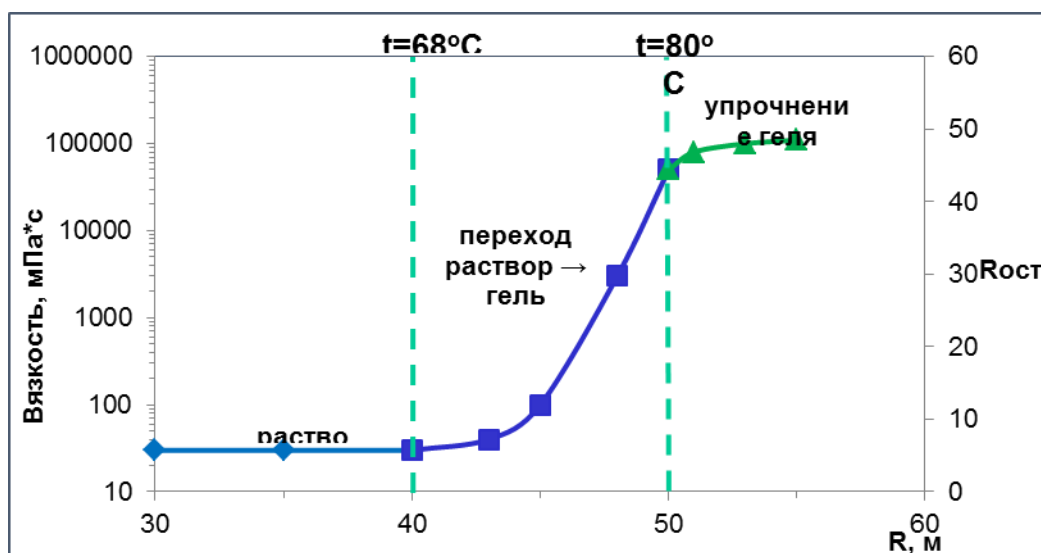


Рисунок 1 – Формирование геля в зависимости от температуры и зоны удаления

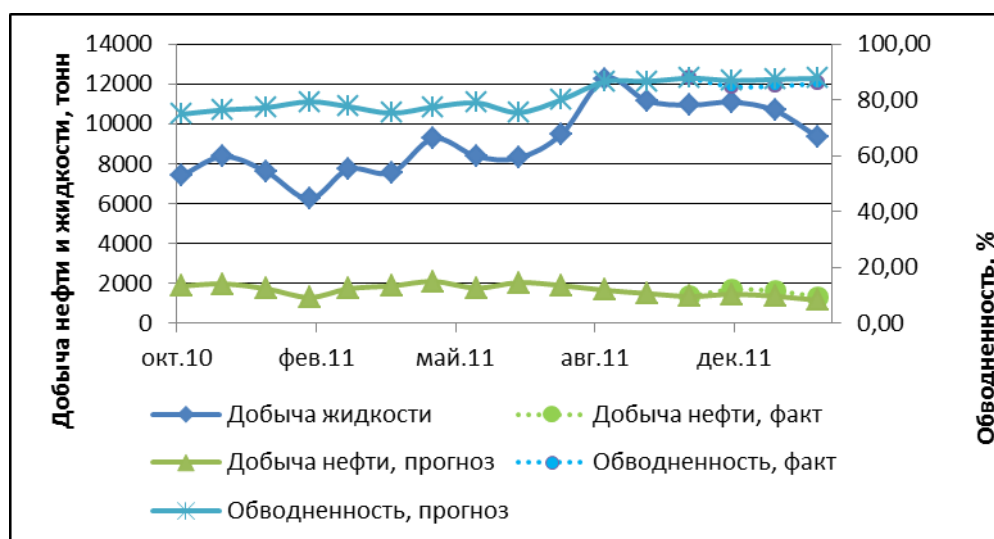


Рисунок 2 – Технологические показатели разработки ОПУ № 1

Несмотря на существование ограничений по применению данной технологии, которые заключаются в лимитировании температуры пласта и температуры закачиваемой воды, она остается высокоперспективной для месторождений Западной Сибири.

Список литературы

1. Елисеев, Д.Ю. Исследование влияния геолого-технологических факторов на эффективность физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов и дальнейшее их совершенствование [Текст] / Д.Ю. Елисеев, А.Н. Куликов // Нефть. Газ. Новации. – 2010. – № 7. – С. 55–61.
2. Муслимов, Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения [Текст] / Р.Х. Муслимов. – Казань: Фан, 2005. – 688 с.
3. Применение сшитых полимерно-гелевых составов для повышения нефтеотдачи [Текст] / М.М. Хасанов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 7. – С. 110–112.

УДК 62

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ХВОСТОВИКА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ШСНУ

А.М. Брусничкин, С.Е. Грибенникова
(ФГБОУ ВО СамГТУ)

Аннотация. Для решения проблемы скопления воды в скважине на интервале «забой-прием насоса» используются хвостовики. Благодаря представленной методике можно определить, какие факторы влияют на их эффективность. В данной статье рассмотрено влияние геометрических параметров на эффективность хвостовиков.

Ключевые слова: скважина, хвостовики, образование эмульсий, повышение дебита, ШГН.

UDC 62

ASSESSMENT OF INFLUENCE OF GEOMETRICAL PARAMETERS OF THE SHANK ON OVERALL PERFORMANCE OF THE WELLS EQUIPPED WITH DWPU

A. M. Brusnichkin, S.E. Gribennikova
(Samara State Technical University)

Annotation. For a solution of the problem of a congestion of water in a well on an interval «a pump face reception» shanks are used. Thanks to the presented technique it is possible to define what factors influence their efficiency. In this article influence of geometrical parameters on efficiency of shanks is considered.

Keywords: well, shank, emulsification, increase of on output, SPR

На скважинах, оборудованных ШГН зачастую происходит накопление воды в интервале «забой-прием насоса». Одним из вариантов решения данной проблемы является установка хвостовика. Оценка эффективности применения хвостовиков в данной работе предлагается с помощью расчета прироста дебита жидкости к скважине по представленной формуле:

$$\Delta Q_{\text{ж}} = k_{\text{прод}} (\Delta P'_z + \Delta P_{\text{тр скв}} - \Delta P_{\text{тр хв}}), \quad (1)$$

где $k_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности скважины;

$\Delta P_{\text{тр скв}}$ и $\Delta P_{\text{тр хв}}$ – потери давления на трение в скважине и на хвостовике соответственно;

$\Delta P'_z$ – изменение забойного давления за счет использования хвостовика;

Из анализа составляющих формулы можно сделать вывод о том, что геометрические параметры хвостовика влияют на эффективность его использования.

По данной методике были проведены расчеты для скважин Кулешовского месторождения, оборудованных ШГН. Результаты в графическом виде представлены для 21 скважины. На рис. 1 представлена графическая зависимость рассчитанного прироста добычи жидкости от длины хвостовика с диаметрами 88; 73; 60,3; 48,3; 42,12; 33,4 мм для скважины № 21, а на рисунке 2 рассчитанного прироста добычи нефти при тех же условиях.

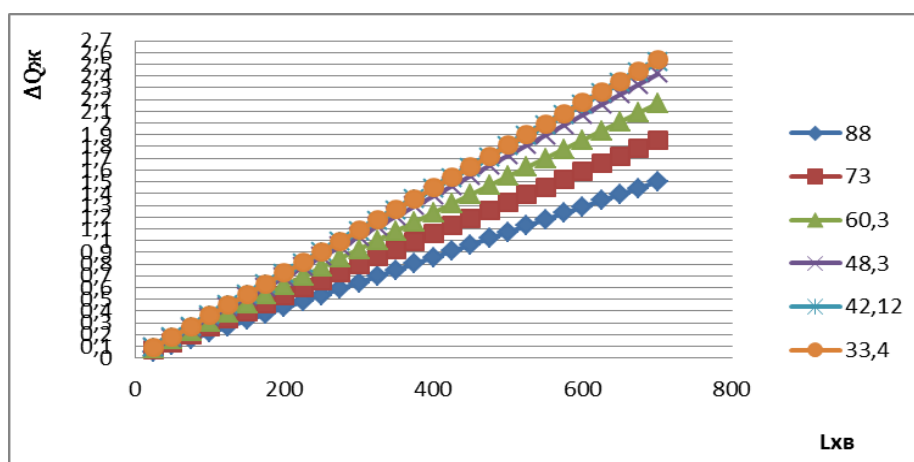


Рисунок 1 – Прирост добычи жидкости от длины хвостовика для 21 скважины с хвостовиками диаметром 88; 73; 60,3; 48,3; 42,12; 33,4 мм

Из графика видно, что при уменьшении диаметра хвостовика возникает увеличение прироста добычи нефти к скважине. Наибольшие изменения прироста видны при больших значениях диаметров хвостовиков (88; 73; 60,3 мм), далее изменение прироста становится меньше, а при наименьших диаметрах (42,12; 33,4 мм) практически сливаются, ввиду образования эмульсий в хвостовике и увеличения трения.

Также, из графика можно сделать вывод о том, что чем длиннее устанавливается хвостовик, тем больше прирост нефти (жидкости) к скважине.

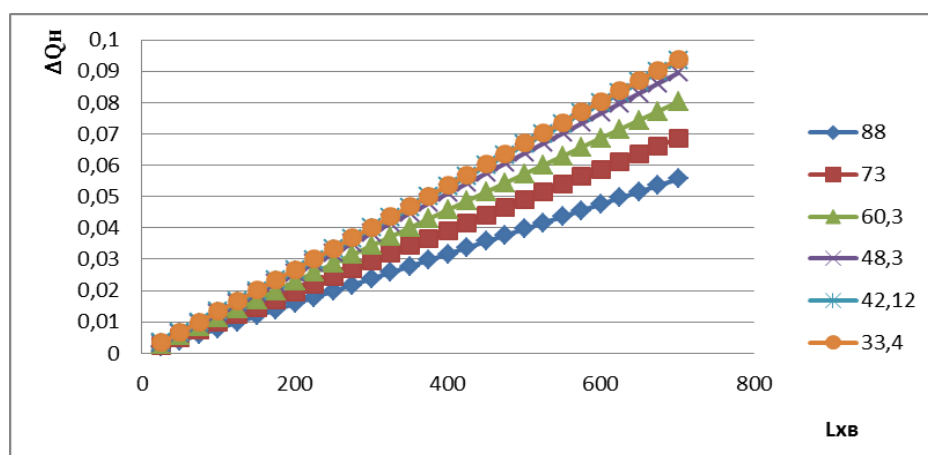


Рисунок 2 – Прирост добычи нефти от длины хвостовика для 21 скважины с хвостовиками диаметром 88; 73; 60,3; 48,3; 42,12; 33,4 мм

Таким образом, с помощью данной методики можно подобрать наиболее подходящие геометрические параметры хвостовика, чтобы добиться наибольшей эффективности от его применения.

Список литературы

1. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений [Текст] / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
2. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие / И.Т. Мищенко. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
3. Мищенко, И.Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами [Текст] / И.Т. Мищенко, Т.Б. Бравичева, А.И. Ермолаев. – М.: Нефть и газ, 2005. – 440 с.
4. Техника и технология добычи нефти и газа [Текст] / И.М. Муравьев [и др.]. – М.: Недра, 1971. – 496 с.
5. Ришмюллер, Г. Добыча нефти глубинными штанговыми насосами [Текст] / Г. Ришмюллер, Х. Майер. – Австрия: Шеллер-Блекманн ГМБХ, 1988. – 150 с.
6. Щуров, В.И. Техника и технология добычи нефти [Текст]: учебник / В.И. Щуров. – 2-е изд., стер. – М.: Альянс, 2005. – 510 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ХВОСТОВИКОВ В СКВАЖИНАХ, ОБОРУДОВАННЫХ ШСНУ

А.М. Брусничкин, С.Е. Грибенникова
(ФГБОУ ВО СамГТУ)

Аннотация. Одной из проблем при эксплуатации скважин с помощью ШГН является скопление воды в интервале забой-прием насоса. Из-за этого происходит утяжеление столба водонефтяной смеси и снижение депрессии на пласт, а значит, и потеря дебита. В данной работе предлагается решение такой проблемы с помощью хвостовиков, а также приведена новая методика оценки их эффективности.

Ключевые слова: скважина, хвостовики, образование эмульсий, повышение дебита, ШГН.

DETERMINATION OF EFFICIENCY OF SHAFTS IN THE WELLS EQUIPPED WITH DWPU

A. M. Brusnichkin, S.E. Gribennikova
(Samara State Technical University)

Annotation. One of the problems arising in the operation of wells by means of SPR is the water congestion at a distance from the bottom up to the suction pipe. Because of it there is a weighting of a column of water-oil mixture and decrease in a depression on the layer and there for a loss in the output. In the paper the solution of this problem by means of shanks is proposed and also a new technique of their efficiency assessment is given.

Keywords: well, shank, emulsification, increase of on output, SPR

Применение хвостовиков в скважине ведет к прямо противоположным последствиям: с одной стороны снижается концентрация воды в нижней части скважины, уменьшается противодавление на пласт и увеличивается дебит скважины; с другой - может резко возрасти вязкость откачиваемой жидкости, что приведет к снижению дебита скважины.

Данная методика разработана с учетом вышеуказанных факторов при оценке эффективности хвостовиков. Хвостовик целесообразен, если выполняется условие неполного выноса (накопления) воды:

$$\left\{ \begin{array}{l} Re_n < Re_{n.pr} = 1600 \\ H_{cn} < H'_{cn} = \frac{L_c \cdot D_c^2}{D_c^2 + d^2} \end{array} \right., \quad (1)$$

где H_{cn} – глубина спуска лифта;

H'_{cn} – необходимая глубина спуска лифта, при которой вся вода будет вынесена независимо от дебита скважины;

d – внутренний диаметр лифта;

L_c – глубина скважины;

D_c – диаметр скважины;

Re_n – число Рейнольдса для нефти. [3]

Длина хвостовика, обеспечивающая вынос воды:

$$H_{xв} = \frac{D_c^2(L_c - H_{сн}) - d^2 H_{сн}}{D_c^2 - d_{xв}^2}. \quad (2)$$

Для оценки эффективности хвостовика рассчитывается изменение дебита скважины при снижении забойного давления на величину $\Delta P'_3$:

$$\Delta Q_{ж} = k_{прод}(\Delta P'_3 + \Delta P_{тр скв} - \Delta P_{тр хв}), \quad (3)$$

где $k_{прод}$ – коэффициент продуктивности скважины;

$\Delta P_{тр скв}$ и $\Delta P_{тр хв}$ – потери давления на трение в скважине и на хвостовике соответственно;

$\Delta P'_3$ – изменение забойного давления за счет использования хвостовика.

Особенность методики заключается в учете потерь на трения $\Delta P_{тр}$ (учитывается, какого типа жидкость движется в скважине и в хвостовике). В данной методике рассматривается двухфазный поток, который существует при $P \geq P_{нас}$. Для потока характерны две основные структурные формы: капельная и эмульсионная.

К параметрам, разграничивающим области существования названных форм, относится вторая критическая скорость потока смеси:

$$\omega_{кр2} = 0,0487 \cdot (g \cdot d_r)^{1/2}, \quad (4)$$

где g – ускорение свободного падения;

d_r – гидравлический диаметр.

Для определения типа структурной формы необходимо рассчитать первую критическую скорость и определить тип эмульсии по таблице 1:

$$\omega_{кр1} = 0,064 \cdot 56^{\beta_v} (g \cdot d_r)^{\frac{1}{2}}, \quad (5)$$

где β_v – обводненность продукции.

Ориентировочные границы областей существования эмульсий в вертикально поднимающемся потоке представлены в табл. 1.

Таблица 1 – Ориентировочные границы областей существования эмульсий в вертикально поднимающемся потоке

$\beta_v \leq 0,5$		$\beta_v > 0,5$
$v \leq \omega_{кр1}$	$v \geq \omega_{кр1}$	
Н/В	В/Н	Н/В

Потери на трения для структурных форм находятся по общеизвестным зависимостям. Для вязкопластичных жидкостей, к которым, в первую очередь, относятся водонефтяные эмульсии, рассматриваются два случая:

Если $v < v_{кр}$, то режим течения структурный и потери на трение:

$$\Delta P_{тр} = \frac{4\tau_d H}{\beta_v D}, \quad (6)$$

если $v > v_{кр}$, то режим течения турбулентный и потери на трение:

$$\Delta P_{тр} = \frac{0,012 \rho_3 H v^2}{D}, \quad (7)$$

Таким образом, по величине прироста дебита жидкости $\Delta Q_{ж}$ можно судить о целесообразности и эффективности использования хвостовиков.

По данной методике были проведены расчеты по Кулешовскому месторождению пласта КII. Результаты представлены в табл. 2.

Таблица 2

№ скв.	Нсп	Текущий забой	Lхв	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{н}$, м ³ /сут	$\Delta Q_{ж}$, м ³ /сут	$\Delta Q_{н}$, м ³ /сут	Эффективность, %
21	1400	2101	700	7	0,3	1,6	0,1	23
52	1500	1670	170	8	0,3	0,9	0,03	10
161	1400	2072	672	12	11,76	3,5	3,4	30
353	1400	1659	259	14	3	1,3	0,3	10
400	850	1620	770	12	11,16	4,25	4	35,5
460	1593	1754	161	14	0,098	1,3	0,01	9,5
913	581	639	58	23	4,9	0,2	0,05	1
915	601	635	34	4	0,8	0,05	0,01	1
917	618	640	22	20	4,6	0,25	0,05	2
918	620	640	20	5	1,55	0,04	0,01	1
919	611	627	16	3	0,8	0,02	0,001	1
1068	1321	1678	357	19	6,7	1,3	0,5	8
1204	944	1010	66	10	9,1	0,1	0,09	1

Из таблицы видно, что для скважин, у которых насос спущен близко к забою, эффективность хвостовиков крайне низка, ввиду отсутствия скопления воды в интервале «забой-прием». В остальных случаях, чтобы добиться максимальной эффективности от их применения на скважинах, оборудованных ШГН, необходимо грамотно подобрать геометрические параметры хвостовиков, чего можно достичь благодаря предложенной методике.

Экономическая оценка результатов расчета при условии, что устанавливаться хвостовики будут только на скважинах со скоплением воды в интервале забой-прием насоса и совместно с каким-либо мероприятием, при котором осуществляется остановка скважины, показала, что доход с каждого рубля инвестиций составляет 8,04 рубля, срок окупаемости составит 1,1 года.

Список литературы

1. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений [Текст] / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.

2. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие / И.Т. Мищенко. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

3. Мищенко, И.Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами [Текст] / И.Т. Мищенко, Т.Б. Бравичева, А.И. Ермолаев. – М.: Нефть и газ, 2005. – 440 с.

4. Техника и технология добычи нефти и газа [Текст] / И.М. Муравьев [и др.]. – М.: Недра, 1971. – 496 с.

5. Ришмюллер, Г. Добыча нефти глубинными штанговыми насосами [Текст] / Г. Ришмюллер, Х. Майер. – Австрия: Шеллер-Блекманн ГМБХ, 1988. – 150 с.

6. Щуров, В.И. Техника и технология добычи нефти [Текст]: учебник / В.И. Щуров. – 2-е изд., стер. – М.: Альянс, 2005. – 510 с.

УДК 62

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ХВОСТОВИКОВ В СКВАЖИНАХ, ОБОРУДОВАННЫХ ШСНУ

А.М. Брусничкин, С.Е. Грибенникова
(ФГБОУ ВО СамГТУ)

Аннотация. Для решения проблемы скопления воды в скважине на интервале «забой-прием насоса» используются хвостовики. Благодаря представленной методике можно определить, какие факторы влияют на их эффективность. В данной статье рассмотрено влияние обводненности на эффективность хвостовиков.

Ключевые слова: скважина, хвостовики, образование эмульсий, повышение дебита, ШГН.

UDC 62

ASSESSMENT OF INFLUENCE OF WATER CONTENT ON EFFICIENCY OF SHANKS IN THE WELLS EQUIPPED WITH DWPU

A. M. Brusnichkin, S.E. Gribennikova
(Samara State Technical University)

Annotation. For a solution of the problem of a congestion of water in a well on an interval «a pump face reception» shafts are used. Thanks to the presented technique it is possible to define what factors influence their efficiency. In this article influence of various factors on efficiency of shafts is considered.

Keywords: well, shank, emulsification, increase of on output, SPR

На скважинах, оборудованных ШГН, зачастую происходит накопление воды в интервале «забой-прием насоса». Одним из вариантов решения данной проблемы является установка хвостовика.

Оценка эффективности применения хвостовиков в данной работе предлагается с помощью расчета прироста дебита жидкости к скважине по представленной формуле:

$$\Delta Q_{\text{ж}} = k_{\text{прод}} (\Delta P'_3 + \Delta P_{\text{тр скв}} - \Delta P_{\text{тр хв}}), \quad (1)$$

где $k_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности скважины;

$\Delta P_{\text{тр скв}}$ и $\Delta P_{\text{тр хв}}$ – потери давления на трение в скважине и на хвостовике соответственно;

$\Delta P'_3$ – изменение забойного давления за счет использования хвостовика.

Представленная методика оценки эффективности хвостовиков в скважинах, оборудованных ШГН, учитывает потери на трение с учетом вязкости жидкости, а так же ее форму (эмульсионная или капельная), что ранее никогда не рассматривалось. Немаловажным является и тот факт, что эффективность использования хвостовиков в значительной степени зависит от обводненности продукции и продуктивности скважины.

Из анализа составляющих формулы можно сделать вывод о том, что на эффективность использования хвостовика влияют:

1. коэффициент продуктивности скважины;
2. обводненность продукции;
3. длина хвостовика;
4. диаметр хвостовика;
5. глубина спуска насоса;
6. глубина скважины;
7. плотность нефти и воды;
8. структурная форма потока;
9. вязкость жидкости.

По данной методике были рассчитаны скважины Кулешовского месторождения, оборудованные ШГН, при этом рассматривался каждый фактор отдельно. Ввиду того, что некоторые факторы невозможно изменить, например, глубину скважины или плотность флюидов, далее будет рассматриваться влияние обводненности продукции на эффективность и целесообразность применения хвостовиков.

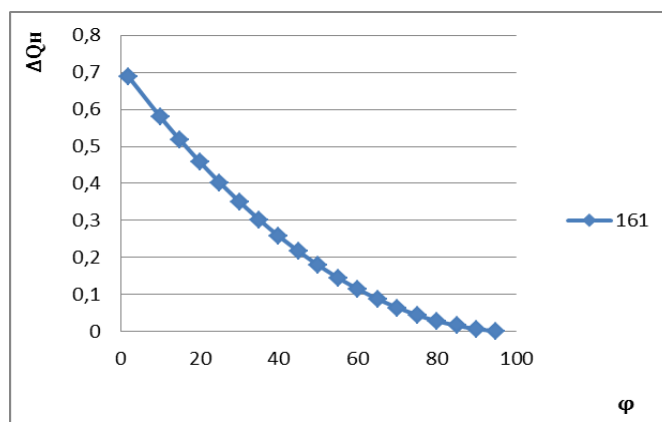


Рисунок 1 – Прирост добычи нефти от обводненности для скважины № 161

На рис. 1 представлена типичная графическая зависимость рассчитанного прироста добычи нефти от обводненности для скважины № 161.

Из графика видно, что с увеличением обводненности продукции прирост добычи нефти уменьшается, а значит и эффективность хвостовиков снижается, особенно явно выражено это при увеличении обводненности до 50%, далее кривая изгибается более плавно.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что при увеличении обводненности, эффективность хвостовиков будет снижаться.

Список литературы

1. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений [Текст] / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
2. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие / И.Т. Мищенко. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
3. Мищенко, И.Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами [Текст] / И.Т. Мищенко, Т.Б. Бравичева, А.И. Ермолаев. – М.: Нефть и газ, 2005. – 440 с.
4. Техника и технология добычи нефти и газа [Текст] / И.М. Муравьев [и др.]. – М.: Недра, 1971. – 496 с.
5. Ришмюллер, Г. Добыча нефти глубинными штанговыми насосами [Текст] / Г. Ришмюллер, Х. Майер. – Австрия: Шеллер-Блекманн ГМБХ, 1988. – 150 с.
6. Щуров, В.И. Техника и технология добычи нефти [Текст]: учебник / В.И. Щуров. – 2-е изд., стер. – М.: Альянс, 2005. – 510 с.

УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ НОВОГО ПРОДУКТИВНОГО БЛАНКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

И. Валиуллин, А. Салимгараев, С. Тастемиров, Э. Валишин
(ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина»)

Аннотация. Мы изучили информацию, полученную от скважины Бланка-1, и имитационные модели, выполненные для Тенского песчаника на Бланкском месторождении. Она позволяет рекомендовать операторам нефти исследование характеристики песчаных горизонтов в существующих скважинах, которые уже пробурены и в других скважинах, которые будут пробурены в будущем в бассейне Ориенте. Это обеспечит продуктивную альтернативу в тех районах, где на обычных месторождениях снизились первоначальные уровни добычи.

Ключевые слова: меловая залежь, залежь с низкой проницаемостью, горизонты, традиционные способы добычи.

INVESTIGATION OF NEW PRODUCTIVE BLANCA OILFIELD

I. Valiullin, A. Salimgaraev, S. Tastemirov, E. Valishin

(Gubkin University)

Annotation. We have studied the information, that was got from the Blanca-1 well, and imitational models, fulfilled for the Tena sandstone on the Blanca oilfield. This information avoid recommending for oil operators the survey of characteristics of sand horizons in existing wells, that were drilled or in other wells will be drilled in the future in the Oriente basin. It will provide productive alternative in the oilfields, where ordinary reservoirs lost its primary levels of productions.

Keywords: Cretaceous reservoirs, oilfields with low porosity, oil horizons, traditional recovery methods.

Бланкское месторождение расположено в графстве Путумайо, в провинции Сукумбиос, в 59-м блоке бассейна Ориенте, Эквадор, недалеко от колумбийской границы. Это месторождение расположено в 270 км к северо-востоку от Кито и на 20 км северней Типишка-Хуайкского месторождения.

Государственные и частные компании, делая петрофизические оценки в Эквадорском бассейне Ориенте, не обратили внимания на песчанистый слой, расположенный у основания верхнего члена свиты Маастрихта, из-за его низкого сопротивления и по причине того, что в меловых залежах исторически были лучшие условия для добычи.

Город Ориенте, нефтяная компания с американским капиталом пробурила в 2004 году скважину Бланка-1. Анализы каротажных данных показали плохие перспективы добычи в традиционных меловых залежах, поэтому в качестве альтернативы, был проверен песчаник, расположенный в 200 футах над известным месторождением «Базальная Тена». Новый горизонт был назван «Тенским песчаником». Первоначальные тесты показали добычу 600 баррелей нефти в день с низкой обводненностью, что является хорошим и рентабельным дебитом для этой области.

После этой скважины, город Ориенте пробурил еще 4 скважины на Бланском месторождении, и соседняя скважина получила название Бланка Осте-1, но результаты не были обнадеживающими. Единственная скважина, которая добывает нефть в этой области в настоящее время это Бланка-1, ее накопленная добыча составляет более миллиона баррелей нефти из Тенского песчаника. В настоящее время эта область управляется нефтяной компанией Petroamazonas EP.

Изучение каротажных данных и соотношений между бассейнами Путумайо, Ориенте, Маранон показывают, что Тенский песчаник встречается регионально, с различными характеристиками, так в некоторых районах он чистый с хорошими петрофизическими свойствами, в других он появляется с известковыми прослойками и низкой пористостью. Редко в залежах можно найти сопротивление более 20 Ом, которое в большинстве случаев является признаком того, что песчаник насыщен водой.

Были разработаны статические и динамические расчетные модели для Тенского песаника в Бланкском месторождении как части крупного исследования с участием близлежащего месторождения Типишка-Хуаикск.

Исследование показало, что эта залежь содержит около 14,2 миллионов баррелей нефти. Первичные запасы, беря в расчет одну добывающую скважину, составляют 1,9 миллионов баррелей. Эти запасы вырастут до 3,7 миллионов баррелей в случае бурения дополнительных эксплуатационных скважин и при реализации дополнительного проекта по добыче.

Эти результаты являются основой для рекомендации нефтяным компаниям, работающим в бассейнах Ориенте, Путумайо и Маранон, обратить внимание на небольшие песчаные линзы с низкой проницаемостью и низким удельным сопротивлением. Эти горизонты могут стать экономическими альтернативами для областей, где в обычных резервуарах не получилось достичь хороших показателей добычи, а также для истощенных резервуаров.

В случае низких цен на нефть, нефтяные компании должны иметь широкий спектр инвестиционных возможностей для того, чтобы поддерживать прибыльные проекты по разработке нефтяных месторождений. Вдобавок, должна быть высокая степень уверенности в прогнозе добычи, бурения или капитального ремонта перед осуществлением инвестиций.

Продуктивная добыча Тенского песаника в Бланкском месторождении дает некоторые рекомендации, которые будут применяться действующими компаниями, работающими в бассейне Амазонки. Существуют нефтяные горизонты, которые еще не разведаны и которые имеют потенциал для того чтобы быть альтернативой традиционной добыче запасов. Горизонты не должны не разрабатываться только потому, что нет опыта в разработке таких залежей.

Следует подчеркнуть, что традиционные способы нефтяного дела, один из которых метод материального баланса, остаются неизменными в наше время, так как они позволяют иметь предварительную оценку общих характеристик залежей углеводородов.

Список литературы

1. Геология нефти 47, М. Риваденейра, Р. Баррагана. 780 (2014).
2. Происхождение нефти и миграция нефти в бассейне Путумайо. Морская и нефтяная Геология 19, 711-725, Е. Гаиллард, К. Мора, Ф. Кордова, Е. Кайрус, Б. Гиралдо (2002).
3. Построение гидрогеологической модели пласта 83, 81-87, А. Мора, Д. Венегас, Л. Вергара (1992).
4. Разведка и разработка нефтяных месторождений 37 (1):51-56, Е. Мальвинас (2010).
5. Журнал общество инженеров нефтяников (ОИН) 33,56 (1997).
6. Характеристики месторождений в бассейне 117, Ориенте, М. Риваденейра, П. Альмейда (2014).

УДК 622.276

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЙ
ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА ВО ВРЕМЕНИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ**

И. Валиуллин, А. Салимгараев, С. Тастемиров, Э. Валишин
(ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»)

Аннотация. Мы смоделировали изменения давления двухфазного потока во времени за счет капиллярных и вязких сил в пористой среде. Мы тщательно проанализировали наши результаты уравнения потока для двухфазного течения. Мы также рассмотрели влияние захваченных групп изменений давления и эффективную проницаемость системы. Мы обнаружили, что капиллярные силы играют важную роль в процессе перераспределения для более высоких и низких интенсивности нагнетания, а также в обоих случаях, когда проникающий в пласт флюид более менее вязкий чем поддерживающий флюид. Моделирование основывается на сеточных симуляторах моделируя перераспределения двухфазных течений на двумерной решетке труб [S1063-651X(98)08208-7].

Ключевые слова: двухфазная фильтрация, вытеснение, вязкие силы, капиллярные силы смачивающий и не смачивающий флюид.

UDC 622.276

**MODELING OF PRESSURE CHANGES
IN TWO-PHASE FLOW IN TIME IN A POROUS**

Valiullin, A. Salimgaraev, S. Tastemirov, E. Valishin
(Gubkin University)

Annotation. We have modeled changes in the pressure of two-phase flow with time due to capillary and viscous forces in a porous medium. We have carefully reviewed our results of flow equations for two-phase flow. We also examined the influence of groups captured the changes in pressure and effective permeability of the system. We found that capillary forces play an important role in the redistribution process for higher and lower intensity discharge, and in both cases, when penetrating into the formation fluid is less viscous than the supporting fluid. The simulation is based on a grid-simulation modeling of the redistribution of two-phase flows in two-dimensional lattice of tubes [S1063-651X(98)08208-7].

Keywords: two-phase filtration, displacement, viscous forces, capillary forces wetting and wetting fluid.

Движение флюидов в пористых средах таких как песок, грунт и трещиноватая горная порода является важным процессом в природе и имеет огромное количество практических применений технике. Этот процесс имеет наиболее частое упоминание в нефтедобыче и в гидравлике. Движение флюидов в пористых средах имеет также огромный интерес в современной физике. В частности, различные структуры поверхности раздела фаз между флюидами в двухфазном течении были тщательно изучены. Несмотря на этот случай, есть достаточно много открытых вопросов, касающихся движения флюидов в пористых средах.

В данной статье мы представляем моделирование изменения давления двухфазного течения во времени в модели пористой среды содержащую в себе двумерную решетку труб. Сеточная модель была разработана для измерения времени зависимости различных физических свойств и для изучения динамику движения флюидов. Главным образом, мы уделяем большое внимание динамике изменения давления во времени за счет капиллярных и вязких сил и времени перераспределения фронта между двумя жидкостями. Обсуждения привело к ограниченным течениям, то есть процесс, в котором несмачивающийся флюид вытесняет смачивающийся флюид в пористой среде.

Много усилий ушло для создания хороших моделей, свойства которых близки к реальным пористым средам. Это привело к различным сеточным моделям, моделируя поток флюида на сетки пор [2, 3, 11]. Большинство сеточных моделей были использованы для получения новой информации о различных режимах потока и для изучения статических свойств перемещения структур. Другие были использованы для расчета макроскопических свойств, таких как насыщение флюидом и относительных проницаемостей и сравнивая их с экспериментальными данными. В работе [10] представлена сеточная модель в которой моделируется восстановления давления течения. Данная работа показывает что, большинству вопросов должны дать ответ насчет как восстановление давления связана с перемещением структуры. В данной работе мы представляем систематический анализ взаимодействия между капиллярными и вязкими силами при различных проницаемостях породы. Результаты основаны на сетевом моделировании, которые должным образом моделируют динамику изменения капиллярного давления, а также вязкое восстановление давления.

Данная работа организована следующим образом. Во втором пункте мы представляем сеточную модель, в третьем пункте мы представляем и обсуждаем моделирование результатов, и в четвертом пункте мы представляем выводы по данной работе.

Мы смоделировали дренажное перемещение при различных скоростях нагнетаний для трех различных значений вязкости:

$$M = 1.0 \times 10^{-3}, 1.0 \text{ и } 1.0 \times 10^2.$$

Основным акцентом работы является изучение изменения давления во времени, когда не смачивающийся флюид перемещает смачивающийся флюид в пористой среде. Кроме того, обсуждался эффект захваченных ловушек от перемещений. Из результатов мы видим, что капиллярные силы играют важную роль при высокой и низкой скорости нагнетания.

При высокой скорости нагнетания с $M \geq 1.0$ капиллярное давление P_{cg} было определено возрастание как функции числа захваченных ловушек за фронтом. Для долгого времени, когда фронт насыщен, P_{cg} пропорционален среднему положению фронта h . Используя это, мы получили теорию, описывая количественно изменение эффективной подвижности, когда не смачивающийся флюид был закачен в систему. Кроме того, мы показали, что эффективная подвижность может быть использована для оценки эффективной проницаемости вторгшейся фазы, когда среднее положение фронта достиг выхода.

При умеренной скорости нагнетания эффективная подвижность рассчитана, используя уравнение поведения P_{cg} было показано эквивалентно присвоению нулевой проницаемости для трубок принадлежащий к ловушкам. Когда $M \leq 1.0$ или при низкой скорости нагнетания, эффект ловушек стал незначительным, снижение P_{cg} для описания локального капиллярного колебания вторгшейся линзы по всему фронту. С перемещением осуществляется с равными вязкостями, $M=1$, мы определили, что различные $\Delta P - P_{cg}$ был постоянен. Это было показано, что постоянные потери энергии в системе.

Следует подчеркнуть, что свойство мы указывали только для дренажа. Пока модель не способна моделировать пропитывание. Моделирование было также выполнено на двумерной поровой системе, где ловушки разработать сложнее, по сравнению с потоком флюида в трехмерной поровой системе [9]. Кроме того, размер решетки был ограничен по времени вычислений и более сложными и эффективными алгоритмами, которые будут разработаны для того чтобы увеличить размер системы и тем самым улучшить полученные результаты. Другое, и не менее важное вопрос, являлось сравнение наших вычислений с экспериментальными измерениями.

Представленные корреляции между моделируемым функцией давления и изменения их амплитуд колебаний заслуживают более количественных обсуждений в будущей работе. Мы чувствуем, что еще есть много открытых вопросов требующих ответов, и надеемся поставить некоторые ответы количественного анализа в продолжение данного проекта.

Список литературы

1. Журнал Физический обзор 55, К. Дж. Маллоу, Дж Федер, Т. Йосаанг, 2688 (1985).
2. Журнал Физический обзор 55, Дж. Д. Чен и Д. Вилкинсон, 1892 (1985).
3. Журнал Механика флюида 189, Р. Ленорманд, Е. Тоубоул, С. Заркон, 165 (1988).
4. Журнал Физический обзор 60, М. Ципарк и М.О. Роббинс, 2042 (1988).
5. Журнал Физический обзор 41, М. Ципарк и М.О. Роббинс, 11 508 (1990).
6. Журнал Общество инженеров нефтяников (ОИН) 22, 89 (1985).
7. Исследования водных ресурсов 32, П.С. Ривес и М.А. Целиа, 2345 (1996).
8. Перемещение пористой среды 24, Е.В. Перейра, В.В. Пинчевски, Д.С. Чан, Л. Патерсон и П.Е. Орен, 167 (1996).
9. Общество инженеров нефтяников (ОИН), Д.Х. Фенвик и М.Дж. Блант, (1997).
10. Введение в теорию фильтрации Д. Стауффер и А. Ахарони (1992).

УДК 622.276

МЕЖФАЗНЫЕ СКОРОСТИ И КАПИЛЛЯРНЫЕ ГРАДИНТЫ ДАВЛЕНИЙ ВО ВРЕМЯ СКАЧКОВ ХАЙНСА

И. Валиуллин, А. Салимгараев, С. Тастемиров, Э. Валишин
(ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина)

Аннотация. В данной работе была рассмотрена динамика процессов фильтрации в пористой среде в двумерных микромоделах с низким и средним капиллярным числом с использованием высокоскоростной камеры, что позволило наглядно изучить развитие менисков. Физика дренирования обычно рассматривается, как всем понятное явление и большинство макроскопических свойств многофазного потока объяснены теорией фильтрации [1]. Если поровое давление и их взаимосвязь известны для данной структуры порового пространства, то последовательность дренирования пор основанная на локальном капиллярном давлении считается предсказуемой.

Ключевые слова: капиллярное давление, поверхность натяжения, фильтрация

UDC 622.276

INTERFACIAL VELOCITIES AND CAPILLARY PRESSURE GRADIENTS DURING HAINES JUMPS

Valiullin, A. Salimgaraev, S. Tastemirov, E. Valishin
(Gubkin University)

Annotation. In this paper, the dynamics of filtration processes in porous media in two-dimensional micromodel with low and moderate capillary number using high-speed camera, which allowed to visually exploring the development of the meniscus. The physics of drainage is usually considered as a phenomenon and most of the macroscopic properties of multiphase flow is explained by the filtration theory [1]. If the pore pressures and their relationship to the known structure of the pore space, then the sequence of drainage then, based on the local capillary pressure is considered to be predictable.

Key words: capillary pressure, surface tension, filtration

Моделирование поровой системы используется в случае этой предсказуемости путем разложения пористой среды в набор геометрических форм, в которых происходит течение. Во время дренирования потенциальная энергия накапливается на границе натяжения, а затем высвобождается в результате необратимого изменения флюида до образования новой минимальной энергии.

Ряд исследователей изучали процессы дренирования более подробно за пределами картины фильтрации. Х.Х.Юань [6] представил уникальный экспериментальный подход к разбиению порового пространства в объемные доли, соответствующие дренированию пор. Метод, связан с использованием оборудования для изучения пор, и изучения скорости управления путем внедрения ртути, который разделил поровое пространство на поровые тела и поровые каналы.

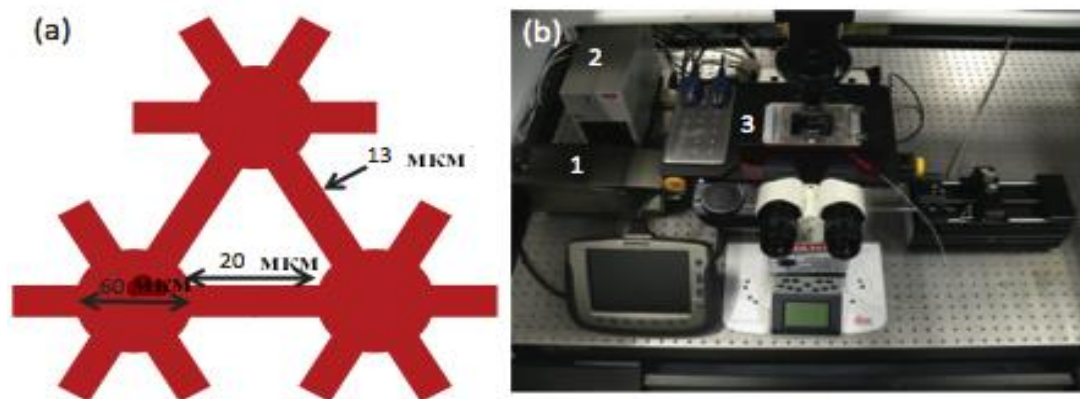


Рисунок 2 – Шестигранная сеточная модель со сферической формой пор соединенные шестью поровым узлами (а). Установка микроскопа (б); высокоскоростная камера (1); источник света (2); стол микроскопа с микромоделью (3)

Зона около движущегося фронта (т.е. капиллярной зоны рассеивания) называется зоной скачков, при этом отдаленные зоны фронта характеризуется зоной Дарси. В зоне скачков, свойства флюида и локальная геометрия пор определяется частотой скачков. Принимая во внимание, поверхность раздела (т.е. поверхность раздела флюид-флюид вдоль фронта вытеснения) и частоты скачков, получаем среднее расстояние между скачками (т.е. по всему фронту вытеснения), которое может быть определено как действительная длина шкалы для зоны влияния одновременных скачков.

Экспериментальная система состояла из стеклянной микромодели, поршневого насоса, инвертированного микроскопа оснащенного высокоскоростной камерой, и парой несмешивающихся жидкостей. Смачивающей фазой была вода, а несмачивающей фазой был декан. Межфазные скорости, во время дренирования пор, были рассчитаны в программном продукте «Tracker» путем нанесения опорной линии по заданной поре и отслеживание линейного расстояния по времени для заданного мениска.

Анализируя эти изображения, были сделаны следующие замечания:

1. Дренирования пор на миллисекундной временной шкале независимо от капиллярного значения;
2. Изменения дренирования пор не локальны (т.е. за пределами дренирования пор);
Во время дренирования пор, пропитка происходит в ближайших каналах;
3. Кривизна мениска во время дренирования пор последовательно уменьшается, которая зависит от морфологии пор;
4. Кривизна менисков в поровых каналах больше, чем кривизна мениска в пористом теле.

Эти наблюдения устанавливают, что дренирования пор взаимосвязаны, т.е. время при котором происходит дренирования пор, зависят от состава флюида в соседних порах.

Несмотря на то, что исследованные процессы в пористой среде независимы от массового расхода флюида, также были исследованы более крупномасштабные процессы, которые оказались зависимы от расхода жидкости. Принимая во внимание капиллярную дисперсию макроскопического фронта движения флюида, было обнаружено, что когда скорость откачки насоса выше истинной скорости, необходимой для дренирования в поровой среде, фронт становится резким, таким же, как фронт при низкой скорости работы насоса.

Для представленных исследований возможны следующие выводы:

(1) Скорость дренирования в пористой среде регулируется ее истинными динамическими свойствами, определяется капиллярными, вязкими и инерционными процессами и не зависит от массового расхода. Внутренний временной масштаб определяется локальной геометрией и распределением и топологией флюидов в прилегающих порах.

(2) Разность капиллярных давлений является движущей силой дренирования в пористой среде, а пространственное распределение флюида определяет скорость, с которой осуществляется фильтрация в пористой среде.

(3) С начального момента дренирования в пористой среде и до его завершения оно осуществляется капиллярными силами в поровых каналах.

(4) Изменение размера менисков в зависимости от времени при процессе дренирования имеет два различных режима. Тем не менее, в реальной пористой среде они могут быть менее различны друг от друга.

Результаты этой работы закладывают основу для дальнейших исследований с целью улучшения понимания отношения временных масштабов на процессы дренирования в пористых средах.

После проведения данных исследований остаются открытыми следующие вопросы:

(I) Существует ли такая структура порового пространства, в которой поток переходит режим, при котором имеют существенное влияние инерционные силы, т.е. скорость дренирования становится зависимой от массового расхода?

(II) Могут ли процессы дренирования в пористой среде преодолеть установленные пределы при увеличении массового расхода, когда применяемая скорость становится значительно выше (т.е. выше, чем значения скорости потока, представленные в данной работе)?

(III) Какое значение имеет радиус влияния разности капиллярных давлений в процессе дренирования в пористой среде?

Помимо этого, на каком расстоянии процесс дренирования вызывает движение менисков и какое значение это имеет при определении представительного элементарного объема двухфазного потока?

Список литературы

1. Беркович, Б. Обзор геофизики / Р. Эвинг, 1998. – 231 с.
2. Фатт И. Нефтяные труды. АИМЕ, 1956. – 144 с.

3. Уилкинсон Д. Журнал физики / Дж. Уилемсен, 1983. – 336 с.
4. Дж. Вогель. Европейский журнал почвоведения, 2000. – 451 с.
5. Н. Морроу. Промышленная и инженерная химия, 1970. – 365 с.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТЫ ЗАМЕДЛЕННОГО ДЕЙСТВИЯ В УСЛОВИЯХ ТУЙМАЗИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.А. Ворсина, Р.Ф. Комаров

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: В статье проведен анализ эффективности применения кислотного состава замедленного действия на основе соляной кислоты и алюмохлорида для повышения дебита и приемистости скважин в случае их падения ниже потенциального. Рассмотрены преимущества и недостатки метода, а так же его технологические особенности. Указаны границы применимости для условий карбонатных коллекторов Туймазинского месторождения.

Ключевые слова: дебит, приемистость, кислота, алюмохлорид, замедленное действие, обводненность.

UDC 622.276

RETARDED ACID APPLICATION IN THE TUIMAZY OIL FIELD

N.A. Vorsina, R.F. Komarov

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Abstract: The article analyzes retarded acid on the basis of hydrochloric acid and aluminum chloride composition application effectiveness to increase well water intake capacity if they fall below the potential. The advantages and disadvantages of the method are studied, as well as technological features of the technology. The applicability limits for the Tuimazy field carbonate reservoirs conditions are shown.

Keywords: flow rate, intake rate, acid, aluminum chloride, retarded action, water cut.

Современный этап эксплуатации многих нефтяных месторождений характеризуется снижением добычи нефти, увеличением обводненности продукции, ухудшением структуры извлекаемых запасов [1]. В сложившихся условиях необходимо увеличивать степень извлечения нефти из недр за счет применения современных методов (физико-химических, механических и микробиологических) [2–6]. В условиях нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть» нашли применение кислотные обработки [7–10].

Они предназначены для скважин, в которых произошло уменьшение дебита и загрязнение призабойной зоны взвесями, шламом, утяжелителями и т.д. Кислоты и их смеси способны растворить породу, слагающую продуктивный пласт и отложения в призабойной зоне скважины. За счет химических реакций кислотные обработки применяют как в карбонатных, так и терригенных пластах. Образуются каверны различной протяженности и конфигурации. Реакции

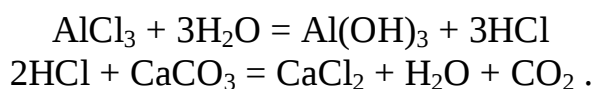
кислоты с известняками и доломитами позволяют веществам разрушаться и в растворенном состоянии находиться в растворе. Данное состояние в дальнейшем позволяет удалить их из призабойной зоны пласта. Забойная температура в глубоких и сверхглубоких скважинах ускоряет нейтрализацию кислоты. Поэтому возникает проблема увеличения скорости закачки реагента или замедление скорости реагирования кислоты. Первое –осложняется размером труб и невозможностью по тем или иным причинам увеличить давление нагнетания. Второе – достигается использованием кислоты замедленного действия. Данная обработка позволяет закачивать кислоту при низких давлениях и скоростях, увеличивает время реагирования кислоты и породы, позволяя кислоте более глубоко проникнуть в пласт. Выбор объекта воздействия осуществляют по данным промыслово-геофизических исследований.

В отличие от обычных солянокислотных обработок (СКО) под закачку кислоты замедленного действия выбирают скважины с уменьшением эффекта от повторного воздействия соляной кислотой, с обводненностью продукции не выше 80% (для обычных – не более 60%).

Обработка призабойной зоны пласта кислотой замедленного действия предназначена для выполнения работ по восстановлению и увеличению продуктивности скважин, эксплуатирующих карбонатные пласты. Объектами для воздействия кислотой замедленного действия являются скважины, эксплуатирующие карбонатные коллектора и характеризующиеся по данным промысловых и геофизических исследований низким значением коллекторских свойств призабойной зоны пласта по сравнению с удаленной частью, продуктивностью ниже потенциальной и слабой реакцией на повторные обработки соляной кислотой. Выбор объекта воздействия не ограничивается глубиной залегания пласта, его толщиной, величиной дебита и сроком эксплуатации.

В нефтегазодобывающем управлении «Туймазанефть» компонентами кислоты замедленного действия являются: алюмохлорид и ингибированная соляная кислота. Алюмохлорид представляет собой отход производства, получаемый из отработанного катализаторного комплекса, процесса алкилирования бензола пропиленом путем отмывки реакционной массы отработанного катализаторного комплекса растворами хлористого аммония.

Растворение карбонатных пород происходит благодаря образованию соляной кислоты в зоне обработки в результате гидролиза алюминия:



Один килограмм алюмохлорида растворяет 232 г карбоната кальция, а один килограмм 15% соляной кислоты – 205 грамм карбоната кальция. Применение алюмохлорида удлиняет срок взаимодействия с карбонатной породой по сравнению с соляной кислотой на два порядка и более. Однако при взаимодействии солей алюминия с карбонатами происходит образование гидрооксида алюминия, который может выпадать в осадок в виде геля или аморфного осад-

ка. С целью удлинения срока начала гелеобразования в два раза в раствор алюмохлорида добавляется 15% ингибированная соляная кислота в соотношении 30:1.

Эффективность СКО зависит от правильности выбора технологических параметров процесса, геологических особенностей строения пласта и удельных запасов нефти. Для проведения закачки кислоты замедленного действия обычно выбираются скважины технически исправные, имеющие герметичное цементное кольцо в интервале обрабатываемого пласта. Партии химических реагентов применяемых для обработки скважин, должны иметь паспорт или данные химического анализа на содержание основных компонентов.

Следует отметить, что по различным исследованиям эффективность повторных КХА ниже первоначальных. Абсолютная эффективность метода (прирост дебита нефти к дебиту до обработки) изменяется в достаточно средних пределах. После проведения КХА увеличился дебит жидкости, а также возрос дебит нефти. Дополнительная добыча нефти в среднем составила 2,4 т/сут.

В таблице 1 приведена эффективность применения кислоты замедленного действия в условиях НГДУ «Туймазанефть».

Увеличение дебита жидкости после кислоты замедленного действия в значительной степени зависит от потенциальных возможностей скважины. Как потенциальную возможность рассмотрим максимальный дебит жидкости до кислоты замедленного действия. После применения кислоты замедленного действия не только обеспечивается прирост дебита жидкости до максимально достигнутого, но и значительно его превосходит.

Таблица 1

Номер скважины	До внедрения кислоты замедленного действия			После внедрения кислоты замедленного действия			Дополнительная добыча нефти, т
	QH, т/сут	QЖ, т/сут	В, %	QH, т/сут	QЖ, т/сут	В, %	
672	0,8	1,2	30	2,6	4,9	40	602,6
1080	1,8	2,8	27	3,6	6,2	35	618,0
1376	1,3	2,0	29	3,1	5,4	35	620,4
1141	0,6	1,0	38	2,2	4,7	45	206,1
2302	1,8	2,7	22	3,4	5,5	30	548,7

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

Основной целью внедрения метода КХА является:

- повышение производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин для улучшения разработки отдельных участков;
- интенсификация разработки месторождения.

Технологический эффект от воздействия кислоты замедленного действия основывается на двух принципах:

- «мгновенный эффект» – увеличение дебита и продуктивности скважин;
- «длительный эффект» – изменение во времени соотношения нефти и воды в продукции скважин.

Список литературы

1. Мухаметшин, В.Ш. Повышение эффективности использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти [Текст] / В.Ш. Мухаметшин, А.В. Андреев, Р.Т. Ахметов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 122-125.

2. Беркутов, Е.А. Эффективности химических методов увеличения нефтеотдачи пласта в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Электронный ресурс] / Е.А. Беркутов, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 27-30. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

3. Ибрагимов, Д.Р. Эффективность применения химических методов повышения продуктивности скважин в ОАО «Нижеварттовское нефтяное предприятие» [Текст] / Д.Р. Ибрагимов, Н.А. Ворсина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 177-179.

4. Беркутов, Е.А. Анализ эффективности обработки скважин кислотой замедленного действия в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Текст] / Е.А. Беркутов, Н.А. Ворсина // Материалы 38-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 18 апреля-14 мая 2011 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 9-13.

5. Бадамшина, А.Ф. Применение кислоты замедленного действия для повышения нефтеотдачи пласта в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Электронный ресурс] / А.Ф. Бадамшина, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 15-17. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

6. Ходикова, Е.И. Повышение эффективности применения САИ для воздействия на пласт в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Текст] / Е.И. Ходикова, Н.А. Ворсина // Материалы 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. (Октябрьский, 22 апреля 2013 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 245-247.

7. Мухаметшин, В.Ш. Промысловое обоснование выбора скважин и параметров воздействия при проведении солянокислотных обработок [Текст] /

В.Ш. Мухаметшин, А.М. Попов, А.М. Гончаров // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 6. – С. 32-33.

8. Зейгман, Ю.В. Геолого-статистическое моделирование эффективности соляно-кислотного воздействия (СКВ) [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Актуальные проблемы нефтегазового дела: сборник научных трудов в 4-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – Т. 1. – С. 136-141.

9. Мухаметшин, В.В. Обоснование технологических решений при проведении соляно-кислотных обработок (СКО) скважин [Текст] / В.В. Мухаметшин // Проблемы нефтегазового дела: тезисы докладов международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском 27 октября 2006 г. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – С. 30-31.

10. Мухаметшин, В.В. О повышении успешности проведения соляно-кислотных обработок в условиях турнейских залежей высоковязкой нефти [Текст] / В.В. Мухаметшин // Проблемы нефтегазового дела: тезисы докладов международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском 27 октября 2006 г. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – С. 31-32.

УДК 622.276

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВОЛНОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Н.А. Ворсина, Р.Ф. Комаров

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском),

Аннотация: В работе приведен обзор волновых технологий эффективного восстановления фильтрационных характеристик пласта, повышение которых улучшает добывные характеристики скважины. Указаны факторы, приводящие к ухудшению проницаемости ПЗП, которое происходит в процессе эксплуатации. Рассмотренные технологии оценены с точки зрения их технологичности и эффективности.

Ключевые слова: воздействие, волновое, проницаемость, скорость, фильтрация, интенсификация.

UDC 622.276

WAVE TECHNOLOGIES APPLICATION EFFICIENCY WHILE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE CLEANING

N.A. Vorsina, R.F. Komarov

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Abstract: This paper provides an overview of wave technologies used for the reservoir's efficient filtration characteristics restoration, the improvement of which increases production characteristics of the well. Factors leading to the production

zone permeability deterioration that occurs during operation are shown. The above mentioned technologies are evaluated in terms of their producibility and efficiency.

Keywords: impact, wave, permeability, velocity, filtration, intensification.

Производительность нефтяных скважин зависит главным образом от гидропроводности, являющейся функцией проницаемости пласта и вязкости нефти. Динамика показателя работы скважин свидетельствует о том, что фильтрационные характеристики могут ухудшаться вследствие блокирующего действия столба воды, оставшегося на забое скважины после их освоения или появляющегося в связи с их обводнением и ухудшением проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) [1-3].

Причины ухудшения свойств ПЗП делятся на четыре группы:

- механические загрязнения;
- разбухание пластового цемента;
- физико-химическое воздействие;
- термохимическое воздействие.

Из всех перечисленных причин ухудшения проницаемости ПЗП наиболее существенными являются: механическое загрязнение пористой среды, разбухание пластового цемента при его контакте с водой и отложение парафина на скелете пласта в залежах с низкой пластовой температурой [4–9].

Для изменения проницаемости пласта и уменьшения вязкостного трения находят применение физико-химические, микробиологические, тепловые, гидродинамические методы [10–14].

Для повышения проницаемости и гидропроводности пласта применяют методы, объединенные созданием повышенных долговременно или кратковременно действующих сил в области забоя, вызывающих расщепление пласта – гидроразрывы, генерацию ударных волн.

Для объяснения влияния вибрации созданы многочисленные теории: изменения в гравитационных капиллярных силах, таких как фаза смачивания, относительная проницаемость, капиллярная дисперсия нефти, минерализация реликтовых вод, уменьшение вязкости, повышение температуры, зависимость от частоты и интенсивности, влияние упругости, резонансные и доминирующие частоты. Упругие волны вызывают ускорение процесса фильтрации, большое накопление рассеянных пузырьков нефти, газа и ускорение гравитационного расслоения газа, нефти и воды.

Согласно некоторым теориям предполагается, что сокращение поверхностного натяжения, вызванное перепадом скорости между структурой породы и поровой жидкостью – фундаментальный источник увеличенной проницаемости. Так как жидкость может передавать только волны сжатия, перепад скорости, вызванный в поровом пространстве волнами сжатия, будет меньше перепада, который был вызван поперечными волнами той же самой величины. Кроме того волны сжатия и поперечные волны распространяются с разными скоростями и периодически их сила векторно суммируется.

Оптимальной частотой для интенсификации притока считается естественная или резонансная частота (она связана с размером поровых отверстий и гранул). Интенсивное движение жидкости способствует очистке фильтровой части пласта от загрязнений, а в отдельных случаях приводит к разрушению породы призабойной зоны пласта и образованию трещин.

Результаты исследований акустического воздействия на призабойную зону скважины с целью восстановления естественных фильтрационно-емкостных свойств и повышения нефтеотдачи пластов свидетельствуют об эффективности и перспективности данного воздействия. Способы обработки интенсивно применяются и совершенствуются.

В условиях нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть» применяют следующие вибрационные способы воздействия на ПЗП:

- многократное депрессионное воздействие на пласт методом свабирования, при применении которого скважину пакеруют, на канате спускают плунжер с клапаном, который закрывается при подъеме, создавая разрежение в призабойной зоне скважины (ПЗС). При прохождении плунжером окон в переводнике жидкость из подпакерной зоны устремляется в камеру, создавая мгновенную депрессию. В результате обработки 4-х скважин получено 766,4 тонн дополнительно добытой нефти;

- термоимплозионная обработка ПЗП, основана на воздействии высоких температур газохимических процессов и ударной депрессии давления. В результате обработки 19 скважин получено 11907,9 тонн дополнительно добытой нефти;

- гидравлические вибраторы, действие которых основано на использовании энергии потока прокачиваемой жидкости через данную конструкцию и вызывает низкочастотные продольные колебания. Проведено две скважинные операции, дополнительно добыто 1541,8 тонн нефти;

- балансирные вибраторы с частотой 50–100 Гц позволили дополнительно добыть 5185,6 тонн нефти;

- вибратор пульсатор с боковым ударом, который кроме пульсирующего воздействия потока жидкости позволяет производить механические удары бойком с целью удаления твердых отложений. При обработке 11 добывающих скважин дополнительно получено 4441,1 тонн нефти.

В ООО «Башнефть-Добыча» проведены испытания эффекта электрогидравлического удара за счет подачи на электроды импульсного напряжения тока по тросу – кабелю. Вследствие повышения давления жидкость, расширяясь, выбрасывается через сопло в призабойную зону скважины. Недостаток – импульс ударного давления незначителен и рассеивается по стволу скважины, устройство сложное в конструктивном исполнении.

ООО «Ойл-инжиниринг» применяет воздействие на скважинный флюид гидродинамического излучателя колебаний. Способ требует больших временных и материальных затрат.

ЗАО «РИТЭК-внедрение» предлагает осуществлять гидроудар от устья скважины за счет резкого перекрытия потока жидкости, изливающегося из

скважины. Недостаток предлагаемой технологии – амплитуда ударной волны зависит от давления жидкости в полости скважины.

На основании выше сказанного можно сделать следующие выводы:

– наиболее эффективными методами очистки ПЗП являются методы, позволяющие создавать искусственные трещины. Эти способы хотя и эффективны, но сложны, трудоемки, дорогостоящие и не всегда безопасны;

– большинство существующих высокопроизводительных способов воздействия на ПЗП нефтяной скважины связано со сложными и дорогостоящими технологическими операциями.

Список литературы

1. Мухаметшин, В.Ш. Повышение эффективности использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти [Текст] / В.Ш. Мухаметшин, А.В. Андреев, Р.Т. Ахметов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 122-125.

2. Метотехнология ограничения водопритокков и увеличения нефтеотдачи [Текст]: монография / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ю.А. Котенев, А.Н. Куликов, В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 216 с.

3. Повышение эффективности технологий заканчивания скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти [Текст]: учебное пособие / Р.Р. Хузин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 233 с.

4. Мухаметшин, В.Ш. Повышение точности технологических расчетов производительности скважин на залежах в карбонатных коллекторах [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Технологии нефтегазового дела: сб. науч. тр. / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – С.14-19.

5. Мухаметшин, В.Ш. О необходимости учета изменений коэффициента продуктивности скважин в процессе очистки призабойной зоны пласта [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Технологии нефтегазового дела: сборник научных трудов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – С. 3-14.

6. Мухаметшин, В.Ш. Оценка эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи по геолого-промысловым данным [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии нефтегазового дела: тезисы докл. Всерос. науч.-техн. конф. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – С. 3-4.

7. Мухаметшин, В.Ш. Прогнозирование времени очистки призабойной зоны скважин на залежах в карбонатных коллекторах [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии нефтегазового дела: тезисы докл. Всерос. науч.-техн. конф. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – С. 4-5.

8. Оценка риска прорыва газа при эксплуатации нефтегазоконденсатных скважин Пякяхинского месторождения [Текст] / А.А. Потрясов, А.С. Мороз,

И.Р. Сафиуллин, В.В. Мухаметшин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2015. – № 10. – С. 40-42.

9. К проблеме учета добычи нефти и газа по объектам разработки [Текст] / Д.К. Сагитов, В.Э. Халикова, А.С. Мороз, В.В. Мухаметшин, А.А. Сахибгареев // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 5-9.

10. Бадамшина, А.Ф. Применение кислоты замедленного действия для повышения нефтеотдачи пласта в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Электронный ресурс] / А.Ф. Бадамшина, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 15-17. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

11. Ворсина, Н.А. Эффективность применения реагента СОНПАР-5403 для борьбы с АСПО в Ишимбайскомцехе добычи нефти и газа № 5 НГДУ «Ишимбайнефть» [Текст] / Н.А. Ворсина, Э.И. Усманова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011: сб. науч. тр. в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 56-59.

12. Пахомова, Л.Е. Особенности реагента СНПХ-9633 и технологии его применения [Текст] / Л.Е. Пахомова, Н.А. Ворсина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 292-294.

13. Ходикова, Е.И. Повышение эффективности применения САИ для воздействия на пласт в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Текст] / Е.И. Ходикова, Н.А. Ворсина // Материалы 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. (Октябрьский, 22 апреля 2013 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 245-247.

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

УДК 622.276.66

СИСТЕМА РАСЧЕТА ВЫСОТЫ УСТАНОВКИ ОБРАТНОГО КЛАПАНА НАД ЭЦН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

Н.А. Ворсина, В.О. Червяков, П.С. Витковский

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

Аннотация. Статья посвящена изучению актуальной проблемы загазовывания и осложнения запуска ЭЦН при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. В статье рассматриваются неблагоприятные факторы влияния попутного газа на процесс разработки и конкретно его фактор влияния

на пуск ЭЦН. В работе приводится теоретическое обоснование возникновения осложнения запуска ЭЦН и расчет параметров, которые позволят при компоновке и спуске ЭЦН учитывать этот неблагоприятный фактор и вносить небольшие конструктивные изменения для устранения данной проблемы. Приводится теоретическое описание и обоснование способа решения данной проблемы

Ключевые слова: освоение и разработка нефтегазовых месторождений, давление в затрубном пространстве, ЭЦН, обратный клапан, затрубное пространство скважины, статический уровень жидкости, дебит скважины, газовый фактор, трудноизвлекаемые запасы, загазованность насоса, «пробки».

UDC 622.276.66

SYSTEM FOR CALCULATING THE HEIGHT OF INSTALLATION VALVE IN DEVELOPING OVER ESP FIELDS WITH HARD STOCKS

ON. Nap, VO Worms, PS Witkowski
(*Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU*)

Annotation. The paper studies the actual problems and complications zagazovyvaniya launch of ESP in the development of fields with hard to recover reserves. The article discusses the impact of adverse factors associated gas in the process of development and particularly its impact on the start-up factor ESP. The paper provides a theoretical justification of complications start ESP and calculation of parameters that will allow the layout of ESP and descent into account the unfavorable factor, and make minor design changes to resolve this issue. We present a theoretical description and justification of the ways to solve this problem

Keywords: exploration and development of oil and gas, the pressure in the annulus, ESP, check valve, the annulus of the well, the static liquid level, flow rate of the well, the gas factor, as reserves, pump fumes, «plug».

К текущему моменту в мире почти не осталось легкоизвлекаемых запасов углеводородов, вследствие чего происходит интенсивное освоение и эксплуатация месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов. Осложненность их извлечения связана с различными факторами, такими как: высокая вязкость и плотность углеводородов, высокая глубина залегания, низкое пластовое давление и температура, высокий газовый фактор и др.

При освоении и разработке нефтегазовых месторождений происходит постепенное снижение пластового давления, вплоть до падения его ниже давления насыщения нефти газом. Вследствие чего выделение газа из нефти начинает происходить прямо в призабойной зоне пласта, что оказывает неблагоприятное влияние на весь процесс разработки. Выделение газа из нефти вызывает понижение температуры жидкости, что, в свою очередь, приводит к кристаллизации и осаждению АСП (асфальтенов, смол, парафинов) на стенках скважины, уменьшая площадь ее поперечного сечения и снижая ее пропускную способность.

Понижение температуры в затрубном пространстве приводит к образованию конденсата и его замерзанию вплоть до полного закупоривания затрубного пространства – образования АСП «пробок», под которыми скапливается выделяющийся попутный газ и создает избыточное давление на поверхность жидкости в затрубном пространстве. А это мешает притоку жидкости в скважину и осложняет процесс разработки. Кроме того, даже без образования «пробок» в затрубном пространстве, скапливающийся попутный газ также создает давление на поверхность жидкости, мешая притоку флюида к скважине.

Помимо этого, при эксплуатации скважин на месторождениях с трудно-извлекаемыми запасами, выделяющийся на забое скважины газ мешает стабильности процесса эксплуатации, вызывая загазованность ЭЦН при остановке работы по каким-либо причинам скважины. Вследствие чего, ЭЦН не может запуститься и, продавив газовую пробку, открыть обратный клапан над собой. Что, в свою очередь, осложняет процесс разработки, поскольку для нормального запуска ЭЦН приходится ждать, пока пласт поддаст достаточное количество жидкости и, создав достаточное давление, сожмет газовую пробку в насосе достаточно для того, чтобы насос смог открыть обратный клапан и создать подачу.

Загазовывание насоса происходит сразу после его остановки: вследствие резкого перепада давления на забое происходит интенсивное выделение газа, заполняющего собой насос и пространство над ним до обратного клапана, при этом вытесняя оттуда жидкость. Впоследствии жидкость, поддаваемая пластом и поднимающаяся до статического уровня, сжимает газ в насосе и постепенно частично заполняет ЭЦН.

Чаще всего процесс сжатия газа в насосе и пространстве над ЭЦН и заполнения насоса жидкостью до уровня достаточного для его нормального запуска довольно долгий (необходимо полное восстановление затрубного уровня жидкости до статического). Это является следствием того, что газ заполняющий насос и пространство над ним находится в небольшом объеме, и, того, что исходя из начальных условий его выделения (пластовое давление и температура), при последующем, относительно начальных условий – небольшом, увеличении давления, коэффициент его сжатия весьма мал.

Соответственно, для того чтобы повлиять на этот процесс, а конкретно – ускорить его, необходимо изменить условия его протекания. Так как начальные условия: пластовые давление и температура, а также последующий рост давления – неизменны

пластовое давление: $P_1 = P_2 = const$; пластовая температура: $T_1 = T_2 = const$; увеличение давления на насос вследствие поднятия уровня жидкости до статического: $\Delta P_1 = \Delta P_2 = const$) то, согласно уравнению Клапейрона:

$$\frac{P_1 * V_1}{T_1} = \frac{P_2 * V_2}{T_2} = const$$

мы можем поменять лишь объем сжимаемого газа. Естественно, мы не можем как-то регулировать количество выделяющегося газа, однако мы можем изменить объем доступного для него пространства, тем самым уменьшив началь-

ный коэффициент его сжатия – и увеличим коэффициент его сжатия при последующем росте давления на него из-за восстановления статического уровня.

Мы не сможем изменить внутренний объем ЭЦН, однако сможем увеличить объем пространства над ЭЦН до обратного клапана. По стандарту обратный клапан устанавливается на второй трубе над ЭЦН, то есть объем пространства над насосом, при диаметре НКТ равном 2,5 дюйма, будет равен порядка 60 литров. Внутренний объем насоса зависит от количества его ступеней и марки: насос с $d=92\text{мм}$, $H=2000\text{м}$, при том, что каждая ступень создает $H=40\text{м}$, будет иметь 50 ступеней и $l \approx 20\text{м}$, его объем будет равен:

$$V_{\text{нас}} = \frac{\pi * 0,092^2}{4} * 20 = 0,133\text{м}^3 = 133\text{л}$$

Для определения объема пространства внутри насоса, необходимо умножить общий объем насоса на коэффициент 0,4, в итоге получим, что объем внутреннего пространства насоса равен 55 литрам. Следовательно, общий объем, занятого выделившимся газом пространства, будет равен 115 литрам.

Исходя из этих данных, необходимо посчитать, на сколько труб выше необходимо устанавливать обратный клапан над ЭЦН, чтобы после остановки насоса не было необходимости ждать, пока уровень жидкости в затрубном пространстве восстановится до статического уровня. Соответственно, чтобы уменьшить время ожидания перед запуском насоса либо вообще избежать проблем с его запуском, необходимо увеличить объем занимаемого газом пространства в 1,5-2 раза. То есть, исходя из объема одной трубы НКТ, диаметром 2,5 дюйма, равного 30 литрам, необходимо устанавливать обратный клапан:

$$\frac{V_{\text{нас}}}{V_{\text{тр}}} = \frac{115}{30} = 3,83 \approx 4$$

выше насоса не на 2 трубы, а на 4–8 труб выше. Это позволит более эффективно эксплуатировать скважины на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, избежать потерь при технологических остановках скважин, а также в целом упростит эксплуатацию таких скважин.

Исходя из приведенных доводов и учитывая актуальность данной проблемы, можно сделать вывод о технологической, экономической эффективности предлагаемого способа увеличения занимаемого пространства попутным газом в ЭЦН и над ним, для уменьшения времени ожидания запуска насоса в работу. В связи с этим рекомендуется произвести необходимые улучшения в конструкции скважин, эксплуатируемых на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, чтобы увеличить эффективность процесса освоения и разработки нефтегазовых месторождений и упростить его, при этом увеличив его экономическую эффективность, а также избавиться от некоторых его неблагоприятных факторов.

Список литературы

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

2. Бахтизин, Р.Н. Исследование состояния производительности нестационарного заводнения [Текст] / Р.Н. Бахтизин, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Гимаев // Нефтегазовое дело. – 2013. – Т. 11. – № 4. – С. 68-72.
3. Мухаметзянов, Н.Н. К вопросу о возможности измерения малых токов при исследовании высокоомных осадочных разрезов [Текст] / Н.Н. Мухаметзянов, И.Г. Фаттахов, Т.Н. Шамсутдинов // Научное обозрение. – 2014. – № 1. – С. 65-68.
4. Фаттахов, И.Г. Классификация объектов разработки с использованием метода главных компонент [Текст] / И.Г. Фаттахов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 4. – С. 6-9.
5. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН [Электронный ресурс] / А.С. Топольников, К.Р. Уразаков, Р.И. Вахитова, Д.А. Сарачева // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 3. – С. 134-146. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
6. Миннивалеев, А.Н. Насосная добыча нефти на Туймазинском месторождении [Электронный ресурс] / А.Н. Миннивалеев, И.Г. Фаттахов // Теоретические и прикладные вопросы науки и образования: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции (Тамбов, 31 января 2015 г.) в 16 ч. / коллектив авторов. – Тамбов: Юком, 2015. – Ч. 1. – С. 103-104. – Режим доступа: <http://ucom.ru/doc/conf/2015.01.31.01.pdf>.
7. Сазонов, Ю.А. Расчеты струйных насосов [Текст]: учебное пособие / Ю.А. Сазонов, Р.В. Сазонова. – М.: ГАНГ, 1997. – 52 с.
8. Способ закачивания воды в нагнетательные скважины электроцентробежными насосами [Текст] / Л.С. Кулешова, Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, А.И. Воронин // Естественные и технические науки. – 2012. – № 1. – С. 176-178.
9. Шаблоны применения технологий эффективный способ систематизации знаний [Текст] / С.И. Кудряшов, М.М. Хасанов, В.А. Краснов, Р.А. Хабибуллин, А.А. Семенов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 7-9.
10. Фаттахов, И.Г. Интеграция дифференциальных задач интенсификации добычи нефти с прикладным программированием [Текст] / И.Г. Фаттахов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 5. – С. 115-119.

УДК 622.276

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКИХ
НЕФТЕЙ НА АШАЛЬЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
НГДУ «НУРЛАТНЕФТЬ»**

Н.А. Ворсина, С.Ю. Столяров

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

Аннотация. Для разработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей и битумов требуются новые комплексные методы, позволяющие использовать, например, преимущества теплового воздействия в сочетании с углеводородными растворителями. Для условий шешминского горизонта исследовано одно из

актуальных направлений – совместное нагнетание пара с другими реагентами.

Ключевые слова: паротепловое воздействие, углеводородный растворитель, совместная закачка, тяжелая нефть, смолы, асфальтены.

UDC 622.276

SUPER VISCOUS OIL PRODUCTION EFFICIENCY IMPROVING AT ASHALCHINSK OIL FIELD OF NGDU «NURLATNEFT»

N.A. Vorsina, S.U. Stolyarov

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. To develop heavy oil and bitumen hard to recover reserves new complex methods, allowing the use of, for example, the benefits of heat exposure in combination with hydrocarbon solvents are required. For the conditions of Sheshmin horizon one of the important directions – co-injection of steam with other reagents is investigated.

Key words: thermal steam impact, of hydrocarbon solvent, joint injection, heavy oil, resins, asphaltenes.

В концепции процесса парогравитационного дренирования с растворителем углеводородный растворитель определенной концентрации закачивается в поток пара [1, 2, 3]. Для того чтобы модификация пара с добавкой холодного растворителя не ухудшила процесс гравитационного дренирования, необходимо установить ее оптимальную концентрацию для совместной закачки исходя из условия сохранения оптимальной температуры в паровой камере.

Для решения вышеназванной задачи помощью вычислительных экспериментов на неизотермической композиционной компьютерной гидродинамической модели эталонного элемента разработки, обладающего геолого-физическими характеристиками залежи тяжелой нефти Ашальчинского месторождения и включающего одну пару горизонтальных скважин (добывающую и нагнетательную) был подобран растворитель, представляющий смесь алкидбензольных углеводородов «Нефрас 150/330» [4, 5, 6].

Основанием для выбора растворителя было его соответствие следующим требованиям:

- высокая вытесняющая и растворяющая способность, что установлено в процессе лабораторных исследований;
- возможность перехода в парообразное состояние в условиях эксплуатируемой пары горизонтальных скважин (т.е. могла выпариваться и конденсироваться при тех же условиях, что и водная фаза);
- отсутствие выпадения асфальтенов при смешивании с нефтью [7, 8, 9].

В таблице 1 представлено, как меняется остаточное содержание смол и асфальтенов в нефтенасыщенной породе Ашальчинского месторождения после экстракции растворителем «Нефрас» 150/330 при температурах 25°C и 90°C.

Таблица 1 – Остаточное содержание смол и асфальтенов в нефтенасыщенной породе после экстракции растворителем «Нефрас» 150/330

Температура, °С	Асфальтены, %мас	Смолы, %мас
25	6	3
90	43	34

При моделировании задавались следующие концентрации нагнетаемого совместно с паром растворителя: 0, 1, 3, 5 и 7 процентов (по массе). Для расчетов обеспечения сопоставимости результатов массовый расход закачиваемого флюида фиксировался.

Результаты моделирования показали, что комбинированный процесс закачки пара-растворителя приводит к увеличению дебита по нефти и снижению паронефтяного отношения (таблица 2) [10, 11].

Таблица 2 – Технико-экономические показатели проекта

Наименование	Концентрация растворителя, %				
	0	1	3	5	7
Прирост накопленной добычи нефти, доли ед.	1,00	1,11	1,14	1,12	1,12
Прирост максимального дебита нефти, доли ед.	1,00	1,34	1,38	1,44	1,50
Изменение накопленной закачки пара, доли ед.	1,00	0,95	0,93	0,91	0,90
Накопленное паронефтяное отношение, т/т	3,5	3,0	2,8	2,8	2,8
Накопленная закачка растворителя, тыс. т	0	2,3	6,7	10,9	14,9
Накопленная добыча растворителя, тыс. т	0	1,8	6,1	10,3	14,1
Удельный расход растворителя на 1 т дополнительно добытой нефти, т/т	0	0,22	0,50	0,94	1,27
Срок окупаемости, годы	6	5	5	не ок.	не ок.

Анализ полученных двумерных и трехмерных изображений модели показал, что в случае добавки растворителя с момента устойчивого развития паровой камеры со стабильным дебитом нефти растворитель не успевает достичь периметра паровой камеры, вступая во взаимодействие с оставшейся нефтью – обладая высокой растворяющей способностью, растворитель до отмывает оставшуюся после прохождения фронта теплоносителя нефть, что позволяет увеличить добычу нефти [12, 13, 14].

С повышением массовой концентрации растворителя область паровой камеры, охваченной растворителем, увеличивается, что позволяет увеличить дебит добывающей скважины и, как следствие, накопленную добычу нефти [13, 15, 16]. Вместе с тем это приводит к неэффективному использованию растворителя, так как он концентрируется в уже промытой зоне и почти сразу же увлекается в добывающую скважину. Например, повышение концентрации закачиваемого растворителя с 1 до 7 процентов позволило увеличить накопленную добычу нефти на 1 %, однако это привело к росту удельного расхода растворителя на тонну дополнительно добытой нефти в 6 раз [17].

Для изучения влияния времени начала закачки растворителя на эффективность технологии рассмотрен вариант ее добавки к пару с момента установления гидродинамической и тепловой связей, т.е. с первого года по окончании стадии прогрева. Расчеты показали, что процесс добычи в этом случае идет несколько медленнее, что связано с потерями тепла на прогрев совместно закачиваемого растворителя, хотя по объему накопленной добычи нефти данный вариант превосходит результаты, полученные при реализации других вариантов. Связано это с тем, что при совместной закачке пара и растворителя с начала эксплуатации растворитель работает на довытеснение остаточной нефти в пределах всей паровой камеры по мере ее роста [18].

На основании проведенных исследований разработан технологический процесс разработки залежей тяжелых нефтей при паротепловом воздействии совместно с растворителями. Проведены испытания технологии на 1 парной скважине Ашальчинского месторождения, получен прирост дебита нефти. Результаты воздействия за счет совместной закачки растворителя представлены в таблице 3 [19].

Таблица 3 – Результаты воздействия за счет совместной закачки растворителя «Нефрас» 150/330 и пара в нагнетательную скважину НГДУ «Нурлатнефть»

Номер нагнетательной скважины	Номер добывающей скважины	До закачки			После закачки			Дополнительная добыча нефти, т
		Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	В, %	Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	В, %	
233	232	189,49	27,32	85,75	154,11	33,50	84,52	6,18

Применение технологии добычи сверхвязкой нефти методом паротеплового воздействия в композиции с углеводородным растворителем позволяет:

- повысить подвижность сверхвязкой нефти;
- уменьшить энергоемкость технологии, осуществляемых с использование теплового воздействия;
- увеличить дебит нефти.

Для выполнения технологии выбранный участок месторождения сверх-

вязкой нефти (СВН) должен отвечать следующим требованиям:

- применение на участке теплового метода разработки;
- проницаемость не менее 0,5 мкм²
- нефтенасыщенная толщина не менее 3 м;
- нефтенасыщенность не менее 40 процентов от объема пор;
- пористость не менее 18 процентов.

Скважины Ашальчинского месторождения подпадают под эти критерии.

Список литературы

1. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 25 с.
2. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 137 с.
3. Нафикова, Р.А. Влияние вязкости нефтяного шлама на эффективность его переработки на промыслах [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 1. – С. 118-120.
4. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 169-174.
5. Пат. 116856 Российская Федерация, МПК С 10 G 15/08. Установка переработки амбарных углеводородов [Электронный ресурс] / Нафикова Р.А.; патентообладатель Нафикова Резеда Абузаровна. – № 2011127973/15; заявл. 07.07.2011; опубл. 10.06.2012, Бюл. № 16. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
6. Нафикова, Р.А. Регулирование процессов извлечения нефти углеводородными композициями поверхностно-активных веществ [Текст] / Р.А. Нафикова, А.А. Исламов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 163-169.
7. Нафикова, Р.А. Особенности формирования компетенций при изучении дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции» [Текст] / Р.А. Нафикова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 149-154.
8. Ибрагимов, Д.Р. Эффективность применения химических методов повышения продуктивности скважин в ОАО «Нижневартовское нефтяное предприятие» [Текст] / Д.Р. Ибрагимов, Н.А. Ворсина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 177-179.

9. Пахомова, Л.Е. Особенности реагента СНПХ-9633 и технологии его применения [Текст] / Л.Е. Пахомова, Н.А. Ворсина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 292-294.

10. Ворсина, Н.А. Применение композиции на основе нефелина для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст] / Н.А. Ворсина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 68-73.

11. Габзалилова, А.Х. Увеличение нагрузки на забой использованием на горизонтальном интервале стволов скважин винтообразных труб [Текст] / А.Х. Габзалилова, З.А. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 247-250.

12. Габзалилова, А.Х. Научно-методическое обоснование увеличения длины горизонтальных интервалов стволов скважин [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Габзалилова Альфира Хамитовна. – Уфа, 2012. – 151 с.

13. Габзалилова, А.Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении [Текст] / А.Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 193-198.

14. Габзалилова, А.Х. Осевая нагрузка на забой и на подъемный механизм в горизонтальной скважине с интервалами: вертикальным, набора зенитного угла и изменения азимута [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 198-203.

15. Мухтасарова, Э.А. К вопросу повышения адаптивности системы управления буровыми предприятиями нефтяной отрасли [Текст] / Э.А. Мухтасарова, З.А. Гарифуллина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3. – С. 28-35.

16. Мухтасарова, Э.А. Кризис духовных ценностей российского общества и новые ценностные ориентиры современной молодежи [Текст] / Э.А. Мухтасарова // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 76-80.

17. Самигуллина, Л.З. Аспекты когнитивной и идеографической характеристики как способ описания профессиональной терминосистемы (на материале русского, татарского, башкирского и английского языков) [Текст] / Л.З. Самигуллина // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2013. – № 1 (8). – С. 88-93.

18. Самигуллина, Л.З. Нормативные аспекты нефтегазовой терминологии

[Электронный ресурс] / Л.З. Самигуллина // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 447-456. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

19. Самигуллина, Л.З. Опыт создания профессионального идеографического словаря-тезауруса [Текст] / Л.З. Самигуллина, А.Г. Шайхулов // Судьбы национальных культур в условиях глобализации: сборник материалов III Международной научной конференции (Челябинск, 26-27 марта 2015 г.) / под ред. М.Г. Смирнова. – Челябинск: Энциклопедия, 2015. – С. 390-395.

УДК 622.276

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ПЕЛЯТКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н.А. Ворсина, С.Г. Газизова

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

Аннотация. Газоконденсатные месторождения ОАО «Норильскгазпром» находятся на стадии падающей добычи. Непрерывный рост количества выносимой из пласта жидкости приводит к ухудшению процесса сепарации газа. Используемые в технологических схемах промысловой обработки газа сепарационные аппараты технически и морально являются устаревшей конструкцией и несовершенны. В статье рассмотрены мероприятия по повышению эффективности подготовки скважинной продукции при залповом поступлении жидкостной пробки путем исключения ее попадания в технологические транспортные коммуникации и повышения эффективности сепарации при нормальных условиях работы скважин

Ключевые слова: добыча, газоконденсат, устройство, внутритрубная, сепарация, нестационарное течение, конструкция

UDC 622.276

THE GAS TREATMENT SYSTEM IMPROVING AT THE PELYATKIN DEPOSIT

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. OJSC «Norilskgazprom» gas condensate fields are at the stage of declining production nowadays. Steady growth in the pumping out reservoir fluid amount leads to gas separation deterioration process. The separation devices used in gas field treatment technological schemes' design are technically and morally obsolete and flawed. The article considers measures for field processing facilities efficiency improving in peak liquid discharges excluding its falling into the technological transport communications and separation efficiency improving under normal well operating conditions

Key words: extraction, gas condensate, device, inline, separation, unsteady flow, design

Газоконденсатные месторождения ОАО «Норильскгазпром» находятся в стадии падающей добычи. Непрерывный рост количества выносимой из пласта жидкости приводит к ухудшению процесса сепарации газа. Используемые в технологических схемах промысловой обработки газа сепарационные аппараты технически и морально являются устаревшей конструкцией и несовершенны.

Недостаток пластовой энергии не позволяет осуществить низкотемпературную сепарацию газа [1, 2].

В связи с этим, для повышения качества предварительной подготовки газа при пробковом режиме газоконденсатного потока и обеспечения ритмичной, равномерной нагрузки и безпульсационной работы аппаратов, задействованных в технологической схеме промысловой обработки газа рекомендуется использовать устройство внутритрубной сепарации газа (УВС). УВС предусматривается использовать как в промысловых шлейфах, так и технологических линиях низкого и высокого давления, и отличается простотой конструкции. УВС изготавливается из стандартных труб соответствующей прочности и размеров.

Применение данного решения значительно упростит технологическую схему промысловой подготовки газа на Пеляткинском месторождении и исключить строительство традиционного УППГ и сооружений по подогреву газа в условиях северных районов [3, 4, 5].

УВС газа включает в себя следующие секции оборудования:

1) главную (первичную) сепарационную секцию для удаления капель жидкости (свободной жидкости) из газа за счет гравитационного охлаждения. Процесс в этой секции достигается путем образования наиболее рационального и благоприятного, с точки зрения отделения жидкости от газа, формами фаз газожидкостного потока (расслоенная структура) [6, 7, 8]. Для этого обеспечивается снижение скорости потока до 4,0–4,5 м/с за счет плавного увеличения диаметра корпуса устройства по отношению диаметра технологической линии;

2) коагулятор для улавливания из газа диспергированной жидкости (крупно-, средне- и мелких частиц) за счет инерционных сил. В этой секции, в данном случае, используется конус, позволяющий отбрасывать по касательной траектории капли жидкости в перефирийную часть корпуса устройства. Кроме того, используются лопасти для обеспечения вращательного движения потока [8, 9, 10]. При этом вращение обеспечивается для центральной (ядро потока) и периферийной частей потока одновременно, что обеспечивает достижение достаточной инерционной силы потока по всему сечению корпуса устройства;

3) емкость для накопления и удаления отсепарированной жидкости. Объем данной секции устанавливается с учетом неравномерности поступления жидкости потоком газа в сепаратор.

УВС состоит из корпуса, переходников, завихрителя, установленного конической вершиной против движения газожидкостного потока, нарезанными в нем двумя рядами тангенциальных щелей одинакового направления внутреннего и наружного патрубков, первого и второго отводов жидкости, конфузора и сборной емкости [11].

Принцип работы устройства заключается в следующем: поток природно-

го газа после расширения в переходнике, срезается с острой вершины завихрителя, жидкая фаза отбрасывается в перефирийную часть устройства и через первый отвод выносится в емкость. Центральный и приосевой потоки с мелкодисперсной и крупнодисперсной жидкостными фазами переходят соответственно через первый и второй ряды тангенциальных щелей и принимают вращательное движение с различными скоростями.

При этом скоагулированные капли жидкости из центрального и приосевого слоев отбрасываются к стенкам корпуса и через второй отвод удаляются в сборник, а освобожденный от жидкости газ через газоотводящий патрубок направляется в газопровод.

При разработке проектно-технической документации на УВС газа принимаются за основу две взаимосвязанные группы факторов [12, 13, 14].

К первой группе относятся: рабочие параметры выбранного объекта, такие как предельное ожидаемое давления, температуры, скорости потока, объемные газосодержания, числа Фруда, которые определяются при промышленном обследовании объектов или расчетным путем.

Ко второй группе факторов относятся: показатели линейных сооружений шлейфов, магистрального газопровода, стандартных переходников и днищ отечественного и импортного производства, применяемые в обустройстве промыслов.

Согласование и учет этих двух факторов (технических и технологических) позволит определить исходные требования при выборе оптимальных конструктивных размеров сепаратора для конкретного случая, обеспечить изготовление и монтаж в условиях производства.

При определении оптимальных конструктивных размеров устройства внутритрубной сепарации газа необходимо учитывать следующие конструктивные элементы аппарата:

- 1) диаметр корпуса – D_k ;
- 1) длина корпуса – L ;
- 2) диаметр конфузора (газоотводящего патрубка) – ℓ ;
- 3) величина осевого сечения конфузора – S ;
- 4) объем сборной жидкости;
- 5) выбор места монтажа устройства.

Результаты экспериментальных исследований и расчетных данных позволили установить взаимосвязь между относительными значениями конструктивных элементов сепаратора в зависимости от вышеуказанных технических и технологических факторов объекта [15, 16].

Учитывая возможности аварийных ситуаций на промысле и образования нестационарного режима течения газожидкостного потока, а так же низкой стоимости предлагается в технологическую линию установить два УВС последовательно с общей емкостью для сбора жидкости.

По результатам испытаний принимается, что первый УВС будет работать с эффективностью 93% с учетом того, что с уменьшением количества жидкости в газе эффективность сепарации снижается. Это значение для второго УВС

принимается 85%. При этом общая эффективность последовательно соединенных УВС будет составлять 98,9%.

Таким образом, из $110 \text{ см}^3/\text{нм}^3$ жидкости в первом УВС будет уловлено $102.3 \text{ см}^3/\text{нм}^3$, а на втором УВС из $7.7 \text{ см}^3/\text{нм}^3$ ($110-102.3$) будет уловлено $6.5 \text{ см}^3/\text{нм}^3$. Унос жидкой фазы в межпромысловый коллектор составит $1.2 \text{ см}^3/\text{нм}^3$. Общий материальный баланс жидкости при сепарации газа двумя последовательно соединенными УВС показан на слайде.

Произведем расчет парожидкостного равновесия по уравнению состояния Пенга-Робинсона внутритрубной сепарации на схеме двух последовательно соединенных УВС. В данном случае мы учитываем, что параметры на входе во 2-й УВС будут соответствовать параметрам на выходе из 1-го УВС. Расчет для двухступенчатого УВС.

Из полученных результатов расчета разделения газожидкостной смеси на газовую и жидкую фазы в УВС видно, что мольные доли тяжелых компонентов смеси в газовой фазе увеличивается с повышением температуры. Следовательно УВС более эффективен при низкой температуре, что еще раз подтверждает применение его в условиях Крайнего севера. Эффективность двух последовательно соединенных УВС значительно выше одиночного.

Внедрение УВТСГ на Пеляткинском газовом месторождении позволит получить значительный экономический эффект.

Список литературы

1. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 169-174.

2. Валеев, И.И. Возможность и эффективность реализации водогазового воздействия в условиях Тарасовского месторождения [Текст] / И.И. Валеев, Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 56-62.

3. Фархутдинов, В.Ю. Пути решения устойчивости работы погружного оборудования на месторождениях, осложненных высоким газовым фактором [Текст] / В.Ю. Фархутдинов, Н.С. Кучко, Р.А. Нафикова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 60-65.

4. Фархутдинов, В.Ю. Энергоэффективность системы низкотемпературной сепарации в газодобывающей промышленности на примере установки комплексной подготовки газа [Текст] / В.Ю. Фархутдинов, Р.А. Нафикова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 99-102.

5. Нафикова, Р.А. Особенности формирования компетенций при изучении дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции» [Текст] / Р.А. Нафикова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 149-154.

6. Габзалилова, А.Х. Увеличение нагрузки на забой использованием на горизонтальном интервале стволов скважин винтообразных труб [Текст] / А.Х. Габзалилова, З.А. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 247-250.

7. Габзалилова, А.Х. Научно-методическое обоснование увеличения длины горизонтальных интервалов стволов скважин [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Габзалилова Альфира Хамитовна. – Уфа, 2012. – 151 с.

8. Габзалилова, А.Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении [Текст] / А.Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 193-198.

9. Габзалилова, А.Х. Осевая нагрузка на забой и на подъемный механизм в горизонтальной скважине с интервалами: вертикальным, набора зенитного угла и изменения азимута [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 198-203.

10. Ворсина, Н.А. Использование попутного нефтяного газа [Текст] / Н.А. Ворсина, А.В. Михайлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 142-147.

11. Петрова, Л.В. Преддипломная практика бакалавров в техническом университете [Текст] / Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина, А.Х. Габзалилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 167-175.

12. Ахметов, Р.Т. Итоговая аттестация и выпуск инженеров по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Р.Т. Ахметов, Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 132-137.

13. Гарифуллина, З.А. Определение критериев успеха реализации it-проектов на предприятиях нефтяной отрасли с позиций теории функциональных систем [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 6. – С. 27-34.

14. Гарифуллина, З.А. Предприятия нефтяной отрасли как локомотив инновационного развития экономики России [Текст] / З.А. Гарифуллина, Р.Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 7. – С. 30-33.

15. Хламушкин, И.К. Технико-экономический анализ добычи попутного газа [Текст] / И.К. Хламушкин, З.А. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 2. – С. 45-50.

16. Гарифуллина, З.А. Подход к построению системы управления по целям на буровых предприятиях / З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 3. – С. 40-45.

UDC 622.276

CHALLENGES OF PIPELINE TRANSPORTATION OF PETROLEUM PRODUCTS IN NIGERIA

N. Vorsina, Lekwauwa Caleb Ugwumsinachi
(*Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU*)

Annotation. This article presents the problems of pipeline transportation of petroleum products in Nigeria and its proposed solutions. Over the years, pipelines from offshore wells are being blocked by impurities and most of the time the tubes have been rusted or experienced high degree of wears. This has caused spillage of oil in most cases in various oil fields and wells along Nigerian's offshores. Production costs, vandalism, environmental pollution and repairs of drilling machines are just a few challenges oil companies are facing in Nigeria. This article proposes measures needed to regulate the fluid-flow in these pipelines and the types of pipeline coatings needed to modify the structure and width of the pipelines in order to ensure economic growth, increment in production and reduction in health hazards thus providing a suitable ecosystem and reduction of available land for agriculture caused by the oil spillage.

Keywords: Petroleum products; Pipelines; vandalism; fluid-flow, offshore, ecosystem, health hazard, coatings, spillage, wears, rust, degree.

Pipelines are used to transport oil and gas from the wells to refineries then to storages facilities. Pipeline means of transportation is regarded as the most cost confined means of transportation of crude oil and petroleum products on land. Pipelines are mainly used to transport refined petroleum products such as gasoline, diesel etc. from the refineries to the storage or distribution facilities. Oil pipelines are generally divided into two basic section called trunks and gathering lines. Trunk ranges in size from 20 to 60cm in diameter why gathering lines ranges from 5 to 15cm in diameter [1, 2].

Pipeline transportation system in Nigeria has not received much attention because of two major factors one is that it is relatively a recent origin and secondly it's been operated n serviced by the federal government of Nigeria.

Pipelines are vital part of the core infrastructure of oil and gas production in Nigeria that's why pipelines and products marketing company (PPMC) uses pipelines frequently to transport products from refineries to depots which are located in strategic places across the country [3]. Pipelines are necessary for the transportation, storage and marketing of crude oil, natural gas and refined petroleum products. According to the available data put the nation's pipeline network at over 3000km (Olomola, 2005). Pipelines are mostly used in the transportation of refined petroleum products from the oil refineries to storage depots in Nigeria. Petroleum pipeline traverses the entire country's geo-political zones ranging from the subsea swamp, rain forest to the savannah grass lands. Petroleum pipeline is essential mode of transport and is therefore an infrastructure of a highly specialized nature [4, 5]

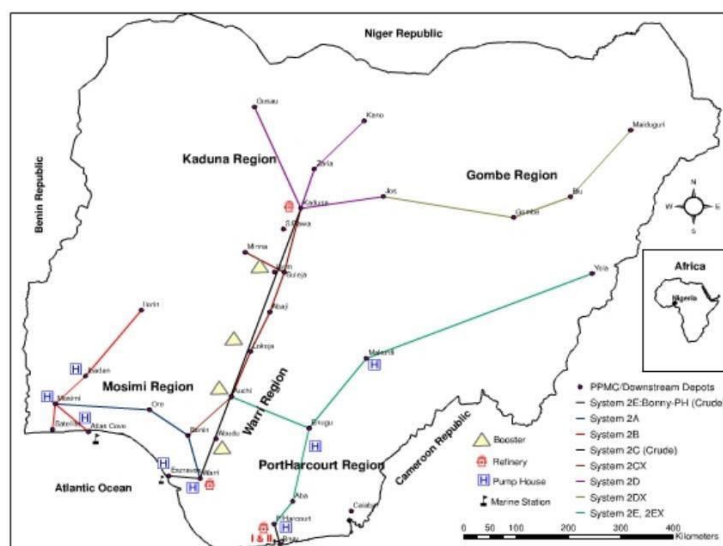


Fig. 1: Nigeria showing downstream transport pipeline infrastructures

Picture 1 – Major pipelines linking oil and gas fields to various regions in Nigeria

Pipelines have been important for efficient transportation and distribution of petroleum products. Nigeria may have completed and commissioned phase I-III pipeline system but the nation has occasionally suffered from scarcity of petroleum products. There have been cases of explosion of pipelines and other related accident caused by petroleum products [6,7]. With these incidence is open to say the nation is having a problem in the operation and management of the pipeline system. According to Kupolokun (2006), over 75 % of the pipelines have been vandalized and are not currently in use this question to what are the strategies for improving the pipeline system of the country has caused this necessity of this study

Vandalization of oil and gas pipeline facilities remains the single most critical challenge in Nigeria. The most prominent problems encountering in pipeline transportation is vandalization and damaging of crude oil pipelines (which result in spill-

ages and environmental degradation) and the increasing occurrences of interference with the flow of the products by miscreants who break finished product pipelines with the purpose of stealing from them which later led to a great fire disaster and loss of lives and properties [8, 9]. Pipeline vandalism has been of the key problems in Nigeria over the past decade. This problem arises as a result of increase in the pump price of petroleum products and shortages of the products.



Picture 2 – A ruptured pipeline caused by vandalism leading to large volumes of oil leaks in Nigeria

Solution for this problem is for the officials to install an alarm system which will be needed to run through the pipeline network in the country in other to alert the officials when there is a damage or interference to the pipelines. This installed system should be able to give alert to official at the control and pumping stations across the country information about any inference and also the exact area of incidence so as to be attended by experts trained to repair the damaged pipeline and resolve the situation on time [10, 11].

Maintenance of the pipelines is also one of the challenges the pipeline transportation are facing in Nigeria. Most pipelines in the country have been laid for a long time and most of them have broken or have gotten rusted due to poor maintenance [12]. Another reason is that the government spends little capital investment on the maintenance and repairs of broken or old pipelines this as a result creates oil spillage which reduces the quantity of the petroleum products been transported from the refineries to the distribution or storage facilities. Suggestion how to resolve this problem is for the government to spend money in the pipelines system of transportation by producing or importing a quality pipes [13,14,15]. When the government invests money in the system the challenges the pipeline transportation is facing in Nigeria would be reduced and we create an effective distribution of petroleum products in the country [16, 17].



Picture 3 – Newly constructed pipelines with improved coatings to prevent wares and rapturing

These following conclusions were made from the above study:

1. Pipelines means of transportation reduces the cost of transporting and marketing and also enhances effective distribution of petroleum products in Nigeria such products include; premium motor spirits (PMS) or also known as petrol, automotive gas oil (AGO) also known as diesel, household kerosene (HHK) [18].
2. Pipelines vandalization impedes the effective use of pipes for the transportation of petroleum products in Nigeria
3. With the use alarm systems and police patrol will reduce the incidence of pipeline vandalization in Nigeria.

These following recommendations were derived from the study above:

1. The federal government of Nigeria should construct and invest money on pipelines transportation in the nation so as the
2. In other to prevent deliberate damage of pipelines the Government authorities (NNPC) should bury pipelines use for transportation of petroleum products some many meters under the ground as to provide difficulties from vandalized [19, 20].
3. The government authorities should install effective technological alert systems on all pipelines in the country and also to engage a task force in charge of regular patrol and monitoring of pipelines network in the country.
4. The federal government of Nigeria should invest money in the maintenance of pipelines across the country.

Список литературы

1. Adamolekun A (1999). Assessments of petroleum product distribution downstream in the Nigeria economy. NNPC Bulletin.
2. Duke, E (1997). Nigeria Petroleum Industry, an insight. Lagos Academy Press.
3. G.G. King, Oil & gas journal, pp.100-102, 1982.

4. Eromosele V (1997). Nigerian petroleum resources hand book Lagos Academy Press.

5. Нафикова, Р.А. Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях разработки месторождений [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 341-347.

6. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова, Л.М. Баязитова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.

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

8. Нафикова, Р.А. Особенности формирования компетенций при изучении дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции» [Текст] / Р.А. Нафикова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 149-154.

9. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 169-174.

10. Нафикова, Р.А. Влияние вязкости нефтяного шлама на эффективность его переработки на промыслах [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 1. – С. 118-120.

11. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 137 с.

12. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 25 с.

13. Ворсина, Н.А. Использование попутного нефтяного газа [Текст] / Н.А. Ворсина, А.В. Михайлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 142-147.

14. Ворсина, Н.А. Повышение эффективности подготовки нефти в НГДУ «Бавлынефть» [Текст] / Н.А. Ворсина, Т.М. Исмаилов // Современные техноло-

гии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 148-154.

15. Усманова, Э.И. Применение ингибитора парафиноотложения СОН-ПАР-5403 для борьбы с АСПО в условиях Ишимбайского цеха добычи нефти и газа № 5 НГДУ «Ишимбайнефть» [Электронный ресурс] / Э.И. Усманова, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 88-92. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

16. Ворсина, Н.А. Применение композиции на основе нефелина для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст] / Н.А. Ворсина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 68-73.

17. Петрова, Л.В. Преддипломная практика бакалавров в техническом университете [Текст] / Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина, А.Х. Габзалилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 167-175.

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

19. Гарифуллина, З.А. Предприятия нефтяной отрасли как локомотив инновационного развития экономики России [Текст] / З.А. Гарифуллина, Р.Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 7. – С. 30-33.

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

УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМЫ УДАЛЕНИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА ИЗ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

А.Х. Габзалилова, В.О. Червяков, П.С. Витковский
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Статья посвящена актуальной проблеме удаления попутного газа из нефтяных скважин. В статье рассматриваются неблагоприятные факторы влияния попутного газа на процесс разработки и используемые в настоящее время методы удаления попутного газа, не очень эффективные и неэкологичные. В работе приводится теоретическое обоснование неэффективности используемых технологий удаления попутного газа. Приводится теоретическое описание схемы возможной модернизации конструкции наземного оборудова-

ния скважин для более простого, эффективного и экономичного удаления попутного газа из затрубного скважинного пространства.

Ключевые слова: освоение и разработка нефтегазовых месторождений, давление в затрубном пространстве, АСП, газо-жидкостной струйный насос, жидкостной коллектор скважин, дренажная емкость, затрубное пространство скважины, динамический уровень жидкости, дебит скважины, газовый фактор, «факелы».

UDC 622.276

STUDY OF REMOVAL OF ASSOCIATED GAS FROM OIL WELLS

O.H. Gabzalilova , V.O. Worms , P.S.Vitkovsky
(*Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU*)

Annotation. The article is devoted to the actual problem of the removal of associated gas from oil wells. The article discusses the impact of adverse factors associated gas in the process of development and currently used methods for disposal of associated gas is not very effective and environmentally unfriendly. The paper provides a theoretical basis used remove inefficiencies associated gas technologies. We present a theoretical description of the construction of wells possible modernization scheme of ground equipment for easy, efficient and economical removal of associated gas from the annular space of the borehole.

Keywords : exploration and development of oil and gas , the pressure in the annulus , the TSA , the gas-liquid jet pump , fluid reservoir wells , drainage capacity , annulus , the dynamic liquid level , flow rate of the well , the gas factor , « torches » .

В настоящее время происходит очень интенсивное освоение и разработка нефтегазовых месторождений. Большинство, а точнее почти все нефтяные месторождения содержат попутный газ. В большинстве этих случаев попутный газ не может быть полностью добыт вместе с нефтью, вследствие чего от него приходится избавляться другими, часто неэффективными методами (с помощью «факелов», сжиганием газа в дренажную емкость или даже в атмосферу).

При освоении и разработке нефтегазовых месторождений происходит постепенное снижение пластового давления, вплоть до падения его ниже давления насыщения нефти газом. Вследствие чего выделение газа из нефти начинает происходить прямо в призабойной зоне пласта, что оказывает неблагоприятное влияние на весь процесс разработки.

Выделение газа из нефти вызывает понижение температуры жидкости, что, в свою очередь, приводит к кристаллизации и осаждению АСП (асфальтенов, смол, парафинов) на стенках скважины, уменьшая площадь ее поперечного сечения и снижая ее пропускную способность.

Понижение температуры в затрубном пространстве приводит к образованию конденсата и его замерзанию вплоть до полного закупоривания затрубного пространства – образования АСП «пробок», под которыми скапливается выделяющийся попутный газ и создает избыточное давление на поверхность жидко-

сти в затрубном пространстве. А это мешает притоку жидкости в скважину и осложняет процесс разработки.

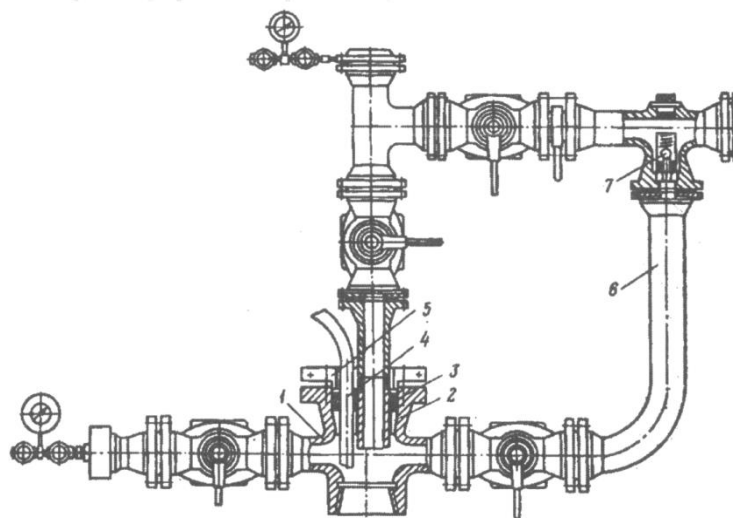
Кроме того, даже без образования «пробок» в затрубном пространстве, скапливающийся попутный газ также создает давление на поверхность жидкости, мешая притоку флюида к скважине.

Для избегания неблагоприятных последствий влияния попутного газа его обычно стравливают из затрубного пространства в предназначенные для этого дренажные емкости или даже, хотя это и запрещено с экологической точки зрения, - в атмосферу. Учитывая в некоторых случаях не герметичность конструкции дренажных емкостей, стравливание газа в них равносильно стравливанию его в атмосферу.

Описанные методы устранения попутного газа повсеместно используются в настоящее время, несмотря на их экологическую небезопасность и экономическую неэффективность. Их усовершенствование или замена помогли бы избежать многих проблем, связанных с этой областью деятельности.

Чтобы избавиться от неблагоприятного влияния попутного газа на окружающую среду, необходима система, исключая попадание газа в атмосферу. Для этого нужна полная герметизация системы удаления попутного газа.

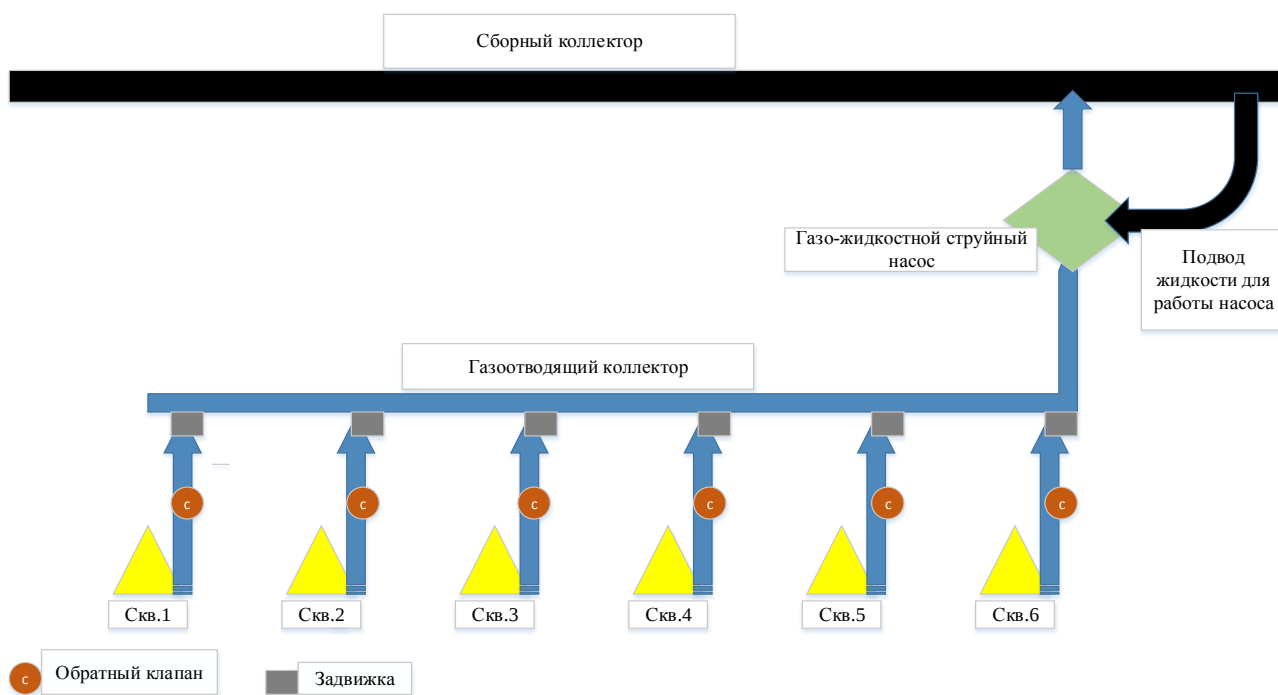
Для эффективного удаления попутного газа необходимо его не стравливать в дренажную емкость или атмосферу, а продавливать в общий жидкостной коллектор со всех скважин. Для этого необходимо сделать трубные отводы от затрубного пространства со всех скважин. На стыке отводов необходимо установить задвижки для регулирования и контроля процесса удаления попутного газа. Отводы со всех скважин подвести к одной трубе, объединить их в общий отвод, соединить его с жидкостным коллектором со скважин, на стыке с которым также необходимо установить задвижку. Возможно упростить этот процесс, сделав отвод от уравнительной задвижки, не подсоединяя трубу сразу к жидкостному коллектору, а сделав отвод к общему газовому коллектору и газожидкостному струйному насосу.



При такой конструкции отводов для попутного газа, когда давление газа в затрубном пространстве начнет превышать давление в жидкостном коллекторе

скважин, можно будет стравить часть попутного газа в коллектор, но только то количество, ниже которого давление в затрубном пространстве сравнивается с давлением в жидкостном коллекторе. А поскольку давление в жидкостном коллекторе поддерживается на очень высоком уровне (не ниже 20атм.), то такое удаление попутного газа все еще будет неэффективным. Поэтому необходимо добавить в конструкцию устройство, которое будет задавливать попутный газ в коллектор, независимо от накопленного давления газа в затрубном пространстве.

На стыке общего газового коллектора с жидкостным коллектором необходимо установить газо-жидкостной струйный насос и сделать к нему же подвод от жидкостного коллектора, чтобы он использовал потенциал скорости жидкости проходящий через коллектор для того, чтобы проталкивать в этот же коллектор избыточный попутный газ. Характеристики используемого газо-жидкостного струйного насоса должны быть подобраны в соответствии с характеристиками давлений, газа и жидкости конкретных кустов\месторождений.



При такой конструкции отвода, попутный газ будет удаляться максимально эффективно, без лишних энергетических затрат. Поскольку струйный насос будет задавливать газ в жидкостной коллектор за счет энергии самой жидкости.

Экономические затраты возникнут лишь на покупку и установку трубных отводов от затрубного пространства, покупку газо-жидкостного струйного насоса и его обслуживание, и обучение персонала обслуживанию нового оборудования, а также возможные надбавки в заработной плате за дополнительную работу с этим оборудованием.

Экономическая выгода же намного выше: за счет возможности не просто избавляться от попутного газа, а использовать его и продавать, так же избавле-

ние от проблемы экологического загрязнения и необходимости за него платить. К тому же эффективное удаление попутного газа из затрубного пространства поможет процессу разработки: отсутствие или своевременное избавление от избыточного давления на поверхность жидкости в затрубном пространстве будет способствовать более эффективной разработке пласта. Также избавление от попутного газа будет способствовать не нарушению теплового баланса в стволе и затрубном пространстве скважины, что приведет к уменьшению частоты образования ледяных пробок в затрубном пространстве и уменьшению осаждения АСП на стенках скважины. Это, в свою очередь, приведет к уменьшению экономических расходов на избавление от этих явлений и устранение их последствий.

Исходя из приведенных доводов и учитывая актуальность данной проблемы, можно сделать вывод о технологической, экономической и экологической эффективности предлагаемого способа устранения попутного газа из затрубного пространства. В связи с этим рекомендуется произвести необходимые улучшения в конструкции скважин\кустов, чтобы увеличить эффективность процесса освоения и разработки нефтегазовых месторождений и упростить его, при этом увеличив его экономическую эффективность, а также избавиться от некоторых неблагоприятных факторов его влияния на окружающую среду.

Список литературы

1. Фаттахов, И.Г. Интеграция дифференциальных задач интенсификации добычи нефти с прикладным программированием [Текст] / И.Г. Фаттахов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 5. – С. 115-119.
2. Бахтизин, Р.Н. Исследование состояния производительности нестационарного заводнения [Текст] / Р.Н. Бахтизин, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Гимаев // Нефтегазовое дело. – 2013. – Т. 11. – № 4. – С. 68-72.
3. Мухаметзянов, Н.Н. К вопросу о возможности измерения малых токов при исследовании высокоомных осадочных разрезов [Текст] / Н.Н. Мухаметзянов, И.Г. Фаттахов, Т.Н. Шамсутдинов // Научное обозрение. – 2014. – № 1. – С. 65-68.
4. Фаттахов, И.Г. Классификация объектов разработки с использованием метода главных компонент [Текст] / И.Г. Фаттахов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 4. – С. 6-9.
5. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН [Электронный ресурс] / А.С. Топольников, К.Р. Уразаков, Р.И. Вахитова, Д.А. Сарачева // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 3. – С. 134-146. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
6. Миннивалеев, А.Н. Насосная добыча нефти на Туймазинском месторождении [Электронный ресурс] / А.Н. Миннивалеев, И.Г. Фаттахов // Теоретические и прикладные вопросы науки и образования: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции (Тамбов, 31

января 2015 г.) в 16 ч. / коллектив авторов. – Тамбов: Юком, 2015. – Ч. 1. – С. 103-104. – Режим доступа: <http://ucom.ru/doc/conf/2015.01.31.01.pdf>.

7. Сазонов, Ю.А. Расчеты струйных насосов [Текст]: учебное пособие / Ю.А. Сазонов, Р.В. Сазонова. – М.: ГАНГ, 1997. – 52 с.

8. Способ закачивания воды в нагнетательные скважины электроцентробежными насосами [Текст] / Л.С. Кулешова, Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, А.И. Воронин // Естественные и технические науки. – 2012. – № 1. – С. 176-178.

9. Шаблоны применения технологий эффективный способ систематизации знаний [Текст] / С.И. Кудряшов, М.М. Хасанов, В.А. Краснов, Р.А. Хабибуллин, А.А. Семенов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 7-9.

UDC 622.276

METHODS OF INCREASING OIL PRODUCTIONS IN YEMEN RECENT ADVANCES IN APHRON DRILLING FLUIDS

A. Gabzalilova, Albaghdadi A.A.

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. Aphron drilling fluids are being used globally to drill through depleted reservoirs and other under-pressured zones. The primary features of these fluids are their unique low-shear rheology and aphrons (specially designed pressure-resistant microbubbles of air). However, how aphron drilling fluids work is not well understood, which limits acceptance of this technology, along with efforts to optimize the system's performance. Recently a study was undertaken under the auspices of the U.S.

Keywords: well design, Aphron, Fluid Formulation

Department of Energy to gain some understanding of the workings of aphron drilling fluids. Those results are presented here. Various laboratory techniques were applied to determine the physicochemical properties of aphrons and other components in the fluid and how they affect flow through permeable and fractured media. These included wettability and surface tension, bubble stability, radial and dynamic flow visualization, and fluid displacement tests. One key discovery was that aphrons can survive compression to at least 4000 psig, whereas conventional bubbles do not survive long past a few hundred psig. When drilling fluid migrates into a loss zone under the drill bit, aphrons move faster than the surrounding liquid phase and quickly form a layer of bubbles at the fluid front. At the same time, the shear rate of the fluid continually decreases and the viscosity is rapidly rising [1, 2]. The combination of the bubble layer and the rapidly increasing viscosity of the liquid severely curtails fluid invasion. Another key finding of the study is that aphrons show little affinity for each other or for the mineral surfaces of the pore or fracture; consequently, the seal they form is soft and their lack of adhesion enables them to be flushed out easily during production [3].

Properties of Aphrons

Aphrons are comprised of a spherical core of air and a protective outer shell. In

contrast to a conventional air bubble, which is stabilized by a surfactant monolayer, the outer shell of the aphron is thought to consist of a much more robust surfactant tri-layer.

4 This tri-layer is envisioned as consisting of an inner surfactant film enveloped by a viscous water layer; overlaying this is a bi-layer of surfactants that provides rigidity and low permeability to the structure while imparting some hydrophilic character to it [4, 5, 6]. Although this water-wet nature of the shell makes it compatible with the aqueous bulk fluid, aphrons appear to have little affinity for each other or for the mineral surfaces in the pores of permeable rocks.

5 Aphrons can act as a unique bridging material, forming a micro-environment in a pore network or fracture that behaves in some ways like foam and in other ways like a solid, yet flexible, bridging material. As is the case with any bridging material, concentration and size of the aphrons are critical to the ability of the drilling fluid to seal thief zones. Drilling fluid aphrons are constructed by entraining air in the bulk fluid with standard drilling fluid mixing equipment, thus reducing the safety concerns and costs associated with highpressure hoses and compressors commonly utilized in underbalanced air or foam drilling.

6 Although each application is customized to the individual operator's needs, the drilling fluid system generally is designed to contain between 12 vol % and 15 vol % air at ambient temperature and pressure [7, 8, 9].

In contrast to conventional bubbles, which do not survive long past a few hundred psi, aphrons can survive compression to at least 27 MPa (4,000 psig) for significant periods. When bubbles are subjected to a sudden increase in pressure above a few hundred psi, they initially shrink as predicted by Boyle's Law. Aphrons are no exception. However, conventional bubbles begin to lose air rapidly via diffusion through the bubble membrane, and the air dissolves in the surrounding aqueous medium. Aphrons also lose air, but they do so much more slowly, shrinking at a rate that depends on fluid composition, bubble size, and rate of pressurization and depressurization. One other factor results in a slight reduction in size of the aphrons shortly after they are created. Several components in the drilling fluid scavenge dissolved oxygen and oxygen within the bubbles, leaving each of them with a core that is mainly nitrogen. This reduces aphron diameter by about 7%, but eliminates any concern about corrosion of tubulars and other hardware [10, 11, 12].

Fluid Dynamics. The base fluid in aphron drilling fluids yields a significantly larger pressure loss (or lower flow rate for a fixed pressure drop) in long conduits than any conventional high viscosity drilling fluid. Similarly, if flow is restricted or stopped, aphron drilling fluids generate significantly lower downstream pressures than other drilling fluids. In permeable sands, the same phenomena are evident. Furthermore, at low to moderate pressures, aphrons themselves slow the rate of fluid invasion and increase the pressure drop across the sands. Lastly, and most importantly, aphrons move more rapidly through the sands than the base fluid [13, 14, 15].

When an aphron drilling fluid is exposed to a pressure gradient, a phenomenon called "bubbly flow" causes the aphrons to move more rapidly than the base fluid. Just as high-density particles like barite or drilled cuttings tend to be left behind, low-

density internal phases, such as bubbles, flow more rapidly than the base fluid [12].

Results of Field Operations

The logistical benefits of using a fluid system that does not require supplying a large replacement volume under high dynamic loss rates are simple to appreciate. More significant, however, are the reduction in time and the elimination of equipment, and personnel involved in conventional clean-up procedures to facilitate full production. The final and most rewarding aspect of this application of aphron drilling fluid technology was a substantial improvement in productivity [16]. Table 1 shows the reduced mud losses and enhanced production experienced with the APHRON ICS mud on the KHA 403 well, compared to previous wells drilled with a polymer mud. The total volume of aphron drilling fluid built to drill the reservoir interval was 696 m³, and losses incurred totaled 265 m³ into formation fractures. A subsequent well, KHA 404, was drilled in the same area with the APHRON ICS mud, and it experienced no losses of the APHRON ICS mud and even greater production.[18, 19, 20]

Conclusions

Aphron drilling fluids control fluid invasion into permeable and fractured zones by two principal mechanisms. First, driven by a pressure differential and high shear rate, aphrons travel much faster than the base fluid and concentrate at the fluid front. Comminution of the aphrons by shear produces bubbles of a size similar to the openings in the rock. Bridging by aphrons, coupled with radial flow of the mud into the formation, decreases the shear rate dramatically; any particulate matter introduced into the mud is also expected to aid in this regard. As the fluid slows, the shear rate decreases and the viscosity rises. This process continues until at some point the fluid essentially stops. Aphron drilling fluids also protect producing formations by minimizing loss of permeability (formation damage), first through the excellent compatibility of the drilling fluids with produced fluids, and second through the lack of affinity of aphrons for each other and for mineral surfaces. Results of the laboratory investigation of aphron drilling fluids are consistent with field results and will help to reinforce the field applications of the fluid [15].

Список литературы

1. Montilva, J., Ivan, C.D., Friedheim, J. and Bayter, R.: «Aphron Drilling Fluid: Field Lessons From Successful Application in Drilling Depleted Reservoirs in Lake Maracaibo», OTC 14278, 2002 Offshore Tech. Conf., Houston, May 6-9, 2002.
2. Brookey, T., Rea, A. and Roe, T.: «UBD and Beyond: Aphron Drilling Fluids for Depleted Zones», IADC World Drilling Conf., Vienna, June 25-26, 2003.
3. Growcock, F.B., Simon, G.A., Guzman, J., and Paiuk, B.: «Applications of Novel Aphron Drilling Fluids», AADE-04-DF-HO-18, AADE 2004 Drilling Fluids Conf., Houston, Apr. 6-7, 2004.
4. Sebba, F.: Foams and Biliquid Foams – Aphrons, John Wiley & Sons Ltd, Chichester (1987).
5. Irving, M., Belkin, A., O'Connor, R., Fosdick, M., Growcock, F. B. and Hoff, T.: «Advances in Aphron Drilling Fluids» Primer Encuentro Tecnológico de

Perforación y Rehabilitación de Pozos, San Tome, Venezuela, May 23–25, 2005.

6. Бердников, С.А. Технология формирования водоизоляционных экранов в продуктивном интервале при строительстве скважин [Текст] / С.А. Бердников, Р.А. Нафикова, Н.И. Рылов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 51-55.

7. Нафикова, Р.А. Технология формирования водоизоляционных экранов в продуктивном интервале при строительстве скважин [Текст] / Р.А. Нафикова, Н.И. Рылов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 135-139.

8. Нафикова, Р.А. Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях разработки месторождений [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 341-347.

9. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова, Л.М. Баязитова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.

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

11. Нафикова, Р.А. Особенности формирования компетенций при изучении дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции» [Текст] / Р.А. Нафикова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 149-154.

12. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 169-174.

13. Нафикова, Р.А. Влияние вязкости нефтяного шлама на эффективность его переработки на промыслах [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 1. – С. 118-120.

14. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 137 с.

15. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 25 с.

16. Ворсина, Н.А. Использование попутного нефтяного газа [Текст] / Н.А. Ворсина, А.В. Михайлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 142-147.

17. Ворсина, Н.А. Повышение эффективности подготовки нефти в НГДУ «Бавлынефть» [Текст] / Н.А. Ворсина, Т.М. Исмаилов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 148-154.

18. Усманова, Э.И. Применение ингибитора парафиноотложения СОН-ПАР-5403 для борьбы с АСПО в условиях Ишимбайского цеха добычи нефти и газа № 5 НГДУ «Ишимбайнефть» [Электронный ресурс] / Э.И. Усманова, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 88-92. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

19. Ворсина, Н.А. Применение композиции на основе нефелина для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст] / Н.А. Ворсина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 68-73.

20. Петрова, Л.В. Преддипломная практика бакалавров в техническом университете [Текст] / Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина, А.Х. Габзалилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 167-175.

UDC 622.276

THE EFFECT OF WELLBORE HIGH TEMPERATURES AND BOTTOMHOLE PRESSURES ON DRILLING TOOLS IN YEMEN'S OIL AND GAS FIELDS AND THEIR SOLUTIONS

A. Gabzalilova, Bassam

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. This article discusses the effect of wellbore high temperatures and bottomhole pressures on drilling tools in Yemen's Oil and Gas fields. It gives the details of the cost involved in trying to repair the onshore well tools which keeps on degrading despite the influx of money spent in their repairs. The author explains how these worn out tools delays and reduces the production of barrel per day of oil and

gas, thus affecting the consumption rate of oil and gas in Yemen, hence the urgency in replacing all these worn out equipment like drilling bits, wellheads, etc. needed in order to increase production rate in oil fields to meet the increasing demand of oil and gas in the country, thus boosting economic growth. Analysis of oil reserves, barrels per day-bpd, in the various wellbores in Yemen is also stipulated in this article. Also, the structure of consumption of fuel for thermal power plants to natural gas accounted for. The author also suggests that there ought to be construction of additional refineries to boost the production of Oil and Gas. The innovation and infusion of state of the art oil and gas equipment, drilling bits and oil rigs are also suggested by the author to help boost production rate and increase the quality of oil products in Yemen.

Keywords: gas, oil, reserve, electricity, wells, development, drilling bits, consumption rate, exploration, oil rigs, sector, wellbore, stipulate, barrels per day, thermal power plant, refineries, bottomhole, innovation, worn out, influx.

Temperatures on oil and gas fields in Yemen reach as high as +50 degrees Celsius. This calls for a great deal of modification on most of the drilling equipment from the usual kits to geothermal drilling equipment. Production of Oil and Gas in Yemen has reduced drastically over the last 10 years due to wearing of drilling tools by high bottomhole [1, 2, 3].

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 [4, 5, 6]. 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 [7, 8, 9]. 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 [10, 11, 12, 13]. However, the solution of these problems is complicated by high population growth and domestic political controversy [14].

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 recent development of state of the art equipment of the oil fields has boosted the production of oil and gas in Yemen and has brought a lot of oil and gas investors into the country. Below are some of the recent developments.

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 [15, 16, 17]. 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.

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 [18, 19, 20]. 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.

Conclusion

Renovating the oil and gas fields, factories and plants with state of the art equipment like wellheads, drilling bits has gone a long way to prolong the lifespan of these equipment thus boosting the economy of the country. Modification of wellheads with geothermal wellheads has gone a long way to reduce wear caused by high temperatures in the wellbore of the onshore oil fields.

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.

Список литературы

1. Бердников, С.А. Технология формирования водоизоляционных экранов в продуктивном интервале при строительстве скважин [Текст] / С.А. Бердников, Р.А. Нафикова, Н.И. Рылов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 51-55.

2. Нафикова, Р.А. Технология формирования водоизоляционных экранов в продуктивном интервале при строительстве скважин [Текст] / Р.А. Нафикова, Н.И. Рылов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 135-139.

3. Нафикова, Р.А. Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях разработки месторождений [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 341-347.

4. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова, Л.М. Баязитова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.

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

6. Нафикова, Р.А. Особенности формирования компетенций при изучении дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции» [Текст] / Р.А. Нафикова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 149-154.

7. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 169-174.

8. Нафикова, Р.А. Влияние вязкости нефтяного шлама на эффективность его переработки на промыслах [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 1. – С. 118-120.

9. Ворсина, Н.А. Использование попутного нефтяного газа [Текст] / Н.А. Ворсина, А.В. Михайлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 142-147.

10. Ворсина, Н.А. Повышение эффективности подготовки нефти в НГДУ «Бавлынефть» [Текст] / Н.А. Ворсина, Т.М. Исмаилов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 148-154.

11. Усманова, Э.И. Применение ингибитора парафиноотложения СОН-ПАР-5403 для борьбы с АСПО в условиях Ишимбайского цеха добычи нефти и газа № 5 НГДУ «Ишимбайнефть» [Электронный ресурс] / Э.И. Усманова, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 88-92. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

12. Петрова, Л.В. Преддипломная практика бакалавров в техническом университете [Текст] / Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина, А.Х. Габзалилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 167-175.

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

14. Гарифуллина, З.А. Предприятия нефтяной отрасли как локомотив инновационного развития экономики России [Текст] / З.А. Гарифуллина, Р.Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 7. – С. 30-33.

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

16. Гарифуллина, З.А. Подход к построению системы управления по целям на буровых предприятиях [Текст] / З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2014. – № 3. – С. 40-45.

17. Гарифуллина, З.А. Определение критериев успеха реализации it-проектов на предприятиях нефтяной отрасли с позиций теории функциональных систем [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 6. – С. 27-34.

18. Гарифуллина, З.А. К вопросу об экономической эффективности госу-

дарственной политики в сфере экологизации нефтяной отрасли России [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 14-17.

19. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: автореф. дис. канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008. – 25 с.

20. Габзалилова, А.Х. Увеличение нагрузки на забой использованием на горизонтальном интервале стволов скважин винтообразных труб [Текст] / А.Х. Габзалилова, З.А. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 247-250.

УДК 622.276.72

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ НАЧАЛА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНА

А.А. Галиуллин, О.А. Грибенников
(ФГБОУ ВО СамГТУ)

Аннотация. Рассматривается проблема асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в добывающих скважинах, причины и механизм их выпадения. В работе перечислены методы предотвращения и удаления АСПО. Анализируется возможность прогнозирования глубины отложений в скважине исходя из температурного фактора, как одного из основных факторов, влияющих на выпадение АСПО.

Ключевые слова: асфальтосмолистые парафиновые отложения, механизм отложений, причины отложений, методы предупреждения и удаления АСПО, прогнозирование глубины кристаллизации парафина.

UDC 622.276.72

DEFINITION OF THE DEPTH OF PARAFFIN CRYSTALLIZATION

A.A. Galiullin, O.A. Gribennikov
(FSGO HE SSTU)

Annotation. Problems of asphaltene deposits (AD) in mining wells are examined as well as the reasons and mechanism of their prolapse. In this work, prevention and removal methods of asphaltene deposits (AD) are listed. The opportunity of predicting the depth of the deposits in the wells by a temperature factor as one of the main factors, affecting the prolapse of the AD, is analyzed.

Keywords: asphaltene deposits (AD), mechanism of deposit, reasons of deposit, methods of warning and removal of AD, prediction of the depth of paraffin crystallization.

В настоящее время в общем балансе месторождений России преобладают месторождения с повышенным содержанием парафина в нефти. Добыча высо-

копарафинистой нефти сопровождается кристаллизацией и выпадением асфальтосмолистых парафиновых отложений в подземном оборудовании. Такие осложнения частично или полностью перекрывают проходное сечение насосно-компрессорных труб (НКТ) на глубинах до 600...800 м, являясь причиной роста нагрузок на оборудование скважин и снижения подачи погружных насосов [8].

В настоящее время существует множество методов предупреждения отложений, а также их удаления. Для предотвращения АСПО используются следующие методы: применение гладких покрытий; химические (модификаторы, депрессаторы, ингибиторы); физические (вибрационные, электромагнитные воздействия, термообработка) и др.

Для удаления отложений применяются различные способы, такие как: тепловые (промывка скважин горячей нефтью или водой, воздействие острым паром, использование индукционных подогревателей); химические (применение растворителей); механические (скребки) [2].

С целью эффективного предотвращения парафиновых отложений и правильного выбора метода предотвращения возникает необходимость в прогнозировании глубины отложений по стволу добывающей скважины.

Отложения парафина связаны с появлением трехфазного потока жидкости, под которым понимается течение газированной жидкости после появления в ней третьей, твердой фазы в виде кристалликов парафина. При движении нефти в подъемных трубах добывающих скважин частицы АСК адсорбируются на внутренней поверхности труб, формируя слой асфальтосмолистых веществ [1].

На выпадение и отложения АСПО в скважине оказывают влияние многие факторы, такие как: снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия флюида; повышенное газовыделение; уменьшение температуры в стволе скважины; изменение скорости движения флюида и отдельных его составляющих; состав УВ в каждой фазе смеси; соотношение объема фаз; шероховатость поверхности НКТ [4, 6, 7].

В работе предлагается использовать формулу распределения температуры по стволу добывающей скважины [3] для прогнозирования глубины начала кристаллизации парафина в скважине, оборудованной УЭЦН:

$$t(h) = t_{\text{пл}} \left(1 - St \frac{h}{d} \cos \alpha \right) \quad (1)$$

При этом предлагается подставлять в уравнение (1) температуру кристаллизации парафина, которая равна $t_{\text{кр}} = 44^\circ\text{C}$ по Бахировскому месторождению. При этом глубина h будет соответствовать точке начала кристаллизации парафина $h_{\text{кр}}$. Глубина начала кристаллизации парафина в скважине $H_{\text{кр}}$ определяется по уравнению:

$$H_{\text{кр}} = t_{\text{пл}} - \frac{d \left(1 - \frac{t_{\text{кр}}}{t_{\text{пл}}} \right)}{St \cdot \cos \alpha} \quad (2)$$

где $t(h)$ – температура в скважине на глубине h , $^\circ\text{C}$; $t_{\text{кр}}$ – температура кристаллизации парафина, $^\circ\text{C}$; St – критерий Стантона; $H_{\text{кр}}$ – точка начала кристаллизации парафина (от устья), м; d – внутренний диаметр НКТ, м; α – угол откло-

нения скважины от вертикали, град; $H_{вдп}$ — глубина верхних дыр перфорации, м; $h_{кр}$ — точка начала кристаллизации парафина (от забоя), м

По предложенному способу определения глубины начала кристаллизации парафина были произведены расчеты по 40 скважинам Бахиловского месторождения, оборудованных ЭЦН, с целью оптимизации глубины спуска скребка.

Результаты расчетов по некоторым скважинам представлены в таблице 1.

Как показывают расчеты, по некоторым скважинам разница между глубиной начала кристаллизации парафина и фактической глубиной спуска скребка оказывается отрицательной, что свидетельствует о возможности спуска скребка на меньшую глубину, чем фактическая. Присутствуют скважины, по которым желательно спускать скребки глубже. Рекомендуемые глубины спусков представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета по фонду скважин, оборудованных УЭЦН, Бахиловского месторождения

№ скв	$H_{кр}$ от устья, м	Глубина спуска скребка, м	$H_{кр}-H_{скр}$, м	Запас спуска скребка, м	Рекомендуемая глубина спуска скребка, м
1067	1057	1000	57	1399	1100
3051	877	1000	-123	1292.5	900
3052	318	1000	-682	1102.76	350
3053	1155	1000	155	1510	1200
3054	759	1000	-241	614.5	800
591	1116	1000	116	1514.55	1200
621	387	1000	-613	820	400
642	982	1000	-18	1324.3	1000
695	689	1000	-311	1601.2	700
699	1041	1000	41	1540.45	1150
715	1029	1000	29	1420	1100
717	1074	1000	74	1728.52	1150
732	932	1000	-68	1505.02	1000
769	988	1000	-12	1450.84	1000
777	968	1000	-32	1119.23	1000

Также в работе использовалось распределение температуры по стволу добывающей фонтанной скважины [5]:

$$t(h) = t_{пл} - \frac{t_{пл}h}{H_{в.д.п.}} \left[1 - \frac{(1-0.87 \cdot e^{-0.003Q_M})\rho_{н.д.}}{\rho_{н.пл.}} \right] \quad (3)$$

Из уравнения (3) определена глубина начала кристаллизации парафина в фонтанной скважине:

$$H_{кр} = H_{в.д.п.} - \frac{(t_{пл}-t_{кр}) \cdot H_{в.д.п.} \cdot \rho_{н.пл.}}{t_{пл} [\rho_{н.пл.} - (1-0.87 \cdot e^{-0.003Q_M})\rho_{н.д.}]} \quad (4)$$

где $\rho_{н.пл}$ — плотность пластовой нефти, $кг/м^3$; $\rho_{н.д}$ — плотность дегазированной нефти, $кг/м^3$; Q_m — массовый дебит нефти, т/сут

Результаты расчетов по фонтанному фонду скважин Бахиловского месторождения представлены в таблице 2:

Таблица 2 – Результаты расчетов по фонтанному фонду скважин Бахиловского месторождения

№ скв.	$H_{кр}$ от устья, м	Глубина спуска скребка, м	$H_{кр}-H_{скр}$, м	Рекомендуемая глубина спуска скребка, м
1536	626.054	1000	-373.95	650
1538	584.796	1000	-415.20	600
1539	529.38	1000	-470.62	550
1540	509.044	1000	-490.96	520
1541	363.016	1000	-636.98	400
1542	658.556	1000	-341.44	700
1543	524.738	1000	-475.26	550
1544	201.409	1000	-798.59	220
1545	480	1000	-520.42	500

Как видно из расчетов, по всем фонтанным скважинам возможно опускать скребки на меньшую глубину, чем фактическая. Рекомендуемые глубины спусков представлены в таблице 2.

Рассмотрены характер и механизм отложения АСПО. Рассмотрены причины возникновения АСПО и методы предотвращения и борьбы с ними. Предложен способ прогнозирования глубины кристаллизации парафина. Произведены расчеты по скважинам Бахиловского месторождения. По результатам расчетов даны рекомендации глубины спуска скребков.

Автор выражает благодарность ОАО «Варьеганнефтегаз» за предоставление исходной информации, которая использовалась при написании данной работы.

Список литературы

1. Современные методы разработки месторождений на поздних стадиях [Текст]: учебное пособие / Т.А. Деева, М.Р. Камартдинов, Т.Е. Кулагина, П.В. Шевелев. – Томск: [б.и.], 2006. – 286 с.
2. Иванова, Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения [Электронный ресурс] / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 1. – 268-284 с.

3. Мищенко, И.Т. Расчеты в добыче нефти [Текст]: учебное пособие / И.Т. Мищенко. – М.: Недра, 1989. – 242 с.
4. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие / И.Т. Мищенко. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
5. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи [Текст]: учебное пособие / И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольный. – М.: Недра, 1984. – 272 с.
6. Мордвинов, В.А. Экологически безопасные технологии предупреждения осложнений при разработке нефтяных месторождений [Текст] / В.А. Мордвинов, М.С. Турбаков. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 16 с.
7. Непримеров, Н.Н. Экспериментальное исследование некоторых особенностей добычи парафинистой нефти [Текст] / Н.Н. Непримеров. – Казань: [б.и.], 1958. – 150 с.
8. Тронов, В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними [Текст] / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1969. – 150 с.

УДК 622.276

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА СЕРГИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Л.Р. Гареев, Алсу Ф. Шакурова, Айгуль Ф. Шакурова
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Сложное геологическое строение, а также распределение фациальных и фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных пластов предопределяют тот факт, что эффективность разработки Сергинского месторождения во многом зависит от видов, объемов внедрения и успешности геолого-технических мероприятий.

Анализ эффективности геолого-технических мероприятий, выполненных на скважинах Сергинского месторождения, показал, что наибольший эффект обеспечивается за счет применения радикальных методов глубокого воздействия на пласт и призабойную зону скважин, таких, как гидравлический разрыв пласта (92 % дополнительной добычи нефти). Данный результат объясняется тем, что нефтеносные пласты Сергинского месторождения характеризуются низкими значениями продуктивности, что связано с низкой проницаемостью коллекторов.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, дополнительная добыча нефти, анализ, эффективность применения, коллектор.

SERGINSK FIELD SHYDRAULIC FRACTURING APPLICATION RESULTS

L.R. Gareev, Alsu F.Shakurova, Aigul F.Shakurova
(*Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU*)

Annotation. Complex geological structure and faciesdistribution, permeability and porosity characteristics of productive strata predetermine the fact that the effectiveness ofSerginsk deposits development depends on the species, introduction volume and geological an technical measuressuccess Analysis of geological and technical actions efficiency carried out on Serginsk fieldwells, showed that the greatest effect is achieved through the use of radical methods profound impact on the formation and bottomhole zone wells, such as hydraulic fracturing (92% more oil). This result is explained by the fact that Serginsk deposits oil-bearing strata are characterized by low productivityvalues, due to reservoirslow permeability.

Keywords: hydraulic fracturing, more oil production, analysis, efficiency of, oil collector

Анализ показал, что наиболее надежной системой повышения эффективности разработки Сергинского месторождения является применение геолого-технических мероприятий, направленных на восстановление и увеличение продуктивности скважин эксплуатационного фонда. Дополнительная добыча нефти (187,9 тыс. т), полученная за счет применения МУН в период 2001–2010 гг. составляет 16,0 % от накопленной добычи нефти. По итогам 2010 года доля дополнительной добычи нефти за счет применения МУН составила 20%.

Анализ эффективности геолого-технических мероприятий, выполненных на скважинах Сергинского месторождения, показал, что наибольший эффект обеспечивается за счет применения радикальных методов глубокого воздействия на пласт и призабойную зону скважин, таких, как гидравлический разрыв пласта (92 % дополнительной добычи нефти). Технология ГРП к настоящему времени считается достаточно отработанной применительно к различным геолого-физическим и геолого-техническим условиям [1, 2]. Как было установлено в работах [3, 4] на технологический эффект от гидравлического разрыва пластов оказывают влияние геолого-физические и геолого-технологические параметры объектов воздействия. Данный результат объясняется тем, что нефтеносные пласты Сергинского месторождения характеризуются низкими значениями продуктивности, что связано с низкой проницаемостью коллекторов.

Авторами работ [5, 6] приводятся результаты исследования влияния ориентации и протяженности трещины ГРП на КИН и плотность сетки скважин.

Кроме того, при гидравлическом разрыве происходит сразу несколько процессов:

- снятие положительного скин-фактора и улучшение проницаемости призабойной зоны скважины за счет трещины разрыва;
- увеличение зоны охвата пласта вытеснением, за счет подключения в работу пропластков, соединенных трещиной разрыва.

В работе [7, 8] изучение степени влияния геолого-физических и геолого-

технологических свойств, качества изоляции продуктивных отложений различного типа на эффективность штатного ГРП показали, что эффективность его применения отличается значительным разнообразием и в существенной степени определяется этими свойствами, т.е. носит по отношению к ним адекватный характер высокого уровня.

К настоящему времени выполнено 26 скважино-операций по ГРП на действующем фонде, дополнительная добыча нефти составила 173,3 тыс. т. Дебиты скважин после проведения ГРП возрастают в среднем в 2,3 раза.

Впервые метод гидроразрыва пласта на Сергинском месторождении применили в 2001 году (скважина № 225). По состоянию на 01.01.2011 г. на месторождении выполнена 51 операция ГРП: 25 ГРП на скважинах эксплуатационного фонда (2 обработки на нагнетательных скважинах), 26 обработок - на скважинах из бурения (из них 6 скважин после отработки на нефть в течение 2-6 месяцев переведены под нагнетание), кроме того, скважина из бурения № 462 после ГРП не введена в разработку. Динамика распределения количества ГРП по годам представлена на рисунке 1.

Дополнительная добыча нефти за счет проведения ГРП на скважинах эксплуатационного фонда составила 173,3 тыс. т, жидкости – 248,6 тыс. т. На скважинах фонда из бурения аналогичные показатели составили 291,8 и 412,7 тыс. т соответственно. В среднем на одну скважино-операцию по эксплуатационным скважинам дополнительная добыча нефти составила 7,5 тыс. т, жидкости – 10,8 тыс. т. По вновь вводимым скважинам данные показатели составили 11,2 и 15,9 тыс. т/скв соответственно.

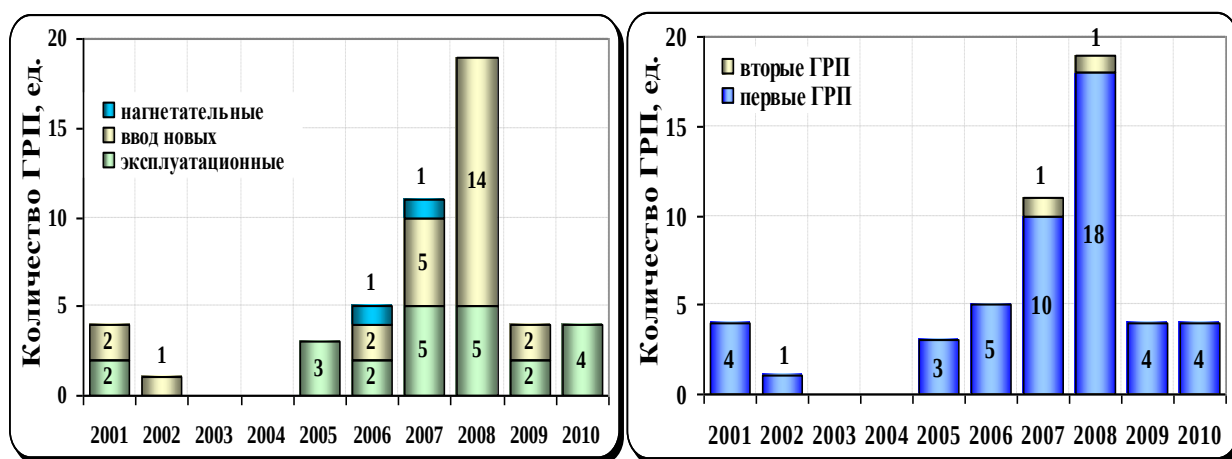


Рисунок 1 – Распределение количества ГРП по годам на Сергинском месторождении

Динамика изменения дополнительной добычи нефти за счет ГРП и ее доли в общей добыче по месторождению показана на рисунке 2. Дополнительная добыча нефти по скважинам с ГРП составила 69,9 % от общей добычи за период 2000–2010 гг., 44,8 % приходится на долю скважин эксплуатационного фонда и 25,1 % - на долю вновь вводимых скважин. По дополнительной добыче жидкости ситуация выглядит аналогично.

В целом по скважинам эксплуатационного фонда показатели работы до ГРП по нефти составили 12,5 т/сут, по жидкости – 15,7 т/сут. По годам дебит нефти до ГРП варьирует от 8,1 до 16,1 т/сут, дебит жидкости – от 8,7 до 24,0 т/сут.

Наибольшие средние дебиты жидкости и нефти после ГРП получены по операциям 2009 г. – 45,5 и 30,5 т/сут соответственно. Наименьшие аналогичные показатели в 2008 году – 16,0 и 9,8 т/сут соответственно.

Средний дебит нефти за 1 месяц работы после ГРП по всем эксплуатационным скважинам составил 21,2 т/сут, жидкости – 31,3 т/сут.

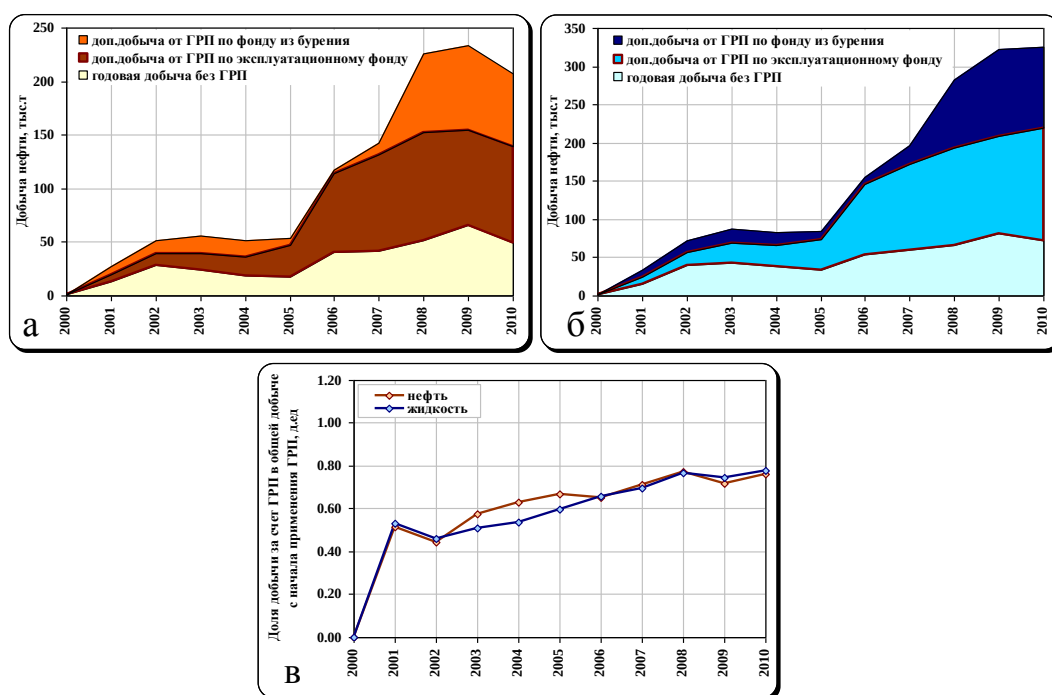


Рисунок 2 – Динамика изменения дополнительной добычи за счет ГРП и ее доли в общей добыче по месторождению по годам: а) добыча нефти за счет ГРП и в целом по месторождению, тыс. т; б) добыча жидкости за счет ГРП и в целом по месторождению, тыс.т;

В период 2007–2009 гг. прослеживается тенденция снижения начального дебита нефти после ГРП с 28,1 до 8,9 т/сут. Основными причинами, повлиявшими на снижение начальных показателей эффекта по жидкости и нефти, являются:

- ухудшение фильтрационно-емкостных свойств объектов воздействия – нефтенасыщенная толщина в интервале ГРП снизилась с 6,2 до 4,6 м, альфа-ПС – с 0,87 до 0,70 д. ед., песчанистость – с 0,38 до 0,26 д. ед., проницаемость – с $27,4$ до $24,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- значительное изменение технологии проведения ГРП – масса пропан-та снизилась с 32,7 до 17,7 т.

Таким образом, по вновь вводимым скважинам после ГРП с годами отмечается снижение эффекта по жидкости и нефти, обусловленное ухудшением ФЕС и сокращением массы проппанта почти в два раза [4].

В течение года после ГРП по всем годам обработок на скважинах из бурения отмечается снижение дебита нефти (рис. 3).

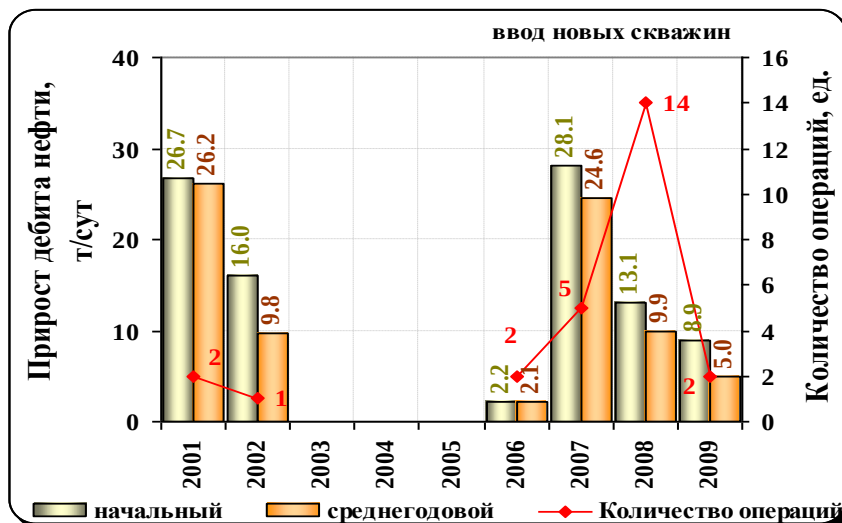


Рисунок 3 – Начальный и среднегодовой приросты дебита нефти после ГРП для скважин из бурения

Наибольшему снижению прироста дебита нефти были подвержены скважины, обработанные в 2002 году – с 16,0 до 9,8 т/сут.

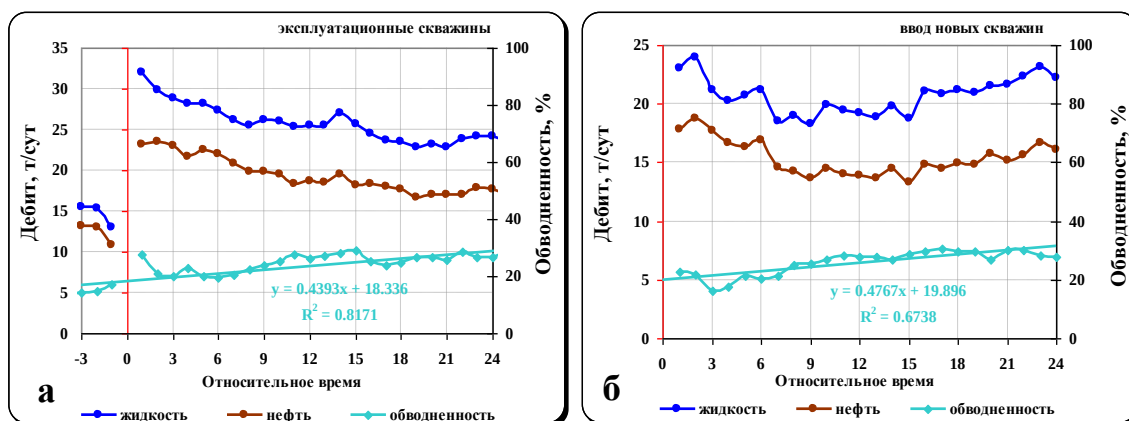


Рисунок 4 – Динамика изменения средних дебитов, приведенных на дату ГРП, по эксплуатационным (а) и вновь вводимым (б) скважинам Сергинского месторождения

Из динамики изменения средних дебитов, приведенных на дату ГРП (рис. 4а), видно, что темп снижения в первые 12 месяцев по эксплуатационным скважинам составил: по жидкости – 20,4 %, по нефти – 19,1 %, на второй год работы скважин произошло замедление темпов снижения до 5,2 и 4,5 % соответственно. Согласно рисунка 4б в первые 12 месяцев после ГРП средние дебиты жидкости и нефти по вновь вводимым скважинам стабильно снижаются

(темпы снижения составили 16,6 и 22,2 % соответственно), в течение второго года происходит стабилизация и некоторый рост – на 17,9 и 17,4 % соответственно.

С начала разработки на Сергинском месторождении применялись различные методы увеличения нефтеотдачи пластов. По состоянию на 1 января 2011 г. выполнена 51 операция ГРП: 25 ГРП на скважинах эксплуатационного фонда (2 обработки на нагнетательных скважинах), 26 обработок – на скважинах из бурения (из них 6 скважин после отработки на нефть в течение 2–6 месяцев переведены под нагнетание), кроме того, скважина из бурения № 462 после ГРП не введена в разработку.

Дополнительная добыча нефти за счет проведения ГРП на скважинах эксплуатационного фонда составила 173,3 тыс. т, жидкости – 248,6 тыс. т. В среднем на одну скважино-операцию по эксплуатационным скважинам дополнительная добыча нефти составила 7,5 тыс. т. По вновь вводимым скважинам данный показатель составил 11,2 тыс. т/скв.

По 8 скважинам после ГРП получен низкий эффект по нефти – среднегодовой прирост дебита нефти менее 5 т/сут. Основными причинами низкого эффекта являются низкие начальные приросты дебита жидкости и нефти, обусловленные высокими базовыми показателями до ГРП [9, 10].

Список литературы

1. Шакурова, А.Ф. Исследование и совершенствование методики оптимизации разработки нефтяной залежи гидроразрывом пласта [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / А.Ф. Шакурова. – Уфа, 2011. – 26 с.
2. Шакурова, А.Ф. Исследование параметров, влияющих на эффективность ГРП в условиях Ромашкинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 1. – С. 17-19.
3. Влияние ориентации и протяженности трещины ГРП на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин [Текст] / И.В. Владимиров, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский, В.В. Васильев // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 79-81.
4. Шакурова, Ал.Ф. Определение экономической целесообразности применения технологии гидравлического разрыва пласта в низкопроницаемой зоне пласта [Электронный ресурс] / Ал.Ф. Шакурова, Ай.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 2. – С. 254-261. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
5. Шакурова, А.Ф. Влияние качества цементирования заколонного пространства на эффективность ГРП [Текст] / А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 11. – С. 40-42.
6. Шакурова, Ал.Ф. Моделирование гидравлического разрыва пласта [Электронный ресурс] / Ал.Ф. Шакурова, Ай.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 2. – С. 33-47. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

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

8. Диагностический анализ вопроса эффективности проведения гидравлического разрыва пласта [Текст] / И.Г. Фаттахов, П.М. Малышев, Ай.Ф. Шакурова, Ал.Ф. Шакурова, А.Р. Сафиуллина // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2. Ч. 27. – С. 6023-6029.

9. Гидравлические потери в околоскважинной зоне пласта при кислотной обработке поровых коллекторов [Текст] / Ай.Ф. Шакурова, Р.А. Янтурин, А.Ш. Янтурин, К.Р. Низамов, В.Ф. Мерзляков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 1 (87). – С. 11-17.

10. Шакурова, Ай.Ф. К вопросу о возможности прогноза продуктивности добывающих скважин при изменении приемистости близлежащих нагнетательных после проведения СКО [Текст] / Ай.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 2. – С. 16-19.

УДК 622.276

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ СКИН-ЭФФЕКТА ПО КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

О.А. Грезина, Д.С. Егоров, Д.М. Дагирманова
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье описывается методика расчета показателя скин-эффекта призабойной зоны скважины (ПЗС) по результатам гидродинамических исследований по кривой восстановления давления. Дается оценка соотношения фактической и потенциальной продуктивностей.

Ключевые слова: скин-эффект, кривая восстановления давления (КВД), гидродинамические исследования скважины, призабойная зона скважины, депрессия, продуктивность.

UDC 622.276

TECHNIQUE OF DEFINITION OF THE SKIN-EFFECT ON THE CURVE OF RESTORATION OF PRESSURE

O.A. Grezina, D. S. Egorov, D.M. Dagirmanova
(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. In article the method of calculation of an indicator of a skin-effect of the bottomhole zone of a well (BZW) by results of hydrodynamic researches on a curve of restoration of pressure is described. The assessment of a ratio of the actual and potential productivity is given.

Keywords: skin-effect, curve of restoration of pressure (CRP), hydrodynamic researches of a well, bottomhole zone of a well, depression, efficiency.

Физическим смыслом показателя скин-эффекта является зависимость его величины от соотношения проницаемостей пластов в удаленной зоне k и призабойной зоне k_s :

$$S = \frac{kk_s}{k_s} \ln \frac{r_s}{r_c}, \quad (1)$$

где r_s – радиус призабойной зоны скважины (ПЗС); r_c – радиус скважины в продуктивном интервале [1].

Скин-эффект показывает состояние призабойной зоны скважины, его значение отражает наличие или отсутствие дополнительных фильтрационных сопротивлений, обусловленные некачественным вскрытием пласта или вследствие изменения фильтрационных значений призабойной зоны по мере отбора продукции [2, 3, 4]. Так как, такие изменения влияют на кривую восстановления давления (КВД) в остановленной скважине, то для его определения используют КВД, связанную с фильтрационными параметрами.

При этом в зависимости от состояния ПЗС могут быть варианты, представленные в таблице 1 [4, 5].

Таблица 1 – Возможные варианты в зависимости от состояния ПЗС

Состояние ПЗС	$k_s < k$	$k_s > k$	$k_s = k$
Скин-эффект	$S > 0$	$S < 0$	$S = 0$
Соотношение продуктивностей	$ОП < 1$	$ОП > 1$	$ОП = 1$
Соотношение гидропроводностей	$ОГ > 1$	$ОГ < 1$	$ОГ = 1$

Рассмотрим на примере нахождение скин-эффекта по результатам КВД (рисунок 1) Южно-Гвиздецкой скважины № 25.

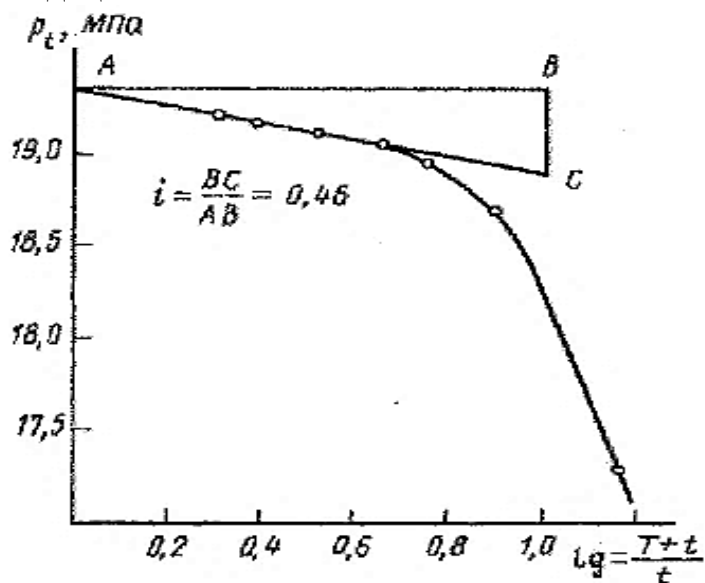


Рисунок 1 – КВД скважины № 25, построенный по методу Хорнера в интервале испытания

При интервале испытания – 2884-2924 м. Дебит $Q=54 \text{ м}^3/\text{сут}$, при изменении давления на забое $P_{\text{заб}} = (12,8 \div 15,7) \text{ МПа}$ на глубине 2875 м. Продолжительность притока перед остановкой скважины $T=70 \text{ мин}$. Эффективная толщина пласта $h_{\text{эф}}=15 \text{ м}$; плотность нефти $\rho_n=845 \text{ кг/м}^3$; объемный коэффициент $b=1,38$; радиус ствола скважины $r_c=0,096 \text{ м}$. В таблице 2 показаны результаты КВД на глубине интервала испытания [6, 7].

Таблица 2 – Результаты КВД в интервале испытания [9, 10]

Продолжительность восстановления давления, мин	Давление, МПа	$\lg\left(\frac{T-t}{t}\right)$
0	15,70	-
5	17,30	1,1716
10	18,30	0,9031
15	18,95	0,7533
20	19,05	0,6532
30	19,10	0,5228
50	19,15	0,3802
70	19,20	0,3010
90	19,20	-

Решение: Основанием для расчета характеристик пластов и ПЗС является КВД, который построен методом Хорнера.

Исходя из угла наклона прямолинейного кольцевого отрезка на КВД определяем гидропроводность пластов:

$$\chi = \frac{kh}{\mu} = 0,208 \cdot 10^{-11} \frac{Qb}{i} = 0,208 \cdot 10^{-11} \frac{54,1}{0,46} = 24,4 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}), (2)$$

Так как объем притока газонефтяной смеси определяется на основании увеличения уровня жидкости в стволе до остановки скважины на КВД, то объемный коэффициент принимаем равным единице.

Определим скин-эффект по формуле:

$$S = \frac{\Delta p}{i} - \lg T - c = \frac{19,3-15,7}{0,46} - 1,8 - 1,6 = 3,4, (3)$$

где $c=2,6$ – поправка на потери депрессии на стенку скважины, значение которой можно найти по известным значениям χ и r_c из выражения $c = \lg \frac{135\chi}{r_c^2}$ или взять из справочной таблицы.

Положительное значение скин-эффекта говорит о наличии в ПЗС дополнительных фильтрационных сопротивлений, для преодоления которых нужно затратить определенную часть депрессии:

$$\Delta p_s = i \cdot S = 0,46 \cdot 3,4 = 1,56 \text{ МПа}, (4)$$

Далее можно оценить соотношение продуктивностей, и по ней определить отрицательное влияние от скин-эффекта на добычу:

$$\text{ОП} = \frac{\Delta p_t - \Delta p_s}{\Delta p_t} = \frac{19,3-15,7-1,6}{19,3-15,7} = 0,55. (5)$$

Таким образом, делаем вывод, что наличие скин-эффекта в ПЗС приводит к снижению производительности скважины на 45 % [10].

Список литературы

1. Булатов, А.И. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» [Текст]: в 4-х т. Т. 4 / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2014.
2. Габзалилова, А.Х. Увеличение нагрузки на забой использованием на горизонтальном интервале стволов скважин винтообразных труб [Текст] / А.Х. Габзалилова, З.А. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 247-250.
3. Габзалилова, А.Х. Научно-методическое обоснование увеличения длины горизонтальных интервалов стволов скважин [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Габзалилова Альфира Хамитовна. – Уфа, 2012. – 151 с.
4. Габзалилова, А.Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении [Текст] / А.Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 193-198.
5. Габзалилова, А.Х. Осевая нагрузка на забой и на подъемный механизм в горизонтальной скважине с интервалами: вертикальным, набора зенитного угла и изменения азимута [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 198-203.
6. Мухтасарова, Э.А. К вопросу повышения адаптивности системы управления буровыми предприятиями нефтяной отрасли [Текст] / Э.А. Мухтасарова, З.А. Гарифуллина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3. – С. 28-35.
7. Мухтасарова, Э.А. Кризис духовных ценностей российского общества и новые ценностные ориентиры современной молодежи [Текст] / Э.А. Мухтасарова // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 76-80.
8. Самигуллина, Л.З. Аспекты когнитивной и идеографической характеристики как способ описания профессиональной терминосистемы (на материале русского, татарского, башкирского и английского языков) [Текст] / Л.З. Самигуллина // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2013. – № 1 (8). – С. 88-93.
9. Самигуллина, Л.З. Нормативные аспекты нефтегазовой терминологии [Электронный ресурс] / Л.З. Самигуллина // Электронный научный журнал

«Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 447-456. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

10. Самигуллина, Л.З. Опыт создания профессионального идеографического словаря-тезауруса [Текст] / Л.З. Самигуллина, А.Г. Шайхулов // Судьбы национальных культур в условиях глобализации: сборник материалов III Международной научной конференции (Челябинск, 26-27 марта 2015 г.) / под ред. М.Г. Смирнова. – Челябинск: Энциклопедия, 2015. – С. 390-395.

11. Ахметов, Р.Т. Итоговая аттестация и выпуск инженеров по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Р.Т. Ахметов, Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 132-137.

УДК 622.243

ПРИМЕНЕНИЕ СМАЗОЧНЫХ И ПРОТИВОАДГЕЗИОННЫХ ДОБАВОК К ПРОМЫВОЧНЫМ ЖИДКОСТЯМ

Е.Л. Гусейнова, М.Н. Зернов

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Применение смазочных и противoadгезионных добавок к промывочным жидкостям приводит к снижению силы трения при СПО, предотвращению прихватов и сальникообразований.

Ключевые слова: бурение, промывочная жидкость, смазочная добавка, сальникообразование, прихват, противoadгезионная добавка.

UDC 622.243

APPLICATION OF LUBRICANT AND ANTIADHESIVE ADDITIVES TO DRILLING FLUIDS

E.L. Guseynova, M.N. Zernov

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. Application of lubricative and anti-adhesion additives to drilling fluids leads to reduction of friction force during round trip, as well as sticking and balling exclusion.

Keywords: drilling, drilling fluid, lubricity additive, balling, sticking, anti-adhesion additive

Основную часть разрезов скважин в России (в особенности Западной Сибири) составляют пластичные породы, в общей массе которых преобладают глины. Разбуривание пород такого рода промывочными жидкостями на водной основе зачастую сопровождается различными осложнениями, такими как сальникообразование, затяжки и посадки во время проведения спуско-подъемных операций, прихваты колонн. [1]

Сальникообразованием называется процесс налипания мягких липких пород (обычно глин) на режущие кромки долота, что приводит к их временной

неэффективности, на элементы бурильной колонны в местах перехода от большого диаметра к меньшему. Этот процесс приводит к снижению скорости проходки, увеличению сил сопротивления движению инструмента в скважине, возникновению осыпей и обвалов пород за счет эффекта поршневания при подъеме бурильной колонны с сальником. Причиной сальникообразования прежде всего является недостаточное ингибирование пород, в частности, гидратация и разбухание глин или образование объемной фильтрационной корки при разбуривании гранулярных высокопроницаемых пластов.

Затяжки, а в большинстве случаев и прихваты также обусловлены взаимодействием колонн, приборов со стенками необсаженных скважин. Силы сопротивления движению инструмента в скважинах во многом зависят от качества промывочной жидкости и, прежде всего, от уровня ее антифрикционных и адгезионных свойств [2, 3]. В связи с ростом объемов бурения наклонно-направленных скважин с большими отходами (пологих, горизонтальных) и увеличением вероятности вышеуказанных осложнений и аварий, в качестве профилактических средств актуальными являются смазочные [4, 5, 6, 7 и др.] и противосальниковые добавки [8, 10 и др.].

Для безаварийного бурения интервалов пластичных пород предусмотрено использование полимерных ингибированных промывочных жидкостей, смазочные и противoadгезионные свойства которых усиливаются путем ввода в их состав дополнительных специализированных добавок, разрабатываемых специальными лабораториями. [1]

Как показывает практика применение смазочных и противoadгезионных добавок даже в концентрации 0,5–2%, значительно уменьшает коэффициент трения, вероятность возникновения прихватов, а так же предотвращает сальникообразование, затяжки и посадки при СПО. В совокупности это сокращает время на ликвидацию осложнений, а также время на строительство скважины в целом. Поэтому тема изучения, разработки, модификации, внедрения и применения новых смазочных и противoadгезионных добавок для бурения скважин является особо интересной и актуальной.

В настоящее время разработаны и успешно применяются смазочные и противoadгезионные добавки отечественного и зарубежного производства, такие как СОНБУР производства ЗАО «ОПЫТНЫЙ ЗАВОД НЕФТЕХИМ», K-Lube производства компании Кем-Трон Технолоджиз Инк., Биолуб LVL производства компании ООО «Миррико», TORG-TRIM II производство компании Халибертон, ФК-2000, ФК-Н, ФК-М производство компании ООО НПО «Химбурнефть».

Испытательной лабораторией буровых растворов ООО НПП «БУРИН-ТЕХ» для профилактики сальникообразования разработана противoadгезионная добавка ОПТИБУР, применение которой осуществлялось при бурении скважин на Фестивальном месторождении в период с 09.2010 г. по 03.2011 г. [9].

Проведенный анализ данных геолого-технологических исследований трех пробуренных скважин, которые предоставила компания ОАО «Газпромнефть Ноябрьскнефтегазгеофизика», ведущая регистрацию данных в процессе строи-

тельства скважин автоматизированной станцией контроля (СГТК) на Фестивальном месторождении, свидетельствовал, что за период работы на данном месторождении основной проблемой проводки скважин стали затяжки при проведении СПО (до 20 т), а так же неоднократные скачки веса (до 15 тонн) инструмента во время наращивания, увеличивалась вероятность прихвата (рисунок 1). Происходило падение скорости проходки из-за невозможности полноценно передать нагрузку на долото [9].

При проводке скважин применялись для бурения кондуктора промывочная жидкость на основе полиакриламида, а для бурения эксплуатационной колонны – раствор «СКИФ+», на основе полиакриламида и полиакрилата натрия. Так как зенитный угол скважины, превышал предыдущие в 1,5-2 раза, в состав промывочной жидкости была введена противoadгезионная добавка ОПТИБУР [9], представляющая собой однородную маслянистую жидкость от золотистого, до темно-коричневого цвета со слабым запахом растительных масел, производства компании ООО НПП «БУРИНТЕХ» [10], которая как предполагается, предотвращает сальникообразования, прихваты, затяжки во время СПО, путем покрытия стенок скважины, металлических поверхностей, выбуренной породы, слоем синтетических жидкостей. [10].

Объемная доля содержания добавки ОПТИБУР составляла в среднем 0,3 и 0,8-1,4 при бурении соответственно под кондуктор и под эксплуатационную колонну. Оценка эффективности применения проводилась путем сравнения веса инструмента при наращиваниях и СПО до и после ввода добавки (рисунок 1). В результате превышение веса бурильного инструмента над фактическим составило 10т., сила трения составила всего 18,5% от веса инструмента [9].

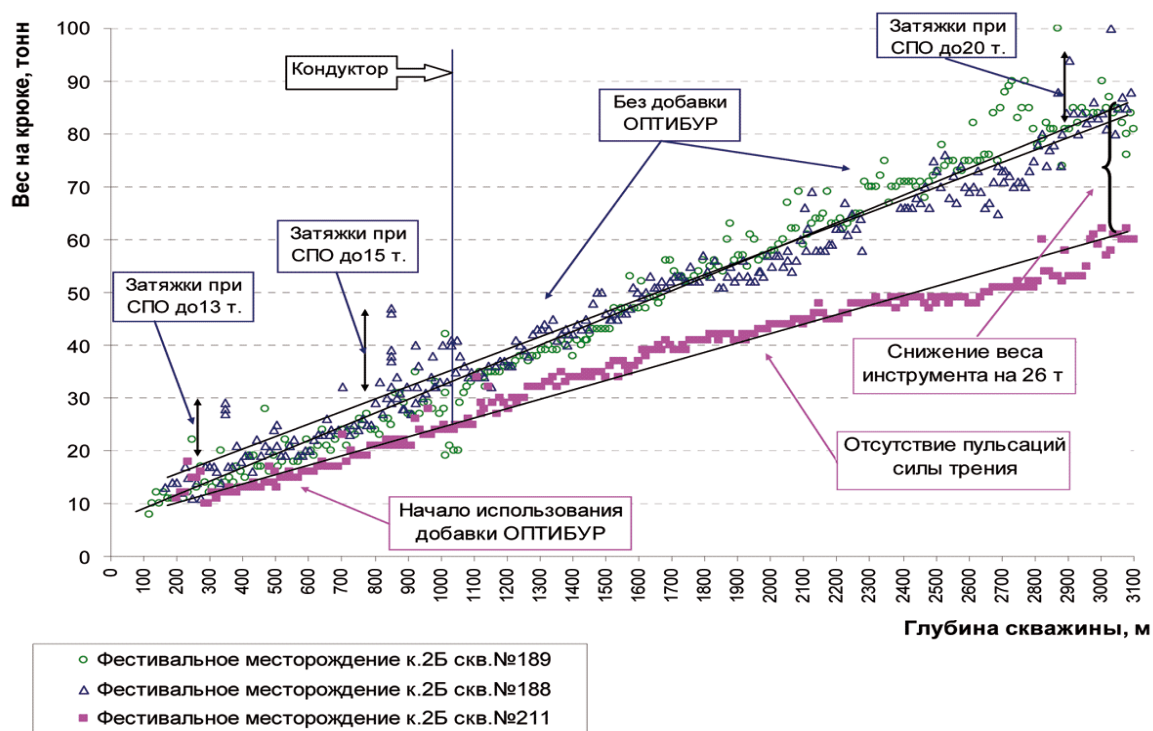


Рисунок 1 – Вес инструмента на подъеме при наращивании

Таким образом, разработка и применение противoadгезионных добавок в составе буровых промывочных жидкостей остается на сегодняшний день актуальной темой, поскольку их применение способствуют безаварийной проводке скважин, уменьшает время на ликвидацию различного рода осложнений, увеличивает механическую скорость проходки и уменьшает затраты на строительство скважины в целом.

Список литературы

1. Христенко, А.В. Обоснование химической обработки буровых растворов для предупреждения сальникообразования при разбуривании пластичных горных пород [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / А.В. Христенко. – Уфа, 2010. – 3 с.
2. Взаимодействие колонны бурильных труб со стенкой скважины [Текст] / А.М. Фролов, В.П. Матюшин, Т.Д. Дихтярь, В.Г. Конесев // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 2. – С. 16-19.
3. Изучение геометрических характеристик структуры адгезионной связи в системе «металл-фильтрационная корка» для различных типов буровых растворов [Текст] / И.Ф. Салихов, В.Г. Конесев, Т.Д. Дихтярь, Ян Цювэй // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 357-362.
4. Пат. 2138531 Российская Федерация, МПК С 09 К 7/02. Смазочная добавка для глинистых буровых растворов и способ ее получения [Электронный ресурс] / Мулюков Р.А., Конесев Г.В., Шакиров Л.Г., Дихтярь Т.Д., Байназарова Э.Л., Мавлютов М.Р., Мандель А.Я.; заявитель и патентообладатель Уфимский государственный нефтяной технический университет. – № 97115146/03; заявл. 20.08.97; опубл. 27.09.99. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
5. Пат. 2367676 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Смазочная добавка для буровых растворов (варианты) [Электронный ресурс] / Конесев Г.В., Мамаева О.Г., Янгиров Ф.Н., Конесев В.Г.; патентообладатели Конесев Геннадий Васильевич, ООО «Башхимпром». – № 2007129553/03; заявл. 01.08.2007; опубл. 20.09.2009, Бюл. № 26. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
6. Исследование смазочных добавок к буровым промывочным жидкостям [Текст] / Р.А. Исмаков, В.Г. Конесев, О.Г. Мамаева, В.П. Матюшин, Г.В. Конесев // История науки и техники. – 2011. – № 12. – С. 152-156.
7. Исследование и разработка средств улучшения показателей триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей [Текст] / А.М. Фролов, Т.Д. Дихтярь, В.П. Пурин, Т.Р. Нуриев, В.Г. Конесев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 378-382.

8. Противосальниковые и противоприхватные добавки [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://burintekh.ru/products/dps-optibur-antistick/>.

9. Применение противоадгезионной добавки «ОПТИБУР» на Фестивальном месторождении Западной Сибири [Текст] / Г.Г. Ишбаев, М.А. Тихонов, М.Р. Дильмиев, А.В. Христенко, А.А. Милейко // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 40-41.

10. Пат. 2468056 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Добавка к буровому раствору на водной основе Оптибур [Электронный ресурс] / Христенко А.В., Ишбаев Г.Г.; патентообладатель ООО НПП «БУРИНТЕХ». – № 2011120603/03; заявл. 20.05.2011; опубл. 27.11.2012, Бюл. № 33. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

УДК 622.24.062

ПРИМЕНЕНИЕ СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК КАК СРЕДСТВО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПРИХВАТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Е.Л. Гусейнова, Е.А. Кузнецов

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

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

Ключевые слова: бурение, промывочная жидкость, смазочная добавка, адгезия, прихват/

UDC 622.24.062

APPLICATION OF LUBRICATING ADDITIONS AS MEANS OF WARNING OF STICKING AT WELL DRILLING

E.L. Guseynova, E. A. Kuznetsov

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

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

Keywords: drilling, drilling fluid, lubricity additive, adhesion, sticking/

Один из самых распространенных, многообразных, сложных и трудоемких типов аварий в разведочном бурении – прихваты. На их долю приходится до 50% аварийного времени.

Разработка и внедрение эффективных методов и технических средств как предупреждения, так и ликвидации прихватов являются одной из актуальных задач. Все причины возникновения прихватов можно разделить на две группы: субъективные, когда аварии происходят по вине обслуживающего персонала и объективные, не зависящие от действий буровой бригады.

Субъективные причины бывают двух типов – обусловленные сознательным нарушением основных правил предупреждения прихватов и являющиеся

результатом неопытности и недостаточной квалификации рабочих и ИТР. До настоящего времени количество прихватов, вызванных субъективными причинами, составляет 15-18 %, а затраты времени на их устранение достигают 30 % и более от общих потерь. Несмотря на постоянное сокращение таких аварий в последние годы, наличие их абсолютно неоправданно и свидетельствует об имеющихся резервах улучшения технико-экономических показателей бурения.

Кроме того, причины возникновения прихватов можно дополнительно классифицировать на следующие типы: технические (низкое качество, конструктивные недостатки, плохие эргономические показатели, поломки, неисправности и дефекты изготовления бурового оборудования и инструмента); технологические (несоблюдение рациональных параметров режима бурения, крепления, тампонирования и цеметирования, неправильный выбор рецептур промывочных жидкостей, тампонажных смесей и цементных растворов, желобообразование, разработка поперечного сечения скважин); геологические (осыпающиеся, обваливающиеся и пучащиеся породы, пливуны, карсты, каверны, подвижные блоки с большими зеркалами скольжения, поглощающие горизонты, водо- и газопроявления, а также другие осложнения); организационные (невыполнение общеизвестных мероприятий по предупреждению прихватов, простои и остановки буровых агрегатов, несоответствие сменности вахт естественному биологическому ритму жизнедеятельности человека, слабая воспитательная работа и др.); комбинированные (организационно-технические, организационно-технологические, геолого-технические, технико-технологические и т.д.). Каждая из перечисленных причин может обуславливать строго определенного или нескольких видов прихватов. Сочетание их, встречающееся наиболее часто, вызывает сложные (комбинированные) прихваты.

Помимо основных причин существует ряд косвенных факторов, уменьшающих или увеличивающих вероятностей возникновения прихватов. Так, предпосылками к прихвату является использование промывочной жидкости с повышенной фильтрацией и большой толщиной корки, с плохими смазочными свойствами [1, 2]. В связи с возросшим количеством прихватов в последние десятилетия число исследовательских работ, посвященных этому вопросу как в России [3,4, 5, 6, 7, 8 и др.], так и за рубежом, значительно увеличилось и представляет несомненный интерес.

Смазочная способность промывочных жидкостей оценивается по коэффициенту трения пары сталь – корка после определенного времени их контакта на приборе КТК-2. Данный прибор прост в конструктивном плане и позволяет сократить время проведения исследования смазочной способности растворов, но следует подчеркнуть, что применение подобных приборов возможно и оправдано лишь для предварительных оценок эффективности смазочных добавок в буровом растворе и впоследствии требует подтверждения полученных результатов на установках более сложной конструкции или при проведении промысловых испытаний.

Для анализа были использованы реагенты, широко применяющимися в современном производстве – политал, детергент противосальниковый, лубриол.

Политал – реагент комплексного действия, представляет собой композицию природных высших жирных кислот и полиалкиленгликолей. Политал способствует снижению фильтрации, улучшению смазочных и ингибирующих свойств промывочной жидкости [9].

Детергент противосальниковый (ДПС) представляет собой водную смесь поверхностно-активных веществ, предназначен для снижения поверхностного натяжения всех буровых растворов на водной основе и уменьшения склонности к налипанию глинистых частиц. ДПС может использоваться практически в любых буровых растворах на водной основе. В основном он используется при бурении верхних интервалов для уменьшения образования сальников на долоте и КНБК, снижения поверхностного натяжения и оптимизации выноса выбуренной твердой фазы. Реагент может использоваться на любой стадии процесса бурения для эмульгирования нефти и снижения вязкости растворов, загрязненных нефтью. ДПС уменьшает крутящий момент и сопротивления в скважине, возникающие из-за трения, даже если в системе нет нефти [10].

Лубриол – смазочная добавка для буровых растворов, которая представляет собой маслянистую жидкость коричневого цвета, состоящую из смеси поверхностно-активных веществ и добавок, изготовленных на основе природного минерального масла. Реагент предназначен для обработки пресных и минерализованных буровых растворов при бурении вертикальных и наклонно-направленных участков нефтяных и газовых скважин [11].

Полученные результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Влияние различных добавок на КТК

Состав раствора	КТК		
	5 мин	10 мин	20 мин
1 Исходный раствор	0,0875	0,1051	0,1228
2 Исходный раствор + 1 % Лубриол	0,0437	0,0524	0,0699
3 Исходный раствор + 1 % Политал	0,1228	0,1405	0,1584
4 Исходный раствор + 0,1 % ДПС	0,0699	0,1051	0,1228

Исследования адгезионных свойств промывочных жидкостей с введенными смазочными добавками показали, что лучшие свойства имеет промывочная жидкость со смазочной добавкой лубриол. Значения коэффициента адгезии у данной жидкости в несколько раз меньше. В качестве противосальниковой добавки к промывочным жидкостям лучше всего подходит ДПС, который практически не дал образоваться сальнику.

Таким образом, очень важно при борьбе с прихватами инструмента знать и правильно определять природу прихватов в каждом конкретном случае. От этого будет зависеть и правильный выбор средств их предупреждения и ликвидации. В результате исследования влияния различных добавок на триботехнические свойства промывочных жидкостей можно сделать вывод, что при бурении скважин в промывочную жидкость необходимо добавлять и лубриол, и

ДПС, поскольку это позволит значительно снизить риск затяжек и прихватов бурильной колонны и образования сальников.

Список литературы

1. Взаимодействие колонны бурильных труб со стенкой скважины [Текст] / А.М. Фролов, В.П. Матюшин, Т.Д. Дихтярь, В.Г. Конесев // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 2. – С. 16-19.

2. Изучение геометрических характеристик структуры адгезионной связи в системе «металл-фильтрационная корка» для различных типов буровых растворов [Текст] / И.Ф. Салихов, В.Г. Конесев, Т.Д. Дихтярь, Ян Цювэй // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 357-362.

3. Пат. 2138531 Российская Федерация, МПК С 09 К 7/02. Смазочная добавка для глинистых буровых растворов и способ ее получения [Электронный ресурс] / Мулюков Р.А., Конесев Г.В., Шакиров Л.Г., Дихтярь Т.Д., Байназарова Э.Л., Мавлютов М.Р., Мандель А.Я.; заявитель и патентообладатель Уфимский государственный нефтяной технический университет. – № 97115146/03; заявл. 20.08.97; опубл. 27.09.99. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

4. Пат. 2367676 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Смазочная добавка для буровых растворов (варианты) [Электронный ресурс] / Конесев Г.В., Мамаева О.Г., Янгиров Ф.Н., Конесев В.Г.; патентообладатели Конесев Геннадий Васильевич, ООО «Башхимпром». – № 2007129553/03; заявл. 01.08.2007; опубл. 20.09.2009, Бюл. № 26. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

5. Исследование смазочных добавок к буровым промывочным жидкостям [Текст] / Р.А. Исмаков, В.Г. Конесев, О.Г. Мамаева, В.П. Матюшин, Г.В. Конесев // История науки и техники. – 2011. – № 12. – С. 152-156.

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

7. Исследования и разработка средств улучшения показателей триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей [Текст] / В.П. Матюшин, А.М. Фролов, И.Ф. Салихов, Г.В. Конесев // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 2. – С. 40-43.

8. Исследование и разработка средств улучшения показателей триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей [Текст] / А.М. Фролов, Т.Д. Дихтярь, В.П. Пурин, Т.Р. Нуриев, В.Г. Конесев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-

технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 378-382.

9. Противосальниковые и противоприхватные добавки [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://burintekh.ru/products/dps-optibur-antistick/>.

10. Смазочная добавка Lubriol – ООО Нефтегаз Сервис [Электронный ресурс]. – Режим доступа: ngs-oil.com/smazochnaya-dobavka-lubriol.

11. Политал – Полицелл [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://polycell.ru/product>.

УДК 622.276.72

ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ АСПО НА КОЛЛОИДНУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ НЕФТИ

И.А. Гуськова, Д.Т. Ахметшина
(АГНИ)

Аннотация. Статья посвящена вопросу исследования действия растворителей для удаления АСПО на коллоидную устойчивость нефти. Эффективность растворителя по отношению к органическим отложениям определяется как составом отложений, так и составом растворителя.

Ключевые слова: растворители, устойчивость нефти, органические отложения, нефтепромысловое оборудование

UDC 622.276.72

RESEARCH OF INFLUENCE SOLVENTS TO REMOVE PARAFFIN IN A COLLOIDAL STABILITY OF OIL

I.A. Guskova, D.T. Akhmetshina
(Almetyevsk State Oil Institute)

Annotation. The article is devoted to investigation of the effect of solvents for the removal of paraffin oil on the colloidal stability. The effectiveness of the solvent with respect to organic deposits defined as fat composition and a solvent composition.

Keyword: solvents , oil resistance , organic sediment , oil field equipment

Асфальтосмолопарафиновые отложения, образующиеся в нефтепромысловом оборудовании, это проблема, с которой нефтяники сталкиваются постоянно. Предлагаемые в настоящее время многочисленные методы предупреждения образования АСПО, как физические, так и химические, позволяют увеличить межремонтный период, но полностью избежать образования отложений не удастся. Так что проблема удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования, в конечном счете, присутствует всегда. Одним из эффективных методов удаления АСПО из технологического оборудования является применение различных удалителей.

В работе испытаны три растворителя: керосин, МИА-Пром, дистиллат. В качестве объектов испытания служили пробы нефти, отобранные с Пашийского горизонта Ромашкинского месторождения.

Существующие критерии выбора и методики исследования растворителей для удаления органических отложений не предусматривают оценку влияния растворителей на коллоидную стабильность нефтяной дисперсной системы. [1]

В моей работе, в качестве критерия кинетической устойчивости нефтяных дисперсных систем предложен фактор устойчивости Φ_y , который представляет собой отношение концентраций дисперсной фазы асфальтенов, которое устанавливается под действием центробежных сил за определенное время в двух слоях (верхнем C_1 и нижнем C_2) расположенных на некотором фиксированном расстоянии друг от друга в направлении сил осаждения.

В лаборатории кафедры «РиЭНГМ» проводились следующие исследования: 10 мл нефти смешивалось с 10 мл растворителя и термостатировалось в трубках Либиха в течение 8 часов. Для каждой температуры проводились эксперименты на 2 трубках. По истечении 8 часов с нижней и с верхней части трубки отбирались пробы нефти в объеме по 2 мл. Затем, для измерения оптической плотности данных проб отбиралось по 0,08 мл нефти, которая растворялась в 10 мл толуола. Результаты определения устойчивости для различных типов растворителей представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты определения устойчивости нефти после взаимодействия с растворителем

	Температура, °C											
	30			40			50			60		
	оптическая плотность при $\lambda=395\text{nm}$		Φ	оптическая плотность при $\lambda=395\text{nm}$		Φ	оптическая плотность при $\lambda=395\text{nm}$		Φ	оптическая плотность при $\lambda=395\text{nm}$		Φ
	верх	низ		верх	низ		верх	низ		верх	низ	
Нефть (контрольная проба)	1,130	1,171	0,96	1,050	1,039	1,01	0,981	1,089	0,90	1,009	0,992	1,02
Нефть+керосин	0,449	0,609	0,74	0,131	0,659	0,19	0,236	1,091	0,22	0,205	1,049	0,08
Нефть+МИА-Пром	0,186	1,007	0,19	0,038	1,001	0,04	0,163	1,026	0,16	0,134	0,974	0,14
Нефть+дистиллат	0,154	1,002	0,15	0,196	0,986	0,19	0,468	0,866	0,54	0,091	1,179	0,19

Как видно из таблицы, фактор устойчивости нефти после контакта с растворителями меняется от 1,02 до 0,04, т.е. более чем в 25 раз.

По полученным графикам (рис. 1) можно сказать, что чем больше разница между оптическими плотностями верхнего и нижнего слоев, тем больше рас-

творитель влияет на коллоидную устойчивость, т.е. он будет расслаивать нефть. Что крайне нежелательно. Мы говорим, что если 2 растворителя хорошо растворяют АСПО, но один из них сильно расслаивает нефть, то его выбирать нельзя. Нужно выбирать тот растворитель, который меньше всего влияет на коллоидную устойчивость нефти.

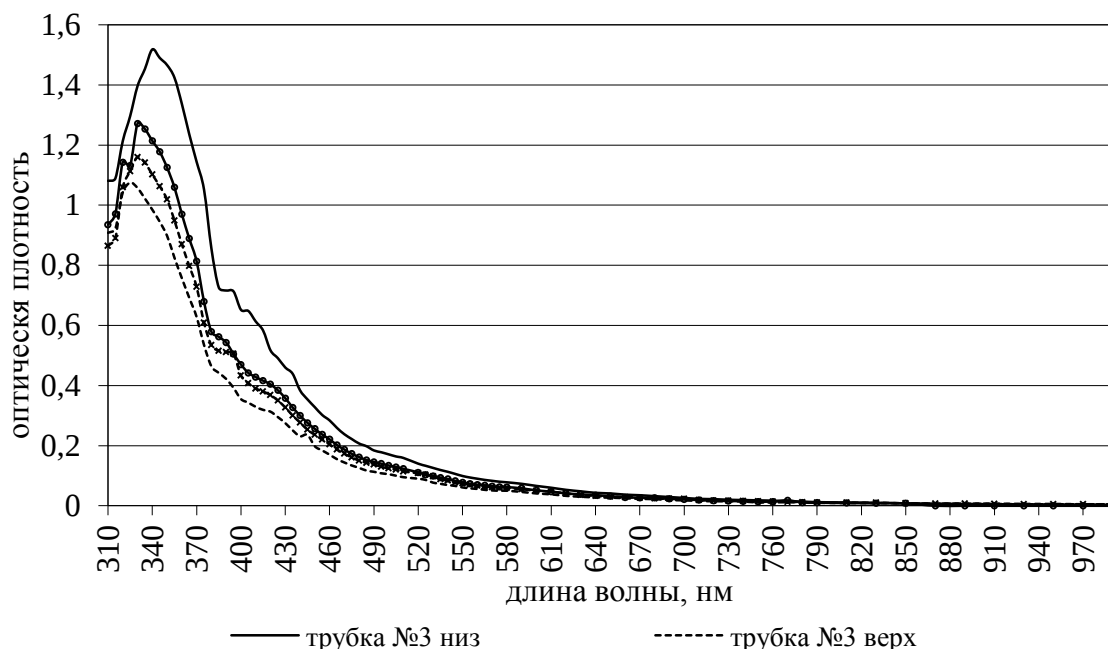


Рисунок 1 – Изменение оптических спектров нефти (керосин, 30 °С)

Поэтому рекомендуется перед каждой закачкой реагента в скважину тщательно подбирать растворитель так, чтобы его состав не только обеспечивал максимум растворимости отложений, но и не влиял на коллоидную стабильность нефтяной дисперсной системы и, как следствие, на формирование эмульсии.

Список литературы

1. Девликамов, В.В. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений [Текст] / В.В. Девликамов, И.Л. Мархасин, Г.А. Бабалян // 1970. – С. 155-158.
2. Гуськова, И.А. Разработка и развитие технологических решений проблемы формирования органических отложений в условиях эксплуатации техногенно измененных залежей нефти [Текст] / И.А. Гуськова // 2011. – С. 119-124.
3. Гумерова, Д.М. Методы разрушения и предотвращения образования промежуточных слоев в технологическом оборудовании [Текст] / Д.М. Гумерова // Ученые записки АГНИ. – 2012. – Т. 12.
4. Тронов, В.П. Промысловая подготовка нефти [Текст] / В.П. Тронов // 2000. – С. 416.

5. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст] / Р.З. Сахабутдинов, Ф.Р. Губайдуллин, И.Х. Исмагилов, Т.Ф. Космачева // 2005. – С. 324.

УДК 622.276

**ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ
КАК МЕТОД УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА
В УСЛОВИЯХ БИАВАШСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Д.М. Дагирманова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В данной статье рассмотрена проблема утилизации попутного газа. Для условий Биавашского месторождения для утилизации ПНГ предложено водогазовое воздействие.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, водогазовое воздействие, утилизация попутного газа, факельное сжигание, загрязнение атмосферы.

UDC 622.276

**WATER-ALTERNATING-GAS INJECTION AS A METHOD
OF ASSOCIATED GAS UTILIZATION ON THE BIAVASHSKOE FIELD**

D.M. Dagirmanova

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. This article describes the problem of associated gas utilization. It was suggested to use water-alternating-gas injection for APG utilization on the Biavashskoe field.

Keywords: associated petroleum gas, water-alternating-gas injection, associated gas utilization, flaring, air pollution.

Повышение эффективности использования углеводородных ресурсов всегда являлось обязательной составляющей прогрессивного развития нефтегазового комплекса Российской Федерации, но один из таких ресурсов – попутный нефтяной газ – до недавнего времени рассматривался многими компаниями как побочный продукт производства и бесполезно сжигался на факелах. Ситуация стала меняться в 2007 году после ряда постановлений, направленных на стимулирование сокращения факельного сжигания ПНГ и достижение обязательного уровня эффективного использования нефтяного газа 95 %, однако Россия по-прежнему занимает лидирующие позиции в рейтингах по объему сжигаемого газа, а уровень полезного использования ПНГ по стране в целом не достиг необходимого значения. Поэтому вопрос утилизации попутного газа все еще является актуальной проблемой нефтегазодобывающей отрасли.

Наиболее распространенными путями утилизации ПНГ являются его переработка, поставка потребителю и сжигание на собственные нужды (в котельных, печах, газотурбинных электростанциях и т.д.). Качественно отличающийся способ использования ПНГ – закачка обратно в пласт – предполагает нанесение

меньшего вреда экологии и возможность увеличения нефтеотдачи. На Биавашском месторождении часть попутного газа используется в качестве топлива пучевого подогревателя ПП-1,6 для подогрева нефти и отопления жилых помещений, часть сжигается на факелах. Выброс загрязняющих веществ в атмосферу от факельной установки составляет 346,436 т/год при общем выбросе 374,386 т/год. Наибольшая масса выбросов приходится на оксид углерода.

Для увеличения уровня полезного использования ПНГ на месторождении предлагается применение водогазового воздействия. Эксперименты, проведенные на большом количестве кернового материала, показали, что наибольший положительный эффект дает водогазовое воздействие при соотношении объемов воды и газа в диапазоне от 1:1 до 1:2. Обводненность продукции на Биавашском месторождении достигает 90-95%, количество газа, требующего утилизации, невелико. В пластовых условиях объемное соотношение газа к воде составляет около 0,03 к 1, что значительно меньше значения, требуемого для максимального технологического эффекта вытеснения.

Эффективность применения водогазового воздействия рассчитывалась двумя методами: построением гидродинамической модели на секторе и аналитическим расчетом по методике В.Д. Лысенко. Для условий Биавашского месторождения методика В.Д. Лысенко была скорректирована: вместо изначальной закачки газа в пласт рассчитывалась закачка воды, так как на текущий момент продуктивные залежи месторождения значительно охвачены заводнением; совместная закачка воды и газа будет являться завершающей стадией, так как проводить ее планируется до завершения разработки. Кроме того, расчет разделили на несколько этапов, поскольку газовый фактор закачки будет меняться в зависимости от количества добытой нефти.

Сектор для гидродинамического моделирования был выбран из полномасштабной геологической модели. Была применена модель черной нефти с возможностью растворения газа. Такое упрощение допускается вследствие того, что закачиваемый газ используется в небольшом количестве и является попутным, продуктивные залежи месторождения не имеют газовых шапок, нефть является недонасыщенной: давление насыщения не превышает 4 МПа, пластовое давление составляет 15 МПа. Исходными данными для моделирования трехфазной фильтрации стали лабораторные эксперименты по совместной фильтрации воды и нефти.

Расчеты проводились с целью определения доли утилизации газа и увеличения коэффициента нефтеизвлечения. Оба метода показали практически идентичные результаты: незначительные изменения профиля добычи, увеличение итогового значения КИНа приблизительно на 0,3%, практически полная утилизация газа, отсутствие ощутимых прорывов газа к добывающим скважинам, небольшое увеличение газового фактора за счет увеличения газосодержания пластовой нефти вследствие растворения в ней эжектированного газа.

Таким образом, технология водогазового воздействия в условиях Биавашского месторождения даст пренебрежимо малый технологический эффект, однако метод следует признать полезным ввиду достижения практически 100%

утилизации газа. При реализации указанного мероприятия выбросы в атмосферный воздух от технологических объектов месторождения уменьшатся до 28,177 т/год.

Список литературы

1. Книжников, А.Ю. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России [Текст] / А.Ю. Книжников, Н.Н. Пусенкова. – М.: КПИМГ, 2012. – 36 с.
2. Степанова, Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты [Текст] / Г.С. Степанова. – М.: Газоил пресс, 2006. – 200 с.
3. Мигунова, С.В. Разработка и исследование технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты юрских залежей [Текст] / С.В. Мигунова, В.Г. Мухаметшин, З.Р. Хазигалеева. – СПб.: Профессионал, 2010. – 176 с.
4. Бузник, В.М. Инновационные технологий переработки и использования попутного нефтяного газа [Текст] / В.М. Бузник. – М.: Издание Совета Федерации, 2010. – 174 с.

УДК 622.243

ПРИМЕНЕНИЕ ЭМУЛЬСИОННЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ ИНТЕРВАЛА ПОД ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ КОЛОННУ

Т.Д. Дихтярь, Е.А. Беркутов

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье рассматриваются применяемые в настоящее время эмульсионные промывочные жидкости, проанализированы их положительные и отрицательные качества. Для бурения скважин со сложной геометрией, особенно в тяжелых горно-геологических условиях, рекомендуется гелево-эмульсионный раствор мультибур.

Ключевые слова: промывочная жидкость, эмульсия, ингибирующая способность, устойчивость ствола скважины, раствор мультибур

UDC 622.243

APPLICATION OF EMULSION FLUSHING FLUIDS FOR DRILLING OF THE INTERVAL FOR PRODUCTION CASING

T.D. Dikhtyar, E.A. Berkutov

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. In the article discusses the currently used emulsion drilling fluids, analyzes their positive and negative qualities. For drilling wells with complex geometry, especially in difficult geological conditions, it is recommended that a gel-emulsion solution multibur.

Keywords: Drilling fluid, emulsion, inhibitory properties, borehole stability, solution multibur

При бурении интервала скважины под эксплуатационную колонну в связи с наличием в разрезе рыхлых песчаников, пластичных глинистых отложений, важной задачей является сохранение номинального диаметра скважины и предотвращение осложнений, связанных с неустойчивостью горных пород, затяжками, посадками инструмента. Существует два основных аспекта устойчивости ствола скважины. Во-первых, механическая устойчивость, зависящая от усилий и давлений, действующих на стенки ствола, и способность пород сопротивляться этим нагрузкам и, во-вторых, неустойчивость, являющаяся следствием физико-химических взаимодействий бурового раствора с глинистым сланцем, вскрытым в скважине.

Кроме того, для получения в дальнейшем высокого дебита скважины необходимо обеспечить на начальном этапе ее строительства сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Актуальность задачи возрастает в связи с увеличением строительства скважин с большими зенитными углами, с горизонтальным окончанием, бурением боковых стволов.

Большое значение при этом имеет выбор типа промывочной жидкости. Традиционно используемые промывочные жидкости на водной основе все чаще становятся малопригодными для бурения в сложных горно-геологических условиях. Обеспечить нужное качество бурения интервала под эксплуатационную колонну и вскрытия продуктивных горизонтов способны эмульсионные буровые растворы [1,2].

В бурении применяют два типа эмульсий: прямые и обратные. Отличие между обратными и прямыми эмульсиями заключается в том, какие вещества составляют дисперсную фазу, а какие – дисперсионную среду. В качестве дисперсионной среды инвертно-эмульсионные буровые растворы (ИЭР) используют минеральные масла, нефть, дизтопливо, газоконденсат, олефины и т.д, а дисперсной фазой чаще всего служит вода или водный раствор неорганической соли. Прямые эмульсии, напротив, в качестве дисперсной фазы содержат углеводородную жидкость, а в качестве дисперсионной среды – воду или раствор неорганической соли, стабилизированный водорастворимыми полимерами [3].

Отличительными особенностями РУО является весьма низкая фильтрация в статических условиях и незначительное ее повышение при циркуляции раствора в скважине, высокая смазочная способность и минимальное воздействие на гидратацию терригенных отложений [4].

Эмульсионные буровые растворы на водной основе оказывают меньшую экологическую нагрузку на окружающую среду, имеют меньшую стоимость, более мягкий реологический профиль течения [2].

Таким образом, оба типа эмульсий, применяемых в качестве промывочной жидкости, имеют ряд преимуществ и недостатков, влияющих на широту области их применения, так что какой-либо из типов эмульсии не может полностью удовлетворять всем условиям бурения на всем интервале проводки ствола скважины.

Разработкой или усовершенствованием рецептур эмульсионных растворов занимаются многие исследователи и лаборатории как в нашей стране [4, 5, 6, 7, 8,9,10,11 и др.], так и за рубежом.

Лабораторией буровых растворов ООО НПП «Буринтех» разработан гелево-эмульсионный раствор мультибур с повышенными ингибирующей и смазывающей способностями и широким диапазоном плотностей [5], который содержит в своем составе компоненты, представленные в таблице 1 [12].

Благодаря применению катионов двухвалентных металлов раствор МУЛЬТИБУР позволяет обеспечить активность фильтрата, равную активности пластового флюида, насыщающего глинистые породы, что исключает проникновение фильтрата бурового раствора в капилляры породы и набухание глинистых минералов и предотвращает появление связанных с этим проблем [5].

Таблица 1 – Компонентный состав раствора мультибур

Название компонента	Назначение компонента
Реагент МУЛЬТИОЛ	Улучшение смазочных свойств, уменьшение загрязнения призабойной зоны пласта, повышение устойчивости стенок скважины, предотвращение сальникообразования
Добавка МУЛЬТИСТАР	Стабилизатор
Ксантановая камедь	Биополимер
Карбонат кальция	Утяжелитель и кольматант
Хлорид магния	Ингибитор набухания глинистых сланцев
Гидроксид натрия	Регулятор pH

Сравнение ингибирующей способности различных видов промывочных жидкостей (рисунок 1) [5], позволяет сделать вывод, что набухание глинистых образцов при воздействии раствора МУЛЬТИБУР в 1,5–2 раза ниже, чем при воздействии полисахаридного раствора.

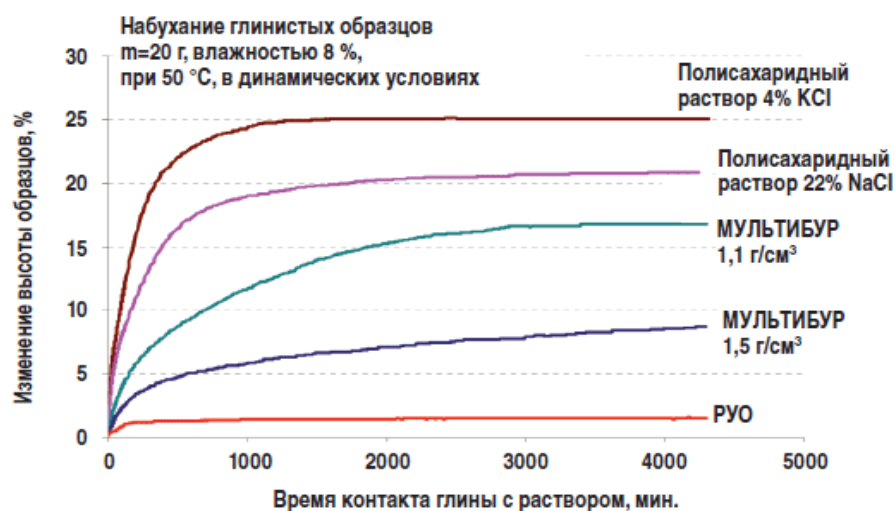


Рисунок 1 – Ингибирующая способность различных видов промывочных жидкостей

Гелево-эмульсионный раствор мультибур по предотвращению диспергирования шлама находится на одном уровне с растворами на углеводородной основе и превосходит в 2,3 раза полисахаридный раствор с 4% KCl.

Благодаря присутствию в растворе мультибур углеводорода и гидрофобизатора на границе «пласт–скважина» образуется гидрофобная фильтрационная корка и снижается загрязнение продуктивного пласта.

Таким образом, благодаря улучшенным ингибирующим и смазочным свойствам гелево-эмульсионный раствор мультибур по эксплуатационным свойствам не только не уступает растворам на углеводородной основе, но превосходит их по экономическим характеристикам.

Список литературы

1. Петров, Н.А. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах [Текст]: учебник / Н.А. Петров. – М.: Химия, 2008. – 439 с.
2. Особенности инвертно-эмульсионных буровых растворов при бурении пологих и горизонтальных скважин на месторождениях ООО «Лукойл-Пермь» [Текст] / Ю.В. Фефелов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2009. – № 10. – С. 45-48.
3. Токунов, В.И. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы [Текст]: учебник / В.И. Токунов, И.Б. Хейфец. – М.: Недра, 1983. – С. 166.
4. Чудновская, А.В. Исследование устойчивости инвертных эмульсий на основе растительных масел [Текст] / А.В. Чудновская, Ф.Н. Янгиров, Т.Д. Дихтярь // Повышение качества строительства скважин: сборник научных трудов II Международной научно-технической конференции (Уфа, 7-9 декабря 2010 г.) / ред. кол. Ф.А. Агзамов [и др.]. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2010. – С. 258-260.
5. Новое слово в обеспечении устойчивости ствола скважины и сохранении коллекторских свойств – гелево-эмульсионный раствор Мультибур [Текст] / Г.Г. Ишбаев [и др.] // Бурение и нефть. – 2012. – № 5. – С. 36-39.
6. Совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин с использованием инвертно-эмульсионных буровых растворов [Текст] / П.А. Хвощин [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 8. – С. 20-25.
7. Эмульсионные буровые растворы – тенденции развития технологии [Текст] / С.Е. Ильясов [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 11. – С. 14-17.
8. Исследование и разработка реагентов для регулирования свойств инвертных эмульсионных растворов [Текст] / М.А. Исмагилов, Ли Юй Фей, А.С. Перепелкин, Дун Жчао, Т.Д. Дихтярь // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 325-329.
9. Пат. 2271378 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/34, С 09 К 8/58. Реагент комплексного действия для технологических жидкостей, применяемых в бурении и капитальном ремонте скважин [Электронный ресурс] / Валитов Р.А., Конесев Г.В., Докичев В.А., Мулюков Р.А., Юнусов М.С., Исмаков Р.А., Ежов М.Б., Янгиров Ф.Н., Соловьев А.Я., Байбулатова Н.З., Конесев С.Г., Шакиров Р.Р., Полякова Р.К., Алимбеков Р.И., Конесев В.Г., Власова Л.И.; патентообладатели Гос-

ударственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Уфимский государственный нефтяной технический университет (ГОУ ВПО УГНТУ), Институт органической химии Уфимского научного центра РАН. – № 2004116722/03; заявл. 01.06.2004; опубл. 10.03.2006, Бюл. № 7. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

10. Пат. 2201950 Российская Федерация, МПК С 09 К 7/06. Способ получения эмульгатора-стабилизатора гидрофобно-эмульсионных буровых растворов [Электронный ресурс] / Докичев В.А., Конесев Г.В., Мулюков Р.А., Юнусов М.С., Греков А.Н., Ахметов А.А., Байбулатова Н.З., Киряков Г.А., Султанова Р.М., Соловьев А.Я., Шайхутдинов Р.Т., Истомин Н.Н., Галяутдинов А.А., Хабибуллина А.Ф., Янгиров Ф.Н.; заявители и патентообладатели Уфимский государственный нефтяной технический университет, Институт органической химии Уфимского научного центра РАН, Докичев Владимир Анатольевич, Юнусов Марат Сабирович, Конесев Геннадий Васильевич, Мулюков Ринат Абдрахманович. – № 2002105472/03; заявл. 28.02.2002; опубл. 10.04.2003, Бюл. № 10. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

11. Разработка термоустойчивых стабилизаторов инвертных эмульсий для бурения и капитального ремонта скважин [Текст] / Ф.А. Янгиров, Г.В. Конесев, А.Я. Соловьев, Н.З. Байбулатова, А.Н. Греков, В.А. Благовещенский, Р.А. Исмаков, Р.А. Валитов // Нефтепереработка и нефтехимия: материалы научно-практической конференции / коллектив авторов. – Уфа: [б.и.], 2003. – С. 195.

12. Пат. 2521259 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/36. Буровой раствор [Электронный ресурс] / Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Махмутов Д.З., Христенко А.В.; патентообладатель ООО НПП «БУРИНТЕХ». – № 2013105943/03; заявл. 12.02.2013; опубл. 27.06.2014, Бюл. № 18. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ РОТОРНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Т.Д. Дихтярь, Р.Д. Талипов

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Усложняются геологические условия и профили скважин, увеличивается протяженность горизонтальных участков, ужесточаются требования к качеству строительства скважин. Трудности при проводке маломощных продуктивных горизонтов и риски прихватов возможно решить с помощью роторной управляемой системы.

Ключевые слова: роторная управляемая система, скважина с большим отходом от вертикали, винтовой забойный двигатель, бурение.

THE USAGE OF ROTARY STEERABLE SYSTEMS ON THE VANKOR FIELD

T.D. Dikhtyar, R.D. Talipov

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. Geological conditions and profiles of the wells become much more complicated, the length of horizontal sections increases, and requirements for quality of well construction become tougher. Difficulties in wiring of low-powered productive horizons and risks of sticking can be solved by rotary steerable system.

Keywords: rotary steerable system, horizontal displacement well, positive displacement motor, drilling.

Роторные управляемые системы используют механизмы автоматической ориентации и управляют траекторией скважины путем приложения бокового усилия к долоту либо изменения положения долота [1,2].

В целях оптимизации работ по бурению скважин в 2007 году, впервые на Ванкорском месторождении, была внедрена РУС «PowerDrive» Schlumberger. На скважине №115 был пробурен интервал 2371-3117 м за 18,75 часа [3].

Последующие применения показали среднюю по месторождению скорость бурения 23,6 м/ч в сравнении со скоростью бурения при использовании винтового забойного двигателя (ВЗД), которая составила 9,6 м/ч. Динамика средней механической и рейсовой скоростей при бурении Нижнехетских скважин Ванкорского месторождения изображена на рисунке 1 [3].

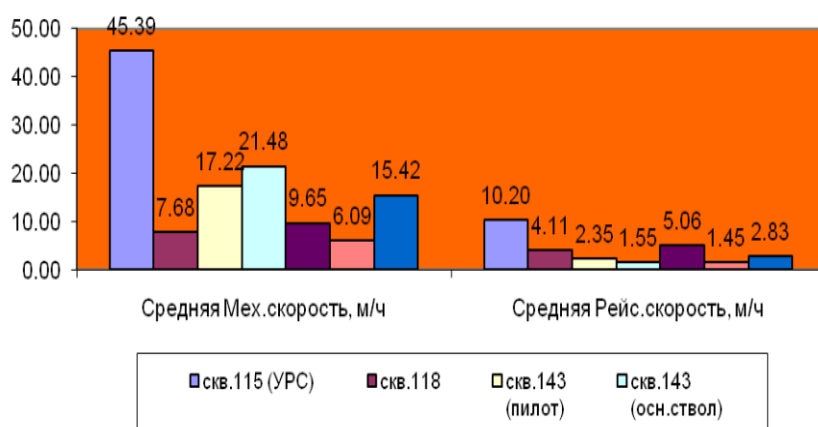


Рисунок 1 – Динамика средней механической и рейсовой скоростей при бурении Нижнехетских скважин Ванкорского месторождения

По данной технологии удалось сократить цикл бурения в среднем на 2–3 суток, а строительство скважины на 10 дней.

Анализ проведенный «Смит Продакшн Технолоджи», что при бурении с РУС получили гладкий ствол скважины, это видно из показаний стационарных замеров и непрерывных показаний зенитного угла при бурении (рисунок 2) [3].

Бурение в режиме слайдирования (без вращения бурильной колонны), который использует ВЗД для направленного бурения, связано с затруднением удаления шлама из скважины (рисунок 3), особенно с большим углом наклона ствола.

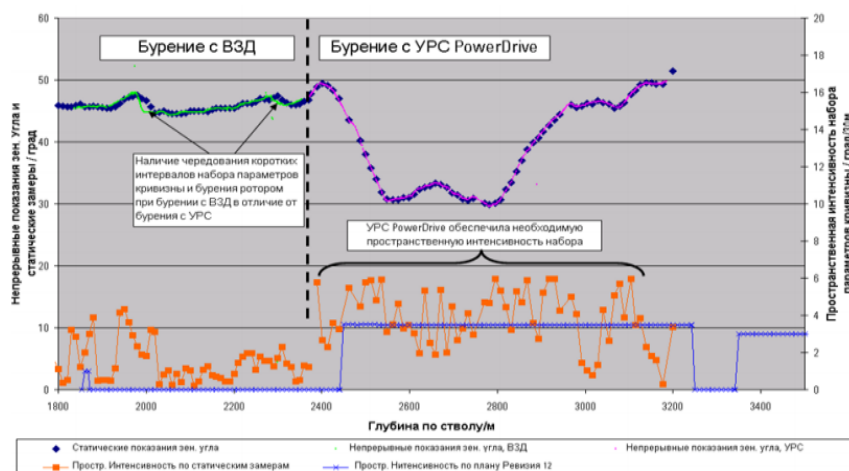


Рисунок 2 – Показания стационарных замеров и непрерывных показаний зенитного угла при бурении скважины

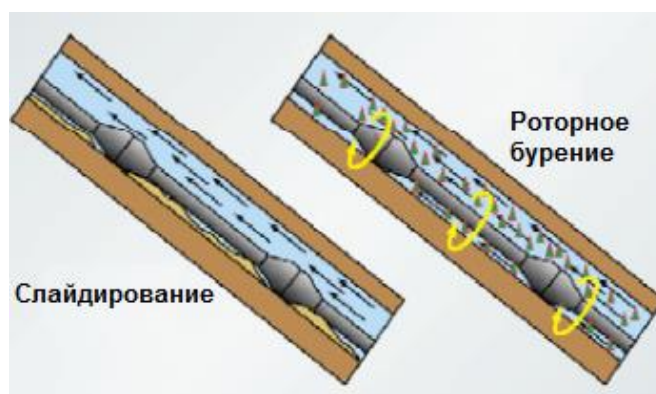


Рисунок 3 – Состояние шлама при различных способах бурения [2]

В результате чередования режимов бурения ствол скважины формируется с образованием больших каверн и уступов (рисунок 4), затрудняющих продвижение КНБК [5].

Полнота удаления шлама в значительной степени зависит от вращения бурильной колонны, которое препятствует осаждению шлама на забой. Недостаточная очистка требует дополнительного времени на промывку, а если эта необходимость игнорируется, могут возникнуть прихваты и увеличенные потери давления, вызывающие повышенную опасность потери циркуляции [4]. РУС не использует режим слайдирования, что уменьшает динамические скачки давления, снижается вероятность гидроразрыва пород [5].

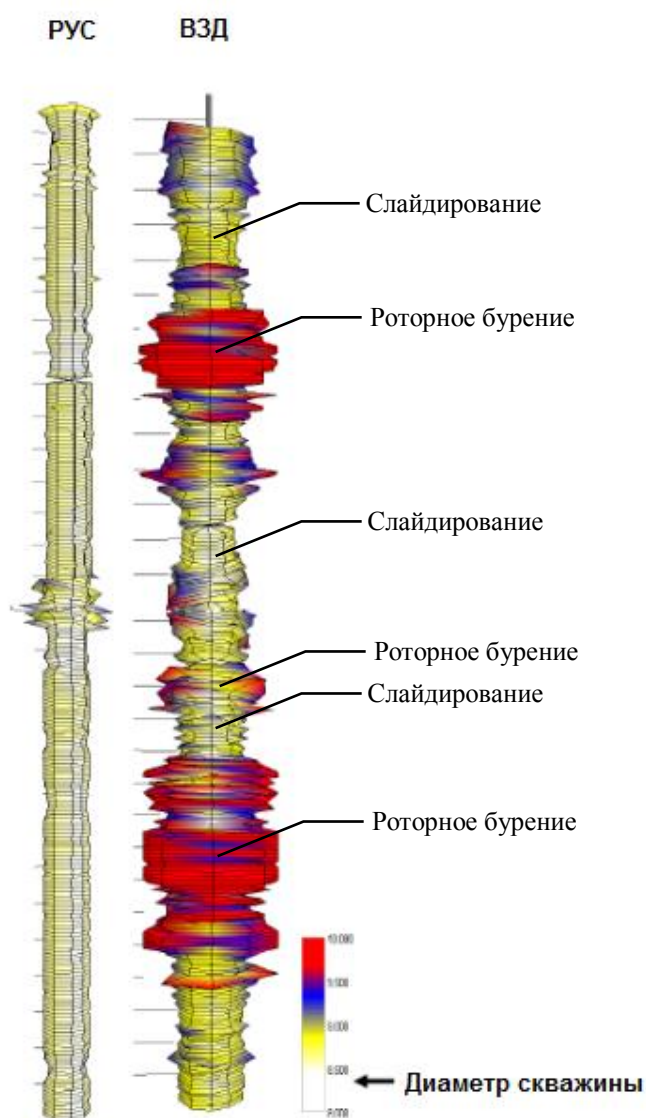


Рисунок 4 – Сравнение диаметров ствола при бурении ВЗД и РУС

Анализ компанией Halliburton крутящего момента при внедрении РУС «Geo-Pilot» (рисунок 5) в 2012 году на скважине № 347 показал, что при достижении уровня приблизительно 5 кНм, он выходил на пологий участок, это противоречило прогнозам, полученным на модели с этими же коэффициентами трения. Аналогичные результаты были получены и на других РУС [5].

Для эффективного выполнения работ по бурению и геологическому сопровождению на Ванкорском месторождении используется современная технология геофизических исследований в процессе бурения. Используется многозондовый индукционный, нейтронный, плотностной и акустический каротажи, который при постоянном вращении каротажных модулей позволяет записывать эти каротажи в азимутальном режиме, что дает возможность получить распределение плотности горных пород по стволу скважины, определить угол падения и азимут простирания пласта и соответственно корректировать траекторию скважины, выполнять геонавигацию в пластах малой мощности [6]. При получении такого объемного пакета данных отпадает необходимость проведения

ГИС на кабеле и автономного комплекса на буровых трубах. Получить геонавигацию при бурении забойными двигателями, невозможно ввиду отсутствия вращения в режиме слайдирования.

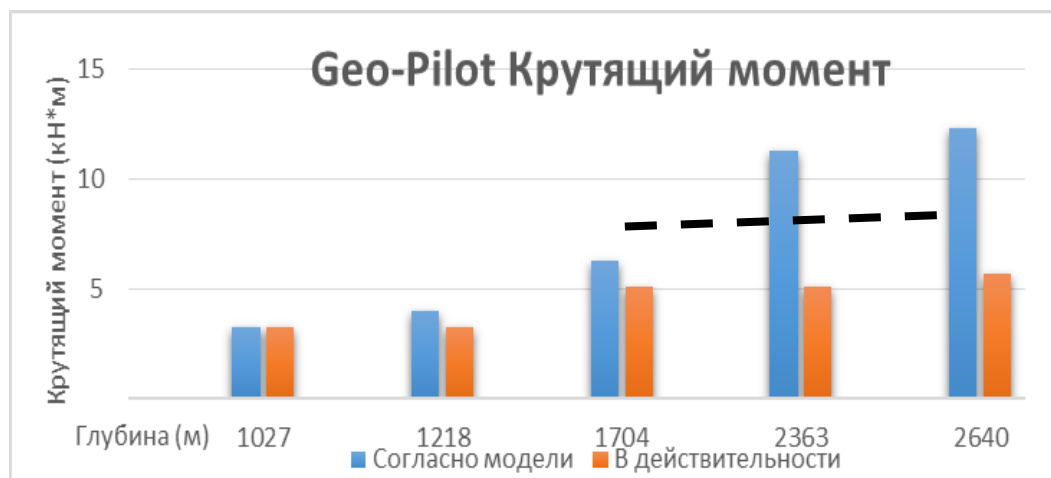


Рисунок 5 – Сравнение крутящего момента по факту и модели

К недостаткам можно отнести:

- использование специализированных долот;
- страховые компании отказываются страховать дорогостоящее оборудование на утрату и весь риск по утрате оборудования несет непосредственный заказчик [3].

Вывод: опыт применения РУС на Ванкорском месторождении показывает, что при большом объеме бурения и сложности проектных профилей скважин, использование РУС позволяет значительно снизить риски аварийности и сократить время бурения скважин.

Список литературы

1. Акбулатов, Т.О. Определение расчетного радиуса искривления при работе роторных управляемых систем (РУС) [Текст] / Т.О. Акбулатов, Л.М. Левинсон, Р.А. Хасанов // Территория Нефтегаз. – 2007. – № 10. – С. 20-24.
2. Левинсон, Л.М. Управление искривлением скважин [Текст]: учебное пособие / Л.М. Левинсон, Т.О. Акбулатов. – Уфа: Монография, 2007. – 80 с.: ил.
3. Применение передовых технологий при эксплуатационном бурении на Ванкорском месторождении. Презентационный материал ООО «Смит Продакшн Технолоджи», 2009.
4. Панов, К.Е. Разработка и совершенствование технических средств и технологий для бурения наклонно направленных, пологих и горизонтальных скважин [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / К.Е. Панов. – Тюмень, 2006. – 8 с.
5. Технология высокопроизводительного бурения. Презентационный материал обзора технологий Halliburton, 2012.

6. Богданчиков, С.М. Системное применение новых технологий при реализации проекта Ванкор [Текст] / С.М. Богданчиков // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 9. – С. 4-9.

УДК 622.276.6

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ
ЗАКАЧКИ ВЫСОКОПРОЧНЫХ СШИТЫХ КОМПОЗИЦИЙ
В НГДУ «ЕЛХОВНЕФТЬ» НА УЧАСТКЕ НОВО-ЕЛХОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.А. Ефарова, Л.И. Гарипова
(АГНИ)

Аннотация. Развитие нефтяной промышленности в последние годы происходило на фоне заметного ухудшения структуры запасов нефти. Значительно ухудшились коллекторские свойства продуктивных горизонтов и качественный состав насыщающих их флюидов. Высокая выработанность запасов является неизбежным следствием обводненности добываемой продукции и снижением дебитов скважин.

Ключевые слова: методы увеличения нефтедачи, дополнительная добыча, обводненность, профиль приемистости, корреляционный анализ, гелеобразующая композиция.

UDC 622.276.6

**THE ANALYSIS OF RESULTS OF APPLICATION OF TECHNOLOGY
OF DOWNLOADING THE HIGH-STRENGTH SEWED COMPOSITIONS
IN NGDU «ELKHOVNEFT» ON THE SITE OF THE NEW-ELKHOVSKY
FIELD**

A.A.Efarova, L.I. Garipova
(Almetyevsk State Oil Institute)

Annotation. The development of the oil industry in recent years against a background of significant deterioration of the oil structure. Significantly deteriorated reservoir properties of productive horizons and qualitative composition of the fluids saturating them. High proficiency stocks is the inevitable consequence of water cut and declining production rates of wells.

Keywords: methods of increasing nefteodachi, additional production, water cut, pick-up profile, correlation analysis, gel-forming compositions.

Прогрессирующий рост трудно извлекаемых запасов, а именно запасов нефти, не извлеченных после заводнения, в районах, в развитие которых уже вложены большие материальные средства, предопределил большое внимание к новым методам увеличения нефтеотдачи (МУН) [1].

Актуальность работы обусловлена тем, что в настоящее время особенное внимание уделяется применению передовых технологий увеличения нефтеотдачи пластов [2]. Применение технологии высокопрочных сшитых композиций

(ВПСК) позволяет решать следующие задачи регулирования заводнения: выравнивание профиля приемистости; ликвидация прорыва воды в добывающие скважины; блокирование промытых зон и трещин; ликвидация (ограничение) ухода закачиваемой воды в смежные пласты; ограничение приемистости скважин [3]. Технология предусматривает закачку через нагнетательную скважину гелеобразующей композиции ВПСК, представляющей собой дисперсию коллоидных частиц, образующейся в результате протекания реакции химической сшивки макромолекул полимера с помощью реагентов сшивателей. В качестве используемого материала применяют полиакриламид (ПАА), ацетат хрома и оксид цинка или магния [4].

В работе оцениваются результаты применения рассматриваемой технологии на участке Ново-Елховской площади Ново-Елховского месторождения. С целью оценки эффективности работ по скважинам с закончившимся эффектом были проанализированы результаты за 2012 год. Работы проводились на 6 участках Ново-Елховской площади с 23 реагирующими добывающими скважинами. Для характеристики результатов работы реагирующих скважин были выполнены расчеты с использованием характеристик вытеснения [5]. Дополнительная добыча по шести участкам составила 6128 тонн. Среднесуточный дебит нефти до мероприятия за 12 месяцев по участкам составил 16,1 т/сут при обводненности 85,1%. После закачки ВПСК возрос до 19,45 т/сут при обводненности 80,3%.

Для характеристики изменения дебитов нефти, жидкости и обводненности скважин после мероприятия от начальных дебитов нефти, жидкости и обводненности был проведен корреляционный анализ.

Анализ позволяет отметить, что наблюдается пропорциональная линейная зависимость изменения среднесуточного дебита, жидкости и обводненности. Отмечается, что кратность увеличения добычи нефти и жидкости тем выше, чем больше значение добычи нефти и жидкости до проведения обработки. Зависимость между начальной обводненностью участков и после проведения обработки показала, что степень вовлечения пластов с высокой обводненностью приводит к меньшему технологическому эффекту.

Способность разработанного состава влиять на изменение фильтрационных потоков в пласте подтверждается результатами промысловых исследований на рисунке 1.

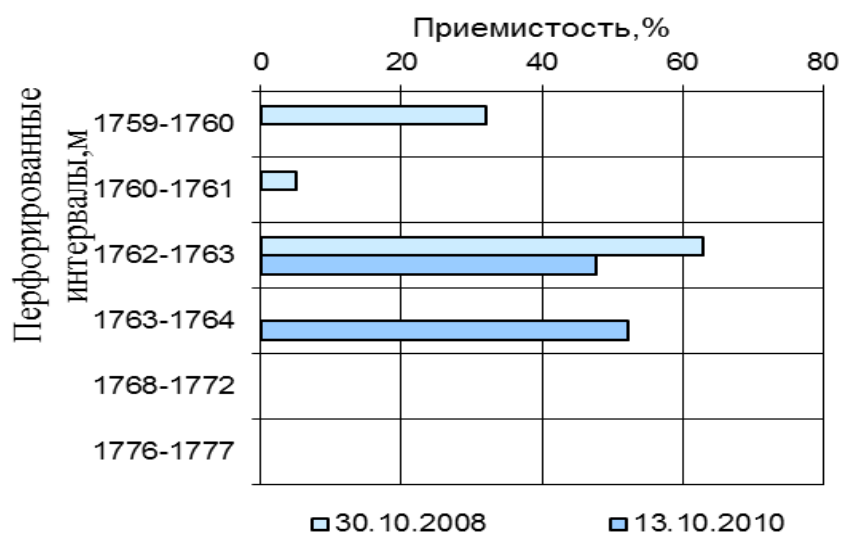
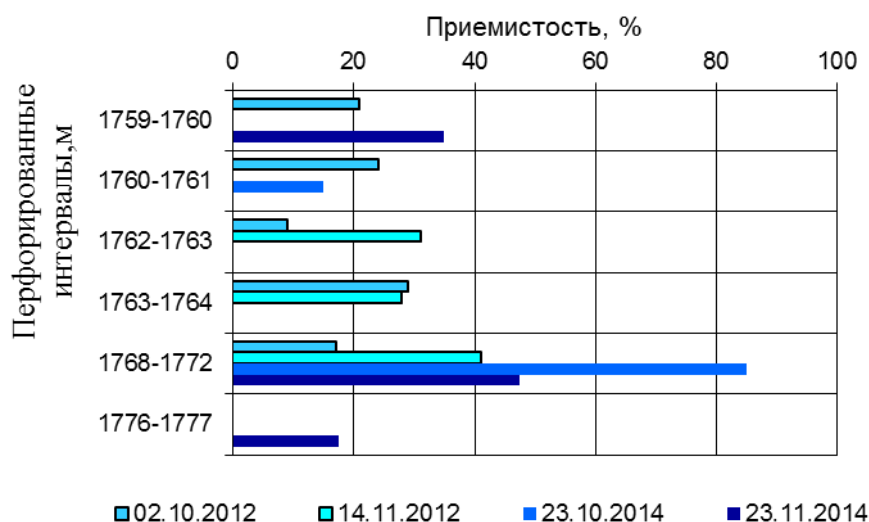


Рисунок 1 – Профиль приемистости по первому участку нагнетательной скважины до и после закачки ВПСК



По результатам проведенных работ доказана эффективность технологии закачки высокопрочных сшитых композиций.

Список литературы

1. Новые технологии увеличения охвата пластов заводнением [Текст] / Р.Р. Ибатуллин, М.Р. Хисаметдинов, Ш.К. Гаффаров, Ш.Г. Рахимова, Р.С. Хисамов, А.И. Фролов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 7. – С. 46-50.
2. Муслимов, Р.Х. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии [Текст] / Р.Х. Муслимов, Р.Г. Абдулмазитов. – Казань: [б.и.], 1989. – 136 с.

3. РД 153-39.0-736-11. Инструкция на технологию применения высокопрочных сшитых композиций для увеличения нефтеизвлечения из заводненных неоднородных пластов (технология ВПСК).

4. Применение методов увеличения нефтеотдачи при разработке месторождений ОАО «Татнефть» [Текст] / Р.С. Хисамов, И.Н. Файзуллин, Р.Р. Ибатуллин, Е.Д. Подымов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7. – С. 32-35.

5. Муслимов, Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности [Текст] / Р.Х. Муслимов. – Казань: [б.и.], 2005. – 229 с.

УДК 622.276

**ПРОБЛЕМЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ
В НИЗКОПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ СЛОЖНОГО
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

О. Г. Зацепин, А. В. Стенькин, В. В. Икс
(ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»)
Ю. А. Котенев, Д. Ю. Чудинова
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация: В работе рассмотрены вопросы вовлечения в освоение сложнопостроенных нефтегазоносных комплексов среднеюрских отложений Широкого Приобья. Изучены особенности природных резервуаров осложняющих разработку залежей. С целью повышения рентабельности разработки и повышения дебита нефти на скважинах предложен метод ГРП. Рассмотрены недостатки проведения данного метода стандартным способом в условиях данных залежей.

Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, ГРП, разрез.

UDC 622.276

**THE PROBLEMS OF THE OIL PRODUCTION INTENSIFICATION
IN LOW PRODUCTIVE LAYERS OF THE COMPLEX GEOLOGICAL
STRUCTURE OF FIELDS OF THE KRASNOLENINSKY ARCH
OF WESTERN SIBERIA**

O.G. Zacepin, A.V.Stenkin, V.V. Iks
(LLC LUKOIL - Western Siberia)
Yu. A. Kotenev, D. Yu. Chudinova
(FSBEI HE «USPTU»)

Abstract: In the work questions of involvement in development of oil-and-gas complexes of complex structure the middle Jurassic deposits of Latitude Priob are considered. Features of natural reservoirs of the deposits complicating development are studied. For the purpose of increase of profitability of development and increase of an output of oil on wells the GRP method is offered. Shortcomings of carrying out this method by a standard method in the conditions of these deposits are considered.

Keywords: field, layer, deposit, geological and technical action, section.

В настоящее время в Западной Сибири все более острой становится проблема поддержания имеющегося уровня добычи нефти. Одним из решений данного вопроса является вовлечение в освоение сложнопостроенных нефтегазоносных комплексов (НГК), в которых сосредоточены значительные запасы углеводородов (УВ), но добыча из них на настоящий момент ведется в малых объемах. Одним из таких комплексов является ниже-среднеюрский НГК и в первую очередь - тюменский (среднеюрские отложения) нефтегазоносный подкомплекс. Особенно велика относительная доля запасов в тюменских отложениях на западе Широтного Приобья, где аккумулировано около 60% всех извлекаемых запасов нефти, при этом темпы отбора и вовлечение в разработку остается на низком уровне по причине низкой рентабельности. Это является следствием крайне сложного геологического строения и прежде всего сильной вертикальной и латеральной литологической изменчивости продуктивных пластов, обусловленной особенностями формирования отложений.

Основным фактором неоднородности природных резервуаров тюменской свиты является резко изменчивые обстановки осадконакопления от континентальных, субконтинентальных до переходных и прибрежно-морских, сопровождающихся сменой гидродинамического режима от спокойного до активного и определяющих в конечном счете полифациальный характер осадков, следовательно результатом значительной анизотропии фильтрационно-емкостных свойств является фациальная гетерогенность коллекторов. На этапе формирования отдельных отложений тюменской свиты в пределах Красноленинского свода выделяются потоковые фации, фации песчаных тел и глинистые фации. Тюменская свита разделяется на три подсвиты: нижнюю (J2a - J2b, пласты Ю7-Ю9), среднюю (J2b, пласты Ю5-Ю6) и верхнюю (J2b - J2bt, пласты Ю2-Ю4) (рисунок 1) [5,7,9].

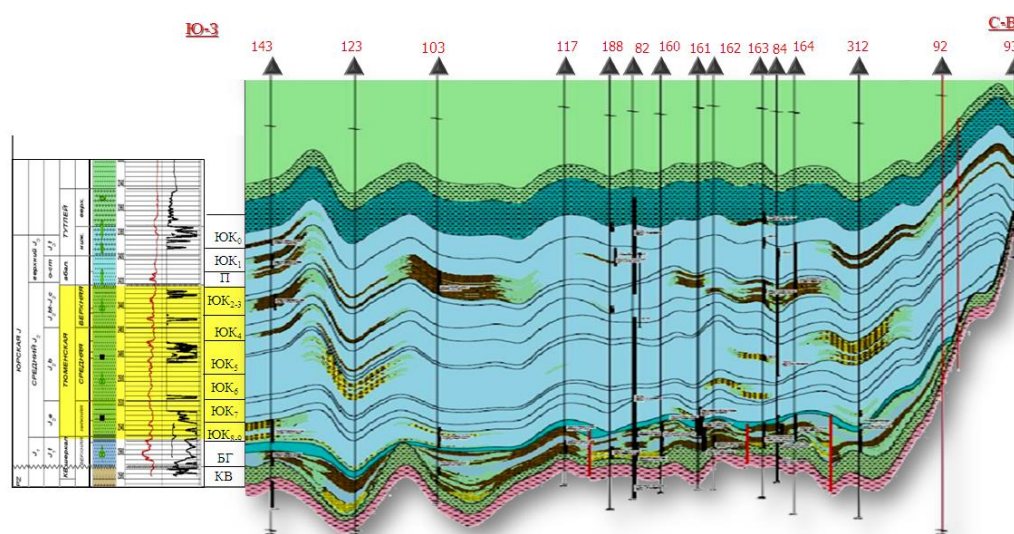


Рисунок 1 – Геологический разрез тюменской свиты
нефтяного месторождения Западной Сибири

При проектировании разработки данных месторождений в виду особенностей строения пласты объединяются в единый эксплуатационный объект. Суммарная мощность эксплуатационного объекта составляет от 40 до 150 метров, а за счет высокой расчлененности (от 2 до 7 ед.) и низкой песчанистости (от 0,1 до 0,4 д.ед.) суммарная эффективная толщина коллекторов находится в интервале 4-30 метров (рисунок 2).

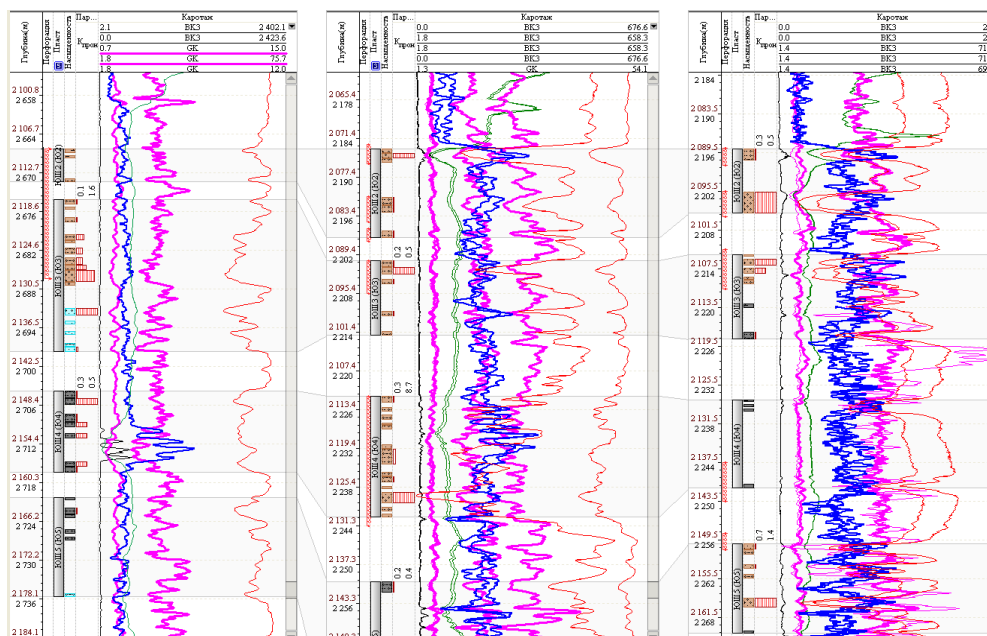


Рисунок 2 – Схема корреляции пластов тюменской свиты по линии скважин

Амплитуда структуры залежей за счет формирования непосредственно на поверхности фундамента достаточно резкая, с перепадом высоты по ряду залежей до 100 м. Отметки водонефтяного контакта (ВНК) по пластам внутри одного эксплуатационного объекта изменяются существенно, в связи с чем в разрезе скважин встречаются и нефте- и водонасыщенные пласты и пропластки (рисунок 3).

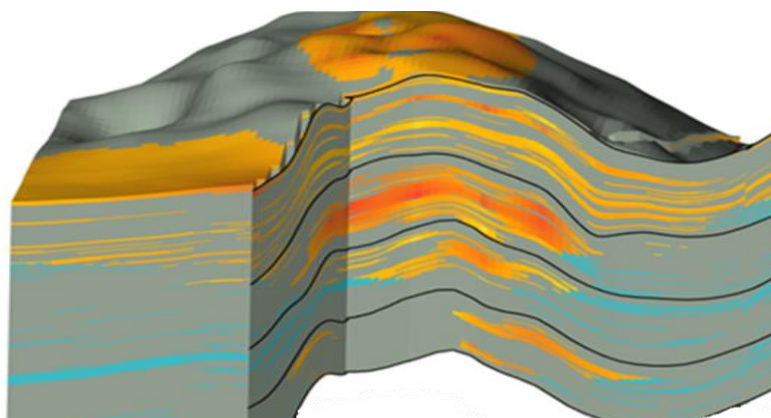


Рисунок 3 – Выкопировка секторной геологической модели эксплуатационного объекта тюменских отложений

К осложняющим разработку факторам также относится низкая проницаемость коллекторов, слагающих пласты рассматриваемого разреза (менее $0,005 \text{ мкм}^2$), а также низкая продуктивность по скважинам (дебиты нефти изменяются в диапазоне от 1 до 5 т/сут, с учетом проведения интенсификации пласта) [2, 4, 8].

Таким образом, высокая доля запасов нефти тюменской свиты в общем балансе Западно-Сибирского НГК, сложность геологического строения и низкая эффективность разработки продуктивных толщ требуют качественного обоснования к выбору, разработке новых и комплексированию методов интенсификации низкопродуктивных пород тюменской свиты.

С целью повышения рентабельности разработки и повышения дебита нефти на скважинах проводились многочисленные работы по перфорации и ОПЗ, которые не привели к положительному результату – приток по скважинам отсутствует. В настоящее время освоение новых скважин при вводе и дальнейшая их эксплуатация ведется с проведением ГРП. При интенсификации существует необходимость воздействия в разных интервалах пласта и последовательной закачкой проппанта в каждый интервал [1,3,6]. Стандартные подходы к ГРП имеют ряд недостатков:

1. ПВР всех пластов и поинтервальный разрыв с применением двухпаркерной компоновки, спускаемой на НКТ на каждый интервал. Недостатки - аварийность компоновки, ограничения в дизайне;

2. ПВР всех пластов и поинтервальный ГРП снизу вверх с отсыпкой интенсифицированных интервалов на период ГРП верхних интервалов. Недостатки – осложнения при вымыве технологического проппанта, увеличения продолжительности работ;

3. ПВР всех пластов и проведение одного ГРП с объединением всех пластов в единый интервал. Недостатки – с учетом различных ФЕС пластов и большого этажа нефтеносности ряд интервалов не интенсифицируется (трещина ГРП не формируется), что подтверждается результатом ПГИ (профиль притока) после ГРП;

4. ПВР всех пластов и проведение одного большеобъемного ГРП с развитием трещины ГРП на всю высоту залежи. Недостатки – подключение в единый гидродинамический объект нижележащих водоносных пластов, повышение стоимости ГРП, низкая вероятность создания эффективной трещины во всех продуктивных пластах.

Список литературы

1. Стабинскас, А. П. Анализ влияния агентов закачки на эффективность гидравл и
2. ического разрыва пласта / А. П. Стабинскас, Ш. Х. Султанов, А. Р. Хафизов, Г. А. Борисов // НТЖ «Нефтегазовое дело». – 2011. – Т. 9. – № 3. – С. 45–50.

3. Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Чижов А.П., Чибисов А.В., Султанов Ш.Х., Попов С.В. Применение комплексных технологий увеличения нефтеотдачи в условиях низкопроницаемых высокотемпературных пластов // Нефте-сервис № 4, 2010 – С. 66-68.
4. Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Ягафаров Ю.Н., Щербинин В.Г. Геолого-промысловый анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи / Уфа: Изд-во УГНТУ.- 1998. - С.146.
5. Хузин Р.Р., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш. Геотехнологическое обоснование ресурсосберегающих методов освоения трудноизвлекаемых запасов нефти / Уфа: Изд-во УГНТУ - 2012. – 265 с.
6. Стабинскас А.П., Султанов Ш.Х., Янгиров Ф.Н., Борисов Г.А. Необходимые условия информационной среды для объективного анализа результатов применения технологий добычи нефти // Материалы Всероссийской научно-технической конференции. «Инновационные решения в строительстве скважин» Уфимский государственный нефтяной технический университет. - Волго-Камское отделение Российской Академии естественных наук (РАЕН). 2011. С. 118-122.
7. Султанов Ш.Х., Котенев Ю.А., Андреев В.Е., Стабинскас А.П., Грехов И.В. Геоинформационная стратегия разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Георесурсы. 2012. № 3 (45). С. 40-43.
8. Варламов Д., Султанов Ш. Совершенствование систем воздействия на объектах нефтедобычи при помощи искусственных интеллектуальных систем // Нефтесервис. 2006. № 6. С. 70-75.
9. Котенев Ю. А., Андреев В.Е., Султанов Ш. Х., Федоров К. М., Складов В.Р., Исмагилов О. З. Перспективы освоения трудноизвлекаемых запасов высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах // НТЖ «Нефтепромысловое дело».— 2005.— № 1.— С. 15-20.
10. Малец О.Н., Турдыматов А.Н., Султанов Ш.Х., Андреев В.Е., Котенев Ю.А. Использование статистических методов обработки геологической информации для объективной и качественной классификации продуктивных пластов // НТЖ «Нефтепромысловое дело» -№2. - 2008.- С.4-7.

УДК 662.276

ПЕРСПЕКТИВЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕБИТОВ НЕФТИ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ СОВРЕМЕННЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ

О. Г. Зацепин, В.В. Икс, А. В. Стенькин
(ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»)
Ш. Х. Султанов, В. В. Никифоров
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Аннотация. Одной из главных задач нефтяных компаний является разработка низкопродуктивных пластов. Наиболее результативным геолого-

техническим мероприятием для таких целей является технология ГРП. Для оптимизации процесса ГРП обоснована технология ГРП с потокоотклоняющими шарами (BioBalls).

Ключевые слова: низкопродуктивный пласт, ГРП, потокоотклоняющие шары, технология BioBalls, ГТМ, тюменская свита.

UDC 622.276

**THE PROSPECTS FOR INCREASING OIL PRODUCTION
OF LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS TYUMEN SUITE
OF MODERN TECHNOLOGY**

O. G. Zatsepin, V.V. Iks, A.V. Sten'kin
(*LUKOIL – WESTERN SIBERIA*)
Sh.Kh. Sultanov, V.V. Nikiforov
(*FSBEI HE USPTU*)

Abstract. One of the main tasks of the oil companies is the development of low-productive formations. The most effective geological and technical measures for such purposes is hydraulic fracturing technology. To optimize the fracturing process proved fracturing technology with flow diverting balls (BioBalls).

Key words: low-productive layer, GRP, flow diverting balls, BioBalls technology, GTM, Tyumen suite.

Повышение выработки запасов углеводородов из низкопродуктивных пластов, вовлечение в разработку слабодренлируемых зон пласта и целиков углеводородов для каждой нефтегазодобывающей компании является важной задачей. На месторождениях Западной Сибири гидроразрыв пласта занимает значительное место, как при регулировании системы разработки, так и интенсификации добычи нефти. Сегодня технология ГРП является наиболее результативным геолого-техническим мероприятием. [1]

Для оптимизации процесса ГРП для низкопродуктивных пластов тюменской свиты, обоснована технология ГРП с потокоотклоняющими шарами (BioBalls), проведены опытные работы на 5 скважинах.

Главным элементом технологического процесса являются потокоотклоняющие шары, которые закупоривают (временное искусственное перекрытие) наиболее проницаемые перфорированные интервалы после первой стадии ГРП, за счет чего происходит перераспределение потока и отклонение рабочей жидкости ГРП к менее проницаемому, наиболее закольматированному интервалу пласта (рисунок 1). Транспортировка шаров в интервал перфорации осуществляется раствором линейного геля, используемого в процессе ГРП. После перекрытия шарами интервала перфорации (интервала 1-го разрыва), как правило, наблюдается рост давления, что косвенно указывает на достижение поставленной цели, далее производится закачка проппанта в следующий интервал. График закачки ГРП по технологии представлен на рисунке 2. Применение данной технологии, позволяет произвести воздействие и стимулирование ГРП, нацеле-

но на каждый из обрабатываемых интервалов без дополнительных спускоподъемных работ пакерного оборудования.

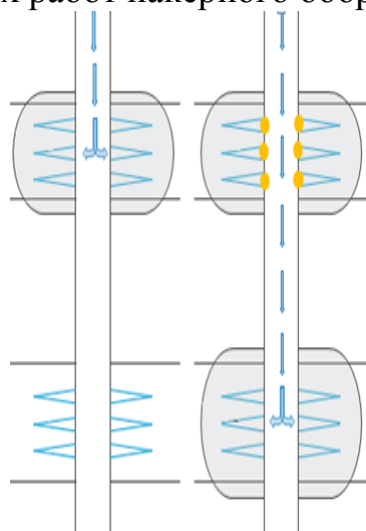


Рисунок 1 – Схема процесса закачки пропанта при различных технологиях ГРП (слева – стандартный подход, справа – с применением потокоотклоняющих шаров)

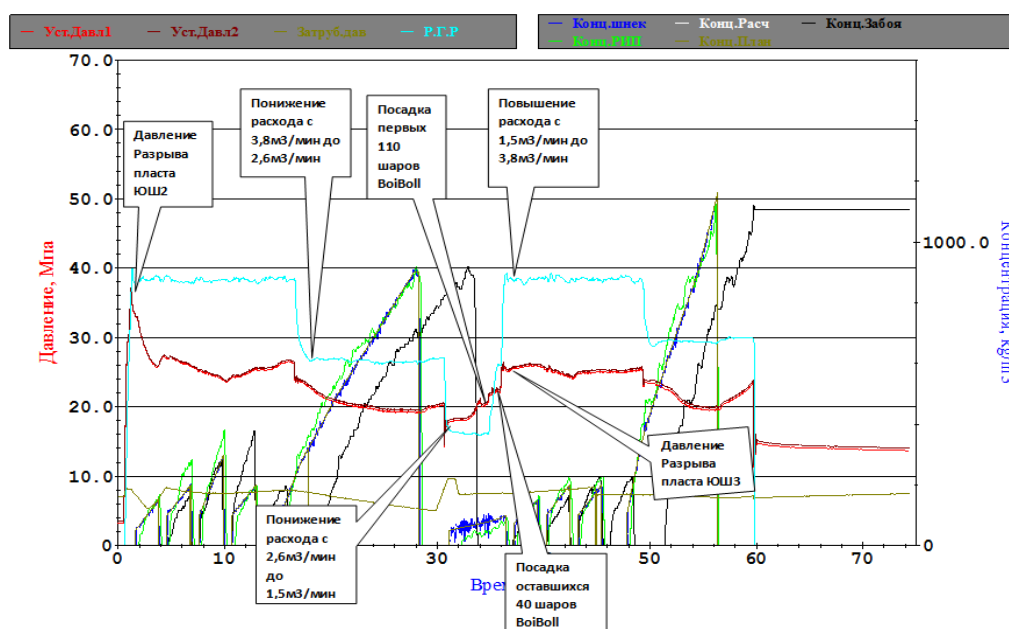


Рисунок 2 – График закачки ГРП по технологии BioBalls

Потокоотклоняющие шары представляют собой сферы, состоящие из полимеров, удельным весом 1,18–1,1 г, способные растворяться в пластовых условиях в течение времени при наличии определенных условий (давление, температура и т. д.).

Перед промышленным использованием технологии, были проведены лабораторное тестирование шаров на предмет изучения оптимальных условий, необходимых для растворимости как в пластовой воде, так и в жидкости ГРП, в 15% кислоте (12%HCl+3%HF) при температуре в 50°C. Исследования показали, что образцы шаров полностью растворяются в пластовой воде за 21 час, в кислотном составе за 20 часов и в жидкости ГРП за 20 часов. Типоразмер и материал шаров выбираются под заданные термобарические условия и размер от-

верстий интервалов перфорации, но не более 14 мм. Выбор диаметра шара зависит от диаметра перфорационных отверстий, он должен превышать диаметр перфорационного отверстия. Недопустимо использовать шары меньшего диаметра, чем перфорационные отверстия. Количество шаров для обработки выбирается исходя из количества перфорационных отверстий (при 80 отверстий 80 шаров) с обязательным запасом 30% от необходимого количества шаров. Подача шаров на последней проппантной стадии производится с применением устройства Ball Injector, которое монтируется в линию высокого давления на участке между устьем скважины и обратным клапаном.

Предварительный дизайн профиля трещины и расчет по фактически полученным электронным данным забойного манометра, после выполнения работ с применением технологии выглядят практически идентичными (рисунок 3).

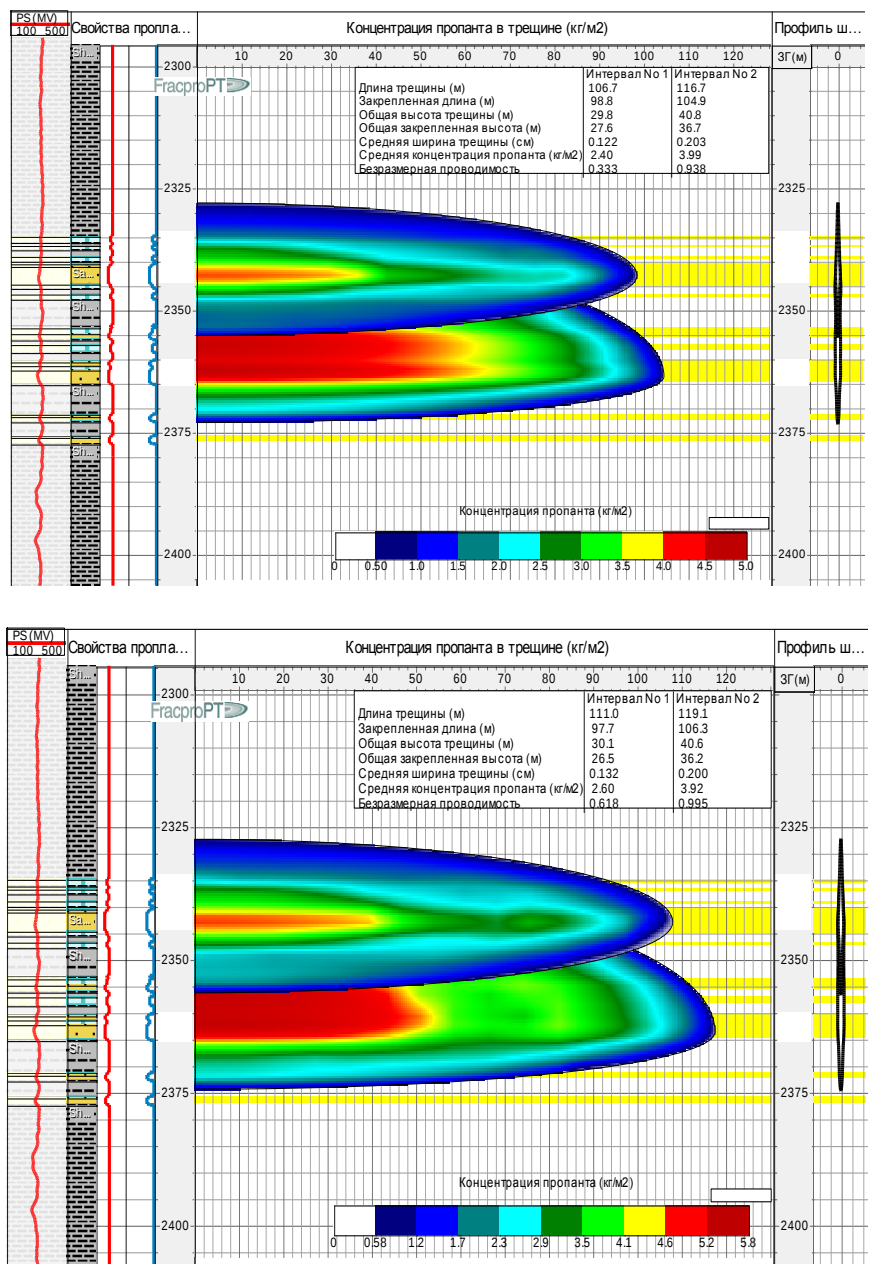


Рисунок 3 – Дизайн профиля трещины и после работ ГРП

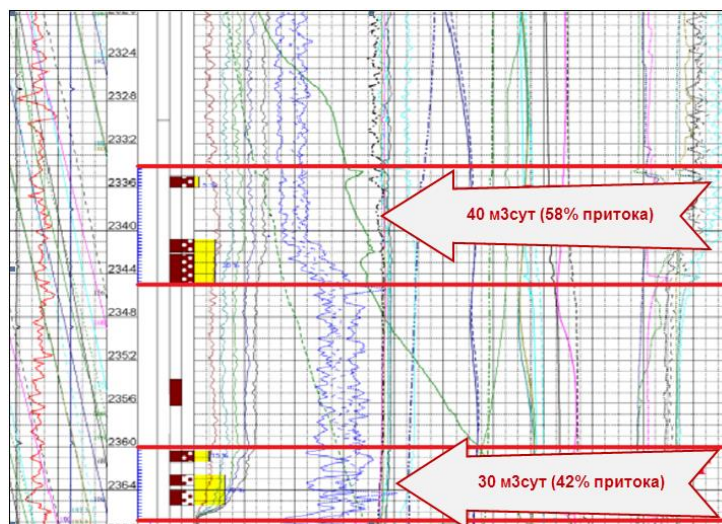


Рисунок 4 – Геофизические исследования профиля притока после ГРП

Для оценки эффективности проведенных работ проводились исследования профиля приемистости после миниГРП (оценка интервала разрыва №1) и профиля притока после двух ГРП (рисунок 4), результаты ПГИ подтверждают поинтервальный разрыв и подключение обоих интервалов в работу.

Таким образом, подобранная технология ГРП является выгодной альтернативой для проведения поинтервального ГРП в условиях сложно построенных низкопродуктивных условиях тюменской свиты с существенным сокращением времени и стоимости интенсификации пласта, обеспечением подключения в работу всех пластов расчлененного разреза. Вовлечение запасов нефти тюменской свиты в рентабельную разработку задача многгранная и решаемая в том числе за счет инновационных технических решений.

Определяющими критериями для подбора шаров являются:

- пластовая температура, влияющая на процесс разрушения шаров;
- выдерживаемое дифференциальное давление до полного разрушения шара (для шаров типа МР – 204 атм);
- диаметр перфоотверстия – размер шара должен на 6.35 мм превышать диаметр отверстия;
- количество шаров должно превышать количество перфоотверстий с запасом в 30 %.

По эффективности можно отметить: в целом технология направлена на повышение степени вскрытия/образования трещин во всех пластах высокорасчлененного разреза, в противном случае, как правило происходит формирование трещины в одном пласте, что можно будет представить профилем притока в подобных геологических условиях с большим и меньшим охватом выработкой по вскрытой мощности.

Список литературы

1. Стабинскас, А. П. Анализ влияния агентов закачки на эффективность гидравлического разрыва пласта / А. П. Стабинскас, Ш. Х. Султанов, А. Р. Хафизов, Г. А. Борисов // НТЖ «Нефтегазовое дело». — 2011. — Т. 9. — № 3. — С. 45–50.
2. Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Чижев А.П., Чибисов А.В., Султанов Ш.Х., Попов С.В. Применение комплексных технологий увеличения нефтеотдачи в условиях низкопроницаемых высокотемпературных пластов // Нефте-сервис № 4, 2010 – С. 66-68.
3. Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Ягафаров Ю.Н., Щербинин В.Г. Геолого-промысловый анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи / Уфа: Изд-во УГНТУ. - 1998. - С.146.
4. Султанов Ш.Х., Котенев Ю.А., Андреев В.Е., Стабинскас А.П., Грехов И.В. Геоинформационная стратегия разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Георесурсы. 2012. № 3 (45). С. 40-43.
5. Хузин Р.Р., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш. Геотехнологическое обоснование ресурсосберегающих методов освоения трудноизвлекаемых запасов нефти / Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2012. – 265 с.
6. Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Чижев А.П., Чибисов А.В., Варламов Д.И. Основы гидродинамического моделирования нефтяных и газовых месторождений (2-е издание, переработанное и дополненное) // Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2010. – 138 с.
7. Султанов, Ш. Х. Котенев Ю.А., Варламов Д.И. Состояние выработки запасов нефти крупных многопластовых месторождений в условиях сложного геологического строения // Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа: тр. / ЦХИМН АН РБ — Уфа, 2008.— Вып. 5.— С. 109–113.
8. Каптелинин О.В., Султанов Ш.Х., Чжу Юньин, Саттаров А.И. Повышение эффективности выработки запасов высоковязкой нефти мелких месторождений в условиях слабой геологической изученности // Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Вып. V.Сб.тр. ЦХИМН АН РБ/ Изд. «Монография».- 2008. - г.Уфа. - С.119-121.
9. Малец О.Н., Турдыматов А.Н., Султанов Ш.Х., Андреев В.Е., Котенев Ю.А. Использование статистических методов обработки геологической информации для объективной и качественной классификации продуктивных пластов // НТЖ «Нефтепромысловое дело» -№2. - 2008.- С.4-7.

УДК 621.313.13

АНАЛИЗ ТЕПЛОВОГО СОСТОЯНИЯ ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ

Д.С. Козлов, Л.Н. Баландин
(ФГБОУ ВО СамГТУ)

Аннотация. Рассмотрены вопросы теплового состояния погружных электродвигателей и даны сравнения расчетной и фактической температуры. Произведен анализ зависимости максимальной температуры обмотки ПЭД от параметров работы скважины. Построены графики этих зависимостей.

Ключевые слова: скважина, погружной электродвигатель, тепловое состояние.

UDC 621.313.13

ANALYSIS OF THERMAL STATE SUBMERSIBLE MOTORS

D.S. Kozlov, L.N. Balandin
(Samara State Technical University (SSTU))

Annotation. The problems of the thermal state of submersible electric motors and are comparing the calculated and actual temperature. Produced an analysis of the maximum winding temperature of SEM parameters work well. The graphs of these relationships.

Keywords: well, submersible motor, the thermal state.

С точки зрения надежности погружного двигателя наиболее важным является рассмотрение переходных периодов, в частности периода освоения скважины, когда теплообмен между ПЭД и окружающей средой значительно ухудшается вследствие перераспределения потоков в зоне установки. Появляются предпосылки для напряженной работы двигателя, увеличивается вероятность отказа установки из-за перегрева, особенно в наклонных скважинах. В связи с этим рассмотрим закономерности изменения температуры в зоне погружного электродвигателя. При этом исходим из того, что в наклонных скважинах прилегание двигателя к стенке обсадной колонны не происходит, так как применяются центраторы.

Основными причинами преждевременного выхода из строя погружных электродвигателей является повышенное тепловое, что безусловно влияет на работу скважины. Поэтому целями данной работы является расчет теплового состояния ПЭД и выявление зависимости температуры погружных электродвигателей от параметров, таких как: Дебит жидкости, Обводненность, Рабочая мощность ПЭД, Глубина спуска ПЭД.

Для анализа теплового состояния погружных электродвигателей были рассмотрены скважины Радаевского месторождения пласта Б2, оснащенными датчиками ТМС, с которых была взята информация о температурном состоянии ПЭД (далее Т фактическая).

Таблица 1. Исходные данные для расчета теплового состояния ПЭД

№ п/п	Наименование величины	Размерность	Скв. 185	Скв. 148	Скв. 1175
1	Плотность воды	кг/м ³	1163	1163	1164
2	Плотность нефти	кг/м ³	905	900	902
3	Кинематическая вязкость воды	См ² /с	0,328	0,330	0,429
4	Кинематическая вязкость нефти	См ² /с	0,008	0,008	0,008
5	Теплопроводность воды	Вт/(м*К)	0,66	0,66	0,66
6	Теплоемкость воды	Дж/(м*К)	4380	4380	4380
7	Теплопроводность нефти	Вт/(м*К)	0,15	0,15	0,15
8	Теплоемкость нефти	Дж/(м*К)	2000	2000	2000
9	Обводненность продукции пласта	%	94,7	95,9	89,1
10	Температура жидкости на глубине подвеса	Градусы Цельсия	43	25	27
11	Дебит жидкости на глубине подвеса	М ³ /сут	174,5	76,5	82
12	Внутренний диаметр ЭК	Мм	150	132	152
13	Наружный диаметр ПЭД	Мм	117	117	117
14	Длина корпуса ПЭД	М	7,94	3,99	3,99
15	Теплопроводность корпуса ПЭД	Вт/(м*К)	45	45	45
16	Теплопроводность статора ПЭД	Вт/(м*К)	35	35	35
17	Толщина корпуса ПЭД	мм	6,5	6,5	6,5
18	Диаметр расточки статора	мм	50	50	50
19	Теплопроводность изоляции статора	Вт/(м*К)	0,2	0,2	0,2
20	Суммарная толщина изоляции статора	мм	0,4	0,4	0,4
21	Требуемая механическая мощность	кВт	90	32	36

В данной таблице представлены расчеты по 3 скважинам параметров используя формулы данной методики.

Таблица 2 – Оценка максимальной температуры обмотки статора

№ п/п	Параметр	Формула	Скв. 185	Скв. 148	Скв. 1175
1	Динамическая вязкость нефти, Па*с	$\mu_n = \rho_n * v_n$	0,0297	0,029	0,0387
2	Площадь кольцевого канала вокруг ПЭД, м ²	$S_n = \pi/4(D^2-d^2)$	0,0069	0,002	0,0073
3	Скорость жидкости в кольцевом канале, м/с	$V_{ж} = q_1/S_n/86400$	0,2920	0,301	0,1284
4	Критерий Re потока в кольцевом канале	$Re = V_{ж} * \rho_n * (D-d)/\mu_n$	293,62	137,2	104,64
5	Критерий Pr жидкости в кольцевом канале	$Pr = \mu_n * C_n / \lambda_n$	396	396	516,53
6	Длина участка тепловой стабилизации	$L_m = 0,06 * Re * Pr * (D-d)$	230,22	48,92	113,51
7	Критерий Nu в тепловом канале	$Nu = 0,33 * Re^{1/2} * Pr^{0,43}$	74,03	50,61	49,54
8	Коэф. теплоотдачи от корпуса ПЭД, Вт/(м ² *К)	$\alpha = Nu * \lambda_n / (D-d)$	336,5	506,1	212,34
9	Тепловыделение ПЭД, Вт	$P_T = P_2 * (1/\eta - 1)$	22500	8000	9000
10	Площадь поверхности корпуса ПЭД, м ²	$S_d = d * L * \pi$	2,91	1,48	1,48
11	Плотность теплового потока на поверхности ПЭД, Вт/м ²	$Q_T = P_T / S_d$	7711,4	5446,	6127,5
12	Температурный напор «Стенка-Жидкость», С	$\Delta T_{кж} = Q_T / \alpha$	22,9	10,7	28,85
13	Температурный напор на стенке ПЭД, С	$\Delta T_k = Q_T * \Delta / \lambda_T$	1,11	0,78	0,88

14	Температурный напор на металле Статора, С	$\Delta T_c = Q_T * 0,7 * (d/2 - d_c/2) / \lambda_c$	4,16	2,94	3,3
15	Температурный напор на изоляции, С	$\Delta T_{и} = Q_T * \sigma / \lambda_{и}$	15,42	10,89	12,25
16	Разница температур «Обмотка-Жидкость», С	$\Delta T = \Delta T_{кж} + \Delta T_{к} + \Delta T_{с} + \Delta T_{и}$	43,61	25,38	45,3
17	Изменение температуры потока вдоль ПЭД, С	$\Delta T_f = P_T / (\rho_n * q_1 * C_n / 86400)$	24,61	20,07	21,02
18	Максимальная температуры обмотки, С	$T_{\text{макс.}} = T_f + \Delta T + \Delta T_f$	111,23	70,46	93,33

На рисунке 1 наблюдается: расчетная температура увеличивается с увеличением мощности, что следует из формулы (17), в свою очередь тепловыделение имеет прямую зависимость от мощности, что следует из формулы (9).

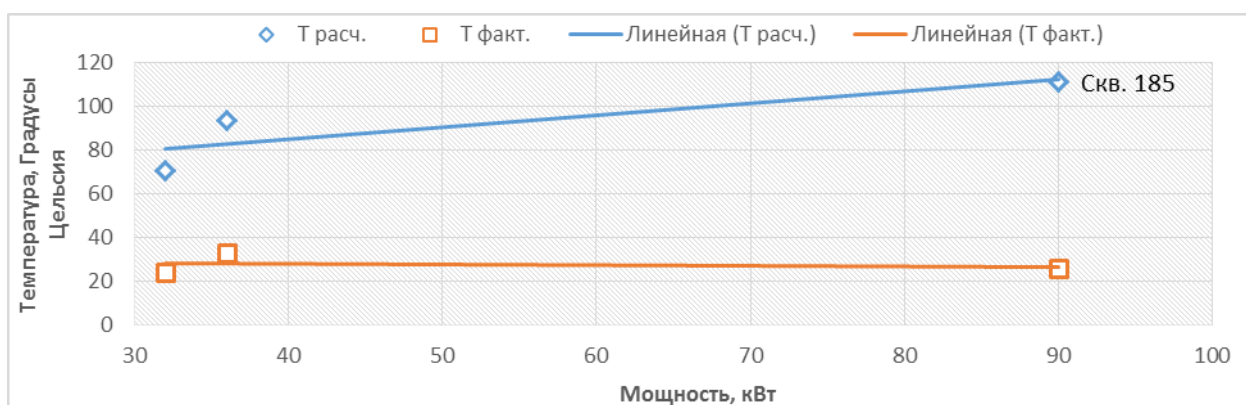


Рисунок 1 – Зависимость температур от мощностей ПЭД

На рисунке 2 наблюдается падение линии тренда, а именно уменьшение температуры с увеличением глубины. Результирующим показателем данной зависимости является точка скважины №1175 (70;1320), которая имеет низкую температуру в связи большой обводненности и средним суточным дебитом.

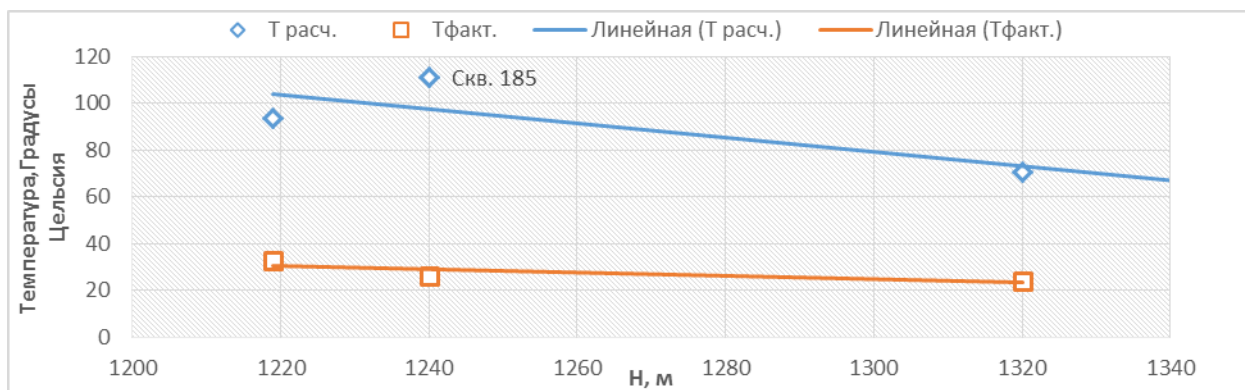


Рисунок 2 – Зависимость температур от глубины спуска ПЭД

На рисунке 3 наблюдается уменьшение температуры с увеличением обводненности. Это можно объяснить тем, что значение теплоемкости воды превышает значение теплоемкости нефти, вследствие чего обеспечивает лучший отвод тепла из системы.

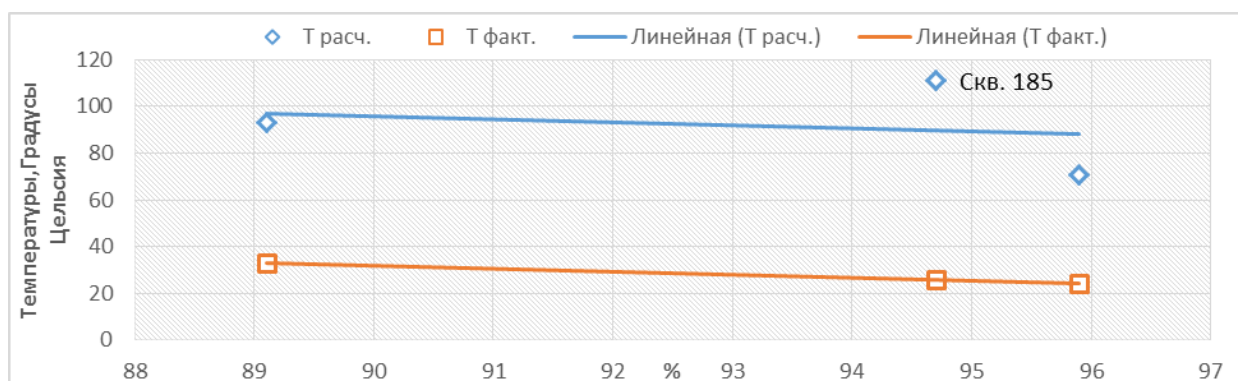


Рисунок 3 – Зависимость температур от обводненности

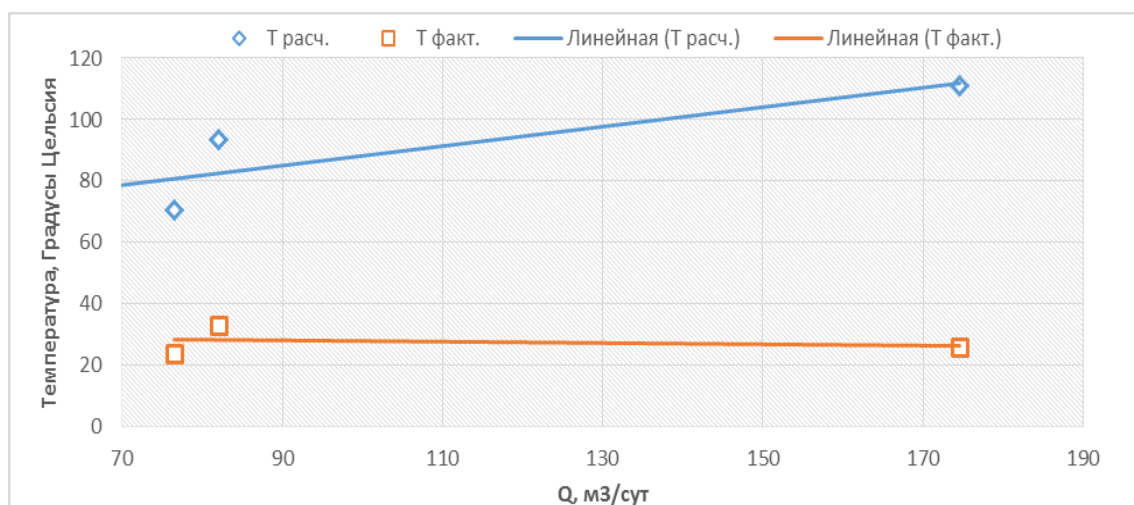


Рисунок 4 – Зависимость температур от дебита жидкости

На рисунке 4 наблюдается увеличение температуры с увеличением дебита жидкости. Объясняется это тем, что Жидкость, проходящая с большей скоростью в кольцевом канале, не успевает забрать достаточное количество тепла, а также с увеличением дебита насосу требуется большая мощность для поднятия жидкости.

Список литературы

1. Справочная книга по добыче нефти [Текст]: учебное пособие / под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1974. – 704 с.
2. Кострубов, С.В. Управление УЭЦН [Текст]: учебное пособие / С.В. Кострубов, И.И. Кагарманов, А.С. Тотанов. – Самара: Ран, 2009. – 232 с.
3. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие / И.Т. Мищенко. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
4. Щуров, В.И. Технология и техника добыча нефти [Текст]: учебник / В.И. Щуров. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
5. Техника и технология добычи нефти и газа [Текст] / И.М. Муравьев [и др.]. – М.: Недра, 1971. – 496 с.

УДК 62

ПРИМЕНЕНИЕ ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ (ПАПС) НА РАЗЛИЧНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

К.И. Максаков, Г.А. Ковалева
(ФГБОУ ВО СамГТУ)

Аннотация. В данной работе представлено описание принципа действия ПАВ-полимерного заводнения. Представлен анализ эффективности применения закачки поверхностно-активной полимерной системы (ПАПС) для нескольких месторождений. Проведен прогнозный расчет технологических показателей и построение модели движения агентов в пласте при ПАВ-полимерном заводнении по методике Швецова И.А. Также проведен расчет экономической эффективности применения закачки ПАПС в современных условиях и сделаны выводы о целесообразности его применения.

Ключевые слова: ПАВ-полимерное заводнение, ПАПС, щелочь, поверхностное натяжение, реологические свойства

UDC 62

APPLICATION SURFACTANT-POLYMER FLOODING (SPS) FOR VARIOUS FIELDS

K.I. Maksakov, G.A. Kovaleva
(Samara State Technical University)

Annotation. In this paper, a detailed description of the operating principle of the surfactant-polymer flooding. The analysis of the effectiveness of the injection of the

surfactant polymer system (SPS) for several fields. The results of laboratory tests for the selection SPS composition. Spend a prediction calculation of technological parameters and build a motion model agents in the reservoir when the surfactant-polymer flooding method for Shvetsov I. The paper calculated the cost-effectiveness of the injection SPS in modern conditions and conclusions about the feasibility of its application

Keywords: surfactant-polymer flooding, SPS, alkali, surface tension, flow properties

ПАВ-полимерное заводнение (закачка ПАПС) является одним из эффективных методов повышения нефтеотдачи пласта. ПАВ-полимерное заводнение заключается в нагнетании оторочки реагентов, включающих щелочь, ПАВ и полимеры. ПАВ необходимы для снижения поверхностного натяжения между нефтью и водой. Добавление щелочи позволяет:

- уменьшить адсорбцию ПАВ и полимеров;
- получить дополнительные, «родственные» закачиваемым ПАВ, соединения;
- достичь очень низких значений поверхностного натяжения.

Полимеры уменьшают соотношение подвижности вытесняющего и вытесняемого агентов.

ПАВ-полимерное заводнение проводится в следующей последовательности:

- 1) предварительное заводнение. Производится закачка воды определенной минерализации для изменения солености воды;
- 2) закачка оторочки ПАПС. После закачки в пласт начинает мобилизовать защемленную нефть, которая формирует нефтяной вал;
- 3) закачка полимера. Такой раствор закачивается с целью вытеснения оторочки ПАПС и мобилизированной нефти в направлении добывающих скважин;
- 4) закачка воды для поддержания пластового давления.

Перед применением ПАВ-полимерного заводнения необходимо выполнить три важных этапа:

1. Лабораторные тесты на водорастворимость компонентов ПАПС (в основном ПАВ) и на фазовое поведение для определения способности раствора образовывать микроэмульсии с нефтью.
2. Эксперименты по вытеснению нефти на керне;
3. Полевые испытания проводятся с целью измерения эффективности ПАВ-полимерного заводнения и приемистости в полевых условиях.

ПАВ-полимерное заводнение проводилось на месторождениях в России и зарубежом. Ниже представлены общие выводы по применению ПАПС на 4 месторождениях: Яблоневское, Сарабайско-Мочалеевское, Daqing и Cambridge.

1. Особенностью Яблоневского месторождения является наличие карбонатного низкопроницаемого коллектора, в данном случае циклическая закачка

ка минерализованной воды, ВМР, ПАПС, полимера и пресной воды дала хороший результат (прирост 20,8%)

2. На Сарбайско-Мочалеевском месторождении коллектор - хорошо проницаемый песчаник с глинами. Прирост получился небольшим, так как уменьшалась приемистость нагнетательных скважин почти в 2 раза из-за образования водонефтяного вала, подвижность которого очень низкая. Такого эффекта можно было избежать при порционной закачке ПАПС. В результате вместо 5% от порового объема удавалось закачивать только 0,2%. Также наблюдалась большая адсорбция реагентов.

3. На месторождениях Daqing и Cambridge в обоих случаях хорошо проницаемые песчаники, достаточно большая величина оторочки и в результате прирост КИН на 20%.

Перед применением любой технологии заводнения важным этапом является моделирование процесса заводнения и оценка с помощью этой модели дополнительной добычи нефти. Для расчета по одной карбонатной залежи Оренбургского месторождения была использована методика Швецова, в которой используется одномерная (квазитрехмерная) слоисто-вероятностная двухфазная математическая модель пласта.

По расчету получилось, что увеличение КИН при использовании данной технологии составит 0,016 абс.ед. (или 4,9 %), а дополнительная добыча нефти – 20 тыс. т.

На рисунке 1 изображен график зависимости нефтеотдачи и доли нефти в потоке от относительного времени.

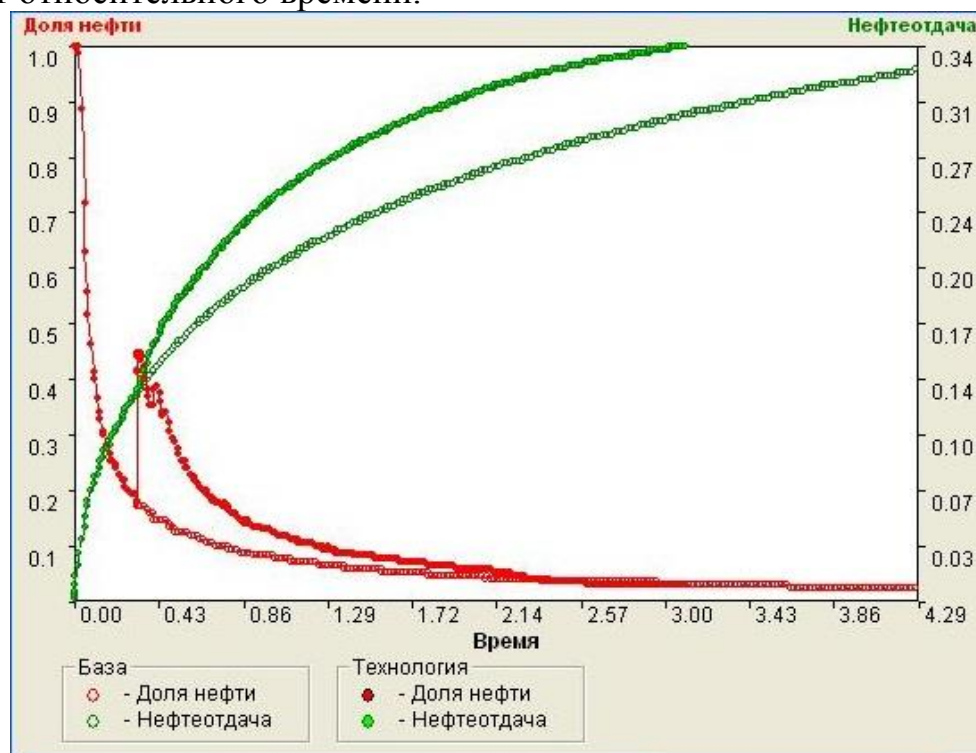


Рисунок 1 – График зависимости нефтеотдачи и доли нефти от относительного времени

На графике видно, что после применения технологии ПАПС обводненность продукции снизилась, что позволило повысить текущий и конечный КИН при сокращении объемов отобранной жидкости.



Рисунок 2 – Фронт вытеснения нефти, воды и реагентов

На рисунке 2 представлена модель фронта вытеснения нефти, воды и реагентов при закачке ПАПС. Видно, что в неоднородном по проницаемости пласте вытеснение нефти водой шло неравномерно, после применения технологии фронт вытеснения выравнивается.

В таблице 1 представлены оценочные экономические показатели и расчет прибыли за счет получения дополнительной нефти с учетом налогов. Оценочный расчет показывает, что применение ПАВ-полимерного заводнения позволяет получить прибыль в 158 млн. рублей.

Таблица 1

Экономический показатель	Итог, рубли
Затраты на оплату труда	1 048 530,00
Затраты на оборудование	16 640 276,80
Затраты на реагенты	235 020 000,00
Общие затраты	253 044 336,40
Выручка	411 360 000,00
Прибыль	158 315 663,60
С учетом налогов	106 388 125,90

Список литературы

1. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений [Текст] / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
2. Лейк, Л. Основы методов увеличения нефтеотдачи [Текст] / Л. Лейк. – США: Университет Техас-Остин, 1989. – 550 с.

3. Муслимов, Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения [Текст] / Р.Х. Муслимов. – Казань: Фан, 2005. – 688 с.

4. Сургучев, М.Л. Опытнo-промышленные эксперименты мицеллярно-полимерного заводнения [Текст] / М.Л. Сургучев. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – 48 с.

5. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов [Текст] / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

УДК 62

АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ ОТ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ

К.И. Максаков, Л.Н. Баландин
(ФГБОУ ВО СамГТУ)

Аннотация. В данной работе рассмотрена зависимость наработки на отказ от глубины спуска, подпорного уровня, дебита жидкости, обводненности, подачи УЭЦН и затрубного давления. Выявлены характеристики насоса, обеспечивающих наибольшую наработку на Радаевском месторождении. Построены графики наработки на отказ в зависимости от вышеперечисленных параметров. Объяснены возможные причины тенденции к уменьшению или увеличению наработки в зависимости от того или иного параметра.

Ключевые слова: наработка на отказ, УЭЦН, подпорный уровень, производительность, глубина спуска, затрубное давление.

UDC 62

ANALYSIS DEPENDING MTBF ON VARIOUS FACTORS

K.I. Maksakov, L.N. Balandin
(Samara State Technical University)

Annotation. This paper considers the relationship between failure of the shutter depth, retaining a level of liquid flow rate, water cut, feed ESP and annulus pressure. Identified characteristics of the pump to ensure the greatest time between Radaevskoye field. Built developments graphics failures depending on the above parameters. Possible reasons explained tendency to decrease or increase depending on the operating time of a parameter.

Keywords: MTBF, ESP, retaining level, productivity, lowering depth, annulus pressure

На данный момент у всех современных нефтедобывающих предприятий присутствует тенденция к интенсификации добычи нефти. С увеличением дебитов скважин увеличиваются и глубины спуска насосов, появляются все более сложные и дорогостоящие насосные установки. В связи с этим складываются очень жесткие условия работы насосов, что пагубно сказывается на их наработке на отказ.

Было решено взять ряд скважин Радаевского месторождения с известной наработкой на отказ на 2015 год и выявить зависимость между наработкой и

различными параметрами. Всего на данном месторождении 131 скважина, при этом 58% из них эксплуатируется электроцентробежными насосами. Средняя наработка на отказ по ним за 2015 год составила 925 суток. Обводненность скважин высокая (средняя обводненность равна 77%).

На Радаевском месторождении наибольшей наработкой обладают насосы с подачей 125 м³/сутки и напором в интервале от 1000-1200 м. Наименьшей же наработкой обладают насосы с подачей 200 м³/сутки и напором 800-1000 м.

На рисунке 1 представлена зависимость наработки от глубины. Так как разброс величин был очень большой, было решено провести линию тренда для того, чтобы понять общую тенденцию и зависимость.

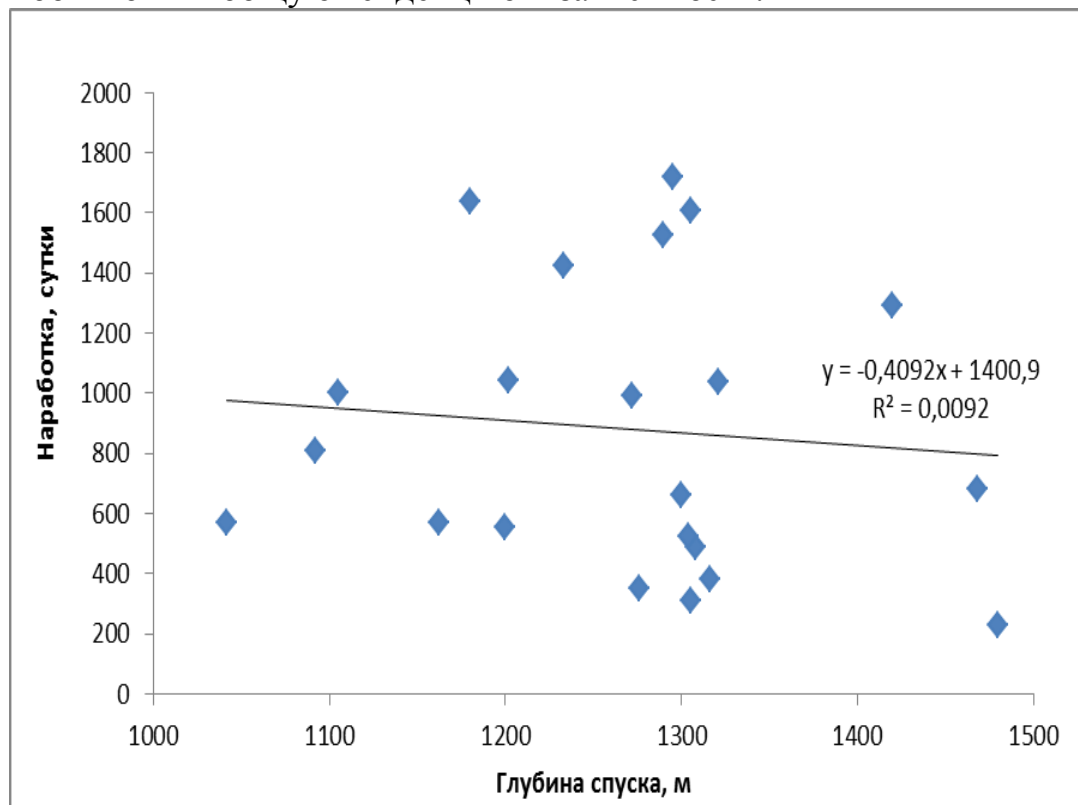


Рисунок 1 – Зависимость наработки от глубины спуска

На графике видно, что с увеличением глубины спуска происходит уменьшение наработки и это вполне объяснимо. Из-за увеличения глубины увеличивается и длина кабеля, что соответственно увеличивает шансы на его выход из строя (нарушение изоляции по его длине). ПЭД работает в условиях повышенных температур и давления, что также сказывается на уменьшении его срока безаварийной работы. С увеличением глубины увеличивается и напор насоса, это приводит к увеличению секций в насосе, что усложняет его конструкцию, поэтому количество отказов увеличивается.

На рисунке 2 представлена зависимость наработки от подпорного уровня. Также была проведена линия тренда для того, чтобы понять общую тенденцию.

На первый взгляд кажется, что чем больше мы погружаем насос под динамический уровень, тем лучше должен работать насос, так как он не остается «сухим».

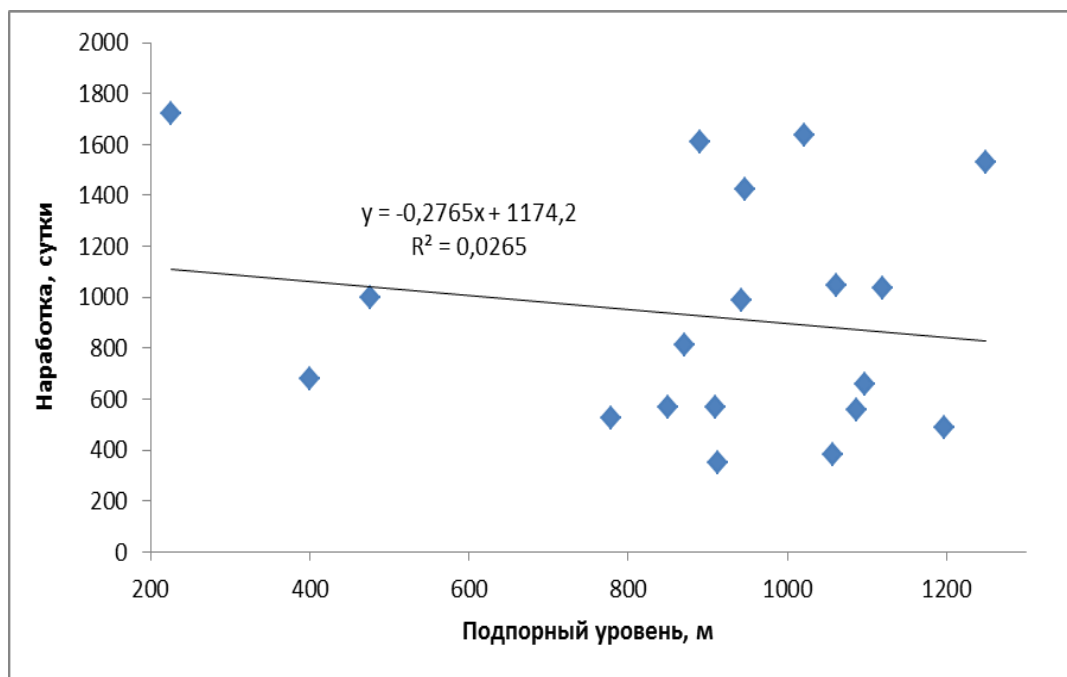


Рисунок 2 – Зависимость наработки от подпорного уровня

Но это не так, что доказывает тенденция к уменьшению наработки с увеличением подпорного уровня, изображенная на рисунке 2. Это приводит к большему влиянию коррозии на кабель и корпус насоса. Также с увеличением подпорного уровня увеличивается и напор насоса, что затрудняет его работу и уменьшает срок его службы. Кроме того, для преодоления противодействия столба жидкости в НКТ требуется применение насосов с более высокими напорными характеристиками. В результате ухудшаются характеристики УЭЦН и снижается его к.п.д.

На рисунке 3 представлена зависимость наработки от обводненности.

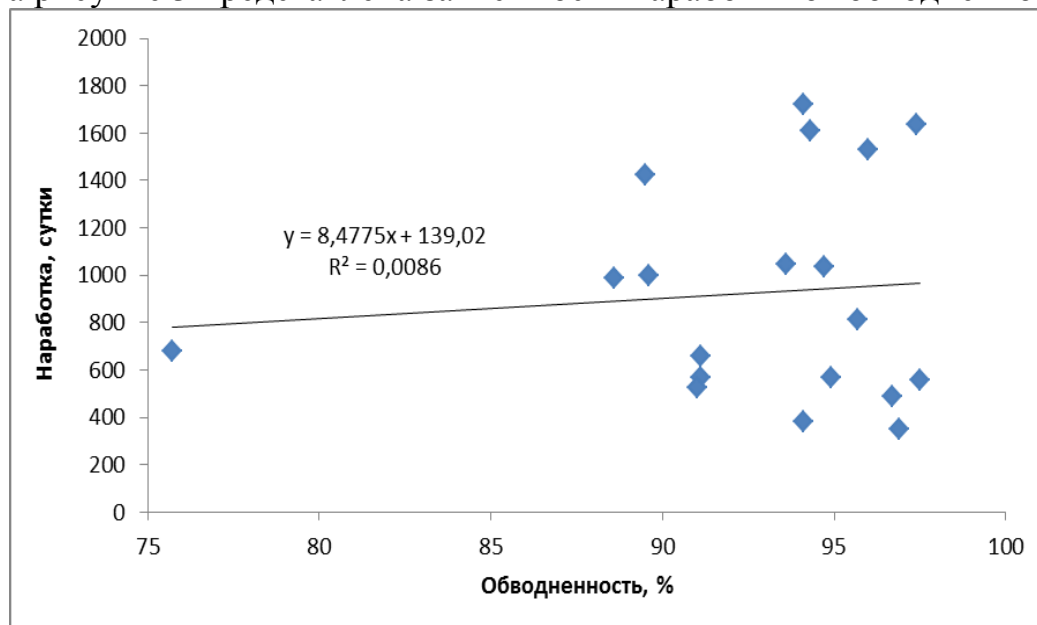


Рисунок 3 – Зависимость наработки от обводненности

На графике видно, что с увеличением обводненности увеличивается и наработка. Причина этому то, что при большой обводненности происходит снижение концентрации свободного газа в месте подвески УЭЦН, что уменьшает вероятность срыва подачи. Также вода, обладая большей теплоемкостью, чем нефть, лучше охлаждает ПЭД, защищая его от перегрева. Вода обладает меньшей вязкостью, чем нефть, поэтому при большой обводненности вязкость жидкостной смеси уменьшается, поэтому насосу потребуется меньше мощности для прокачки обводненной смеси. Также с уменьшением вязкости смеси уменьшаются и потери на трение при движении ее в НКТ.

Но на рисунке 3 видно, что уклон довольно невелик. Я это связываю с увеличением износа рабочих органов насоса из-за увеличения коррозионных свойств перекачиваемой смеси.

На рисунке 4 представлена зависимость наработки от затрубного давления.

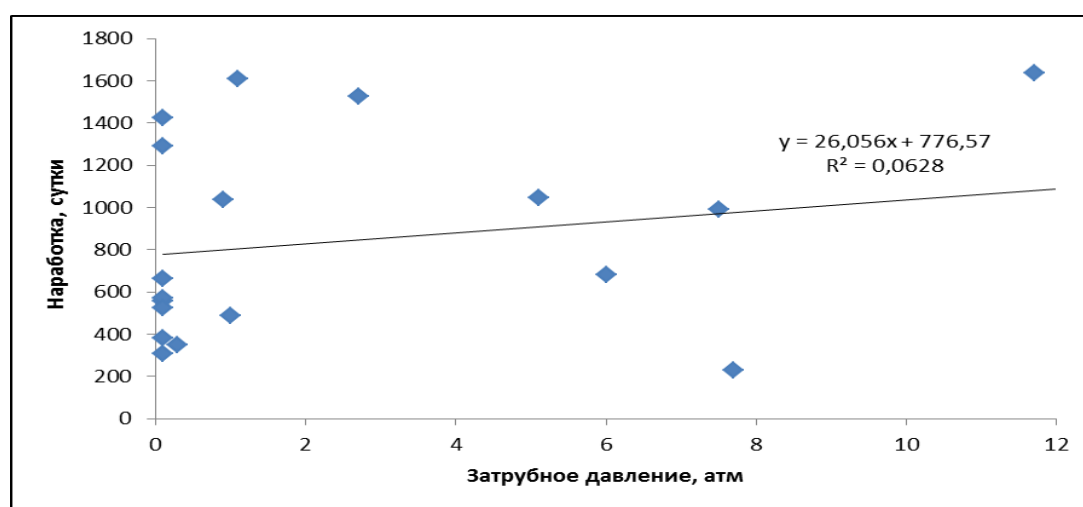


Рисунок 4 – Зависимость наработки на отказ от затрубного давления

На графике видно, что с увеличением затрубного давления увеличивается и наработка. Я связываю это с тем, что с увеличением затрубного давления увеличивается количество газа в затрубном пространстве, соответственно, уменьшается его количество на приеме насоса. Уменьшение свободного газа на приеме уменьшает вероятность срыва подачи, поэтому наработка будет лучше. Также с увеличением количества газа уменьшается высота столба жидкости в затрубном пространстве, поэтому на кабель и корпус будет меньше коррозионного воздействия со стороны жидкости.

Список литературы

1. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений [Текст] / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
2. Кагарманов, И.И. Особенности эксплуатации УЭЦН [Текст] / И.И. Кагарманов. – Самара: [б.и.], 2005. – 48 с.

3. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие / И.Т. Мищенко. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

4. Техника и технология добычи нефти и газа [Текст] / И.М. Муравьев [и др.]. – М.: Недра, 1971. – 496 с.

5. Щуров, В.И. Техника и технология добычи нефти [Текст]: учебник / В.И. Щуров. – 2-е изд., стер. – М.: Альянс, 2005. – 510 с.

УДК 622.276.6

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАКАЧКИ ГИДРОФОБНОЙ
ЭМУЛЬСИОННОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ
АЗРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ АКТАШСКОЙ ПЛОЩАДИ
НОВО-ЕЛХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ «ЕЛХОВНЕФТЬ»**

И.И.Маннанов, Л.Я. Гимазова

(АГНИ)

Аннотация. На поздней стадии разработки Акташской площади является актуальным выполнение мероприятий по повышению выработки запасов и достижении проектных КИН. В работе изучаются результаты проведения МУН на Акташской площади Ново-Елховского месторождения в период с 2011-2013 года. В основу изучения результатов потокоотклоняющих МУН положены данные реагирующих скважин по дополнительной добыче нефти, продолжительности эффекта и затратам.

Ключевые слова: система заводнения, неоднородные коллектора, технологии МУН, технологии регулирования профиля приемистости, дополнительная добыча нефти.

UDC 622.276.6

**ANALYSIS APPLICATIONS INJECTION OF HYDROPHOBIC EMULSION
SYSTEM FOR CONTROLLING DEVELOPMENT OF AKTASHSKOE
SQUARE NEW-ELKHOVSKOYE DEPOSIT NGDU «ELKHOVNEFT»**

I.I.Mannanov, LY Gimazova

(Almetyevsk State Petroleum Institute)

Annotation. At a late stage of development of Aktash square is the actual implementation of measures to enhance the development of reserves and achieving the design of CIN. This paper deals with the results of the EOR area at Aktash New Elkhovskoye field in the period 2011-2013 year. The basis of the study results on data potokootklonjajushchih EOR wells reacting more oil, the duration of the effect and costs.

Keywords: water flooding system, heterogeneous reservoir, EOR technology, control technology Profile pickup, additional oil production

Для характеристики оценки изменения эксплуатационных характеристик после выполнения работ по закачке ПОТ была выбрана технология ГЭС-М, ко-

торая характеризуется наименьшими затратами и высокими показателями доп. добычи.

Анализ применения технологии ГЭС-М в 2011–2013 годах рассмотрен в таблице 1.

Таблица 1 – Анализ применения технологии ГЭС-М, проведенной на Акташской площади Ново-Елховского месторождения в 2011–2013 гг.

№ скважины	Дата реализации	Доп. добыча, т	Продолжительность эффекта, сут	Уд. затраты руб./т	Прирост среднего суточного дебита, т/сут
2011 г.					
185*	11.10.2011	582	128	269,997	4,55
1*55	13.10.2011	180	129	307,141	1,4
2012 г.					
187*	15.11.2011	201	131	483,001	1,53
2013 г.					
248*	16.01.2013	732	315	187,779	2,32
187*	05.03.2013	1953	272	403,577	7,18
141*	30.10.2013	194	57	365,778	3,4
122*	31.01.2013	215	302	437,059	0,71

Обработка результатов, представленных в таблице 1, приводит к выводу, что данная технология является успешной.

С целью анализа результатов на конкретных участках были изучены изменения условий работы нагнетательных скважин. На рисунке 5 приведена динамика изменения коэффициентов приемистости скважин после закачки ГЭС-М за период до и после проведения мероприятий на Акташской площади Ново-Елховского месторождения за 2013 год.

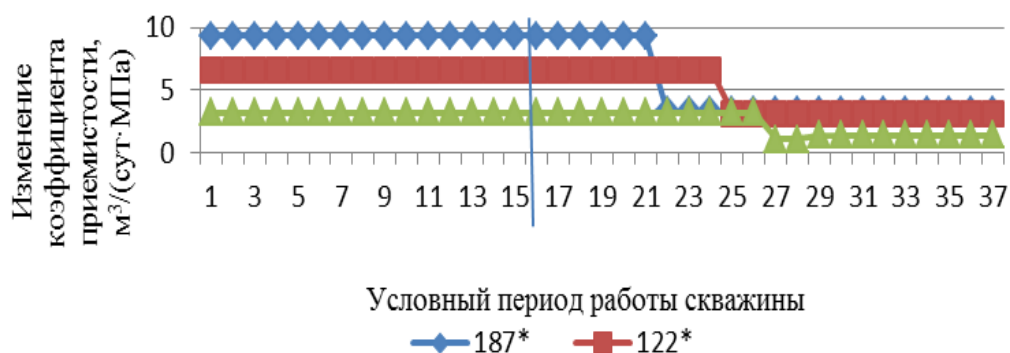


Рисунок 1 – Динамика коэффициентов приемистости до и после закачки ГЭС-М на Акташской площади Ново-Елховского месторождения

При анализе данных, характеризующих изменение коэффициентов приемистости наблюдается уменьшение коэффициента приемистости, за счет блокирования ранее промытых высокопроницаемых зон и вовлечения в разработку участков ранее не вовлеченных в разработку.

Для определения времени достижения композицией реагирующих скважин изучены графики зависимостей объема закачки и добычи нефти добывающих скважин от времени. Результаты представлены на рисунках 2 и 3.

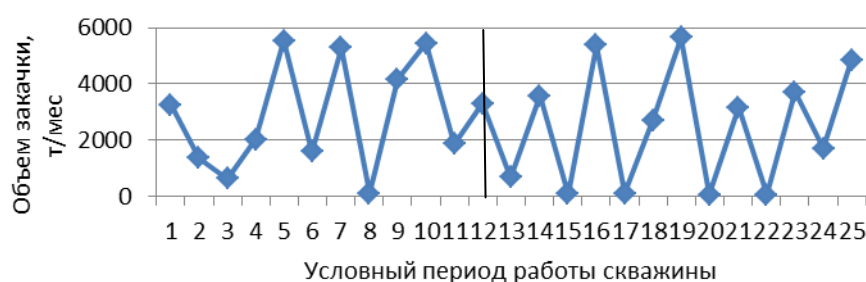


Рисунок 2 – Динамика изменения объемов закачки по участку № 122* до и после проведения технологии по закачке ГЭС-М на Акташской площади Ново-Елховского месторождения

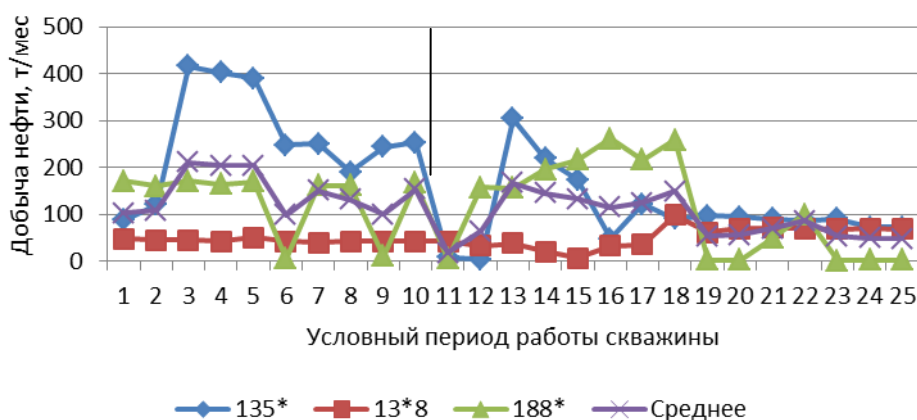


Рисунок 3 – Динамика изменения добычи нефти реагирующих скважин до и после проведения технологии по закачке ГЭС-М на Акташской площади Ново-Елховского месторождения

Анализ рисунков 2 и 3 показывает, что время достижения композицией ГЭС-М реагирующих скважин по участку № 122* составляет в среднем 6–7 месяцев.

В результате аналогичного изучения участков № 141* и 187* получены следующие данные, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры реагирующих скважин после применения технологии ГЭС-М на Акташской площади Ново-Елховского месторождения

Нагнетательные скважины	122*			141*			187*		
Реагирующие скважины	№ 135*	№ 13*8	№ 188*	№ 143*	№ 321*	№ 355*	№ 134*	№ 247*	№ 614*
Расстояние, м	245	437,5	525	262,5	245	402,5	262,5	350	227,5
Время реагирования, сут	180	210	240	150	120	120	120	150	180
Скорость, м/сут	1,36	2,08	2,19	1,75	2,04	3,35	2,19	2,33	1,26

По данным таблицы 2 отмечается, что в среднем время реагирования составляет от 4 до 8 месяцев, скорость продвижения композиции по пласту составляет 1,5 – 3 м/сут.

В результате проделанной работы рекомендуется применение технологии ГЭС-М с целью выравнивания профиля приемистости и достижению проектных КИН.

Список литературы

1. РД 153-39.0-598-08. Инструкция на технологию применения гидрофобных эмульсионных систем для увеличения нефтеизвлечения из заводненных неоднородных пластов.
2. Ибатуллин, Р.Р. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений [Текст] / Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов. – М.: Недра – Бизнесцентр, 2004.

3. Жуков, Р.Ю. Обоснование применения технологий по выравниванию профиля приемистости на поздней стадии разработки нефтяных месторождений [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Р.Ю. Жуков. – М., 2013.

4. Разработка эмульсионных составов для регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны нагнетательных скважин [Электронный ресурс] / М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов, А.Р. Мавлиев, К.В. Стрижнев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 3. – С. 180-190. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

5. Журавлев, В.А., Корев, И.С. Актуальность и значение применения МУН для нефтегазовых компаний [Текст] / В.А. Журавлев, И.С. Корев // Нефтегазовая Вертикаль. – 2012.

УДК 622.267

СИСТЕМА РАСЧЕТА ВЫСОТЫ УСТАНОВКИ ОБРАТНОГО КЛАПАНА НАД ЭЦН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

Ш.Г. Мингулов, В.О. Червяков, П.М. Малышев
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Статья посвящена изучению актуальной проблемы загазовывания и осложнения запуска ЭЦН при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. В статье рассматриваются неблагоприятные факторы влияния попутного газа на процесс разработки и конкретно его фактор влияния на пуск ЭЦН. В работе приводится теоретическое обоснование возникновения осложнения запуска ЭЦН и расчет параметров, которые позволят при компоновке и спуске ЭЦН учитывать этот неблагоприятный фактор и вносить небольшие конструктивные изменения для устранения данной проблемы. Приводится теоретическое описание и обоснование способа решения данной проблемы

Ключевые слова: освоение и разработка нефтегазовых месторождений, давление в затрубном пространстве, ЭЦН, обратный клапан, затрубное пространство скважины, статический уровень жидкости, дебит скважины, газовый фактор, трудноизвлекаемые запасы, загазованность насоса, «пробки».

UDC 622.267

THE SYSTEM FOR CALCULATING BACK PRESSURE VALVE INSTALLATION HEIGHT ABOVE THE ESP IN THE FIELDS WITH HARD EXTRACTABLE RESERVES DEVELOPMENT PROCESS

SH.G. Mingulov, V.O. Chervyakov, P.M. Malyshev
(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. The article is devoted to actual problems of gas pollution and ESP start complications in oil-fields with hard to recover reserves development. The article discusses the unfavorable factors of the associated gas influence on the development process and specifically its impact on the ESP start-up. This paper provides a

theoretical justification of complications emergence during the ESP launch process and the calculation of the parameters, which will help to take into account this adverse factor and make small design changes to eliminate this problem while ESP assembling and RIH. A theoretical description and justification of this problem solving method is outlined.

Key words: oil and gas fields exploitation and development, pressure in the annulus, ESP, back pressure valve, the annulus of the well, static liquid level, flow rate, gas factor, hard to recover reserves, pump gas pollution, «plugs».

К текущему моменту в мире почти не осталось легкоизвлекаемых запасов углеводородов, вследствие чего происходит интенсивное освоение и эксплуатация месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов. Осложненность их извлечения связана с различными факторами, такими как: высокая вязкость и плотность углеводородов, высокая глубина залегания, низкое пластовое давление и температура, высокий газовый фактор и др [1, 2].

При освоении и разработке нефтегазовых месторождений происходит постепенное снижение пластового давления, вплоть до падения его ниже давления насыщения нефти газом [3]. Вследствие чего выделение газа из нефти начинает происходить прямо в призабойной зоне пласта, что оказывает неблагоприятное влияние на весь процесс разработки [4, 5, 6].

Выделение газа из нефти вызывает понижение температуры жидкости, что, в свою очередь, приводит к кристаллизации и осаждению АСП (асфальтенов, смол, парафинов) на стенках скважины, уменьшая площадь ее поперечного сечения и снижая ее пропускную способность [7, 8, 9].

Понижение температуры в затрубном пространстве приводит к образованию конденсата и его замерзанию вплоть до полного закупоривания затрубного пространства – образования АСП «пробок», под которыми скапливается выделяющийся попутный газ и создает избыточное давление на поверхность жидкости в затрубном пространстве. А это мешает притоку жидкости в скважину и осложняет процесс разработки [10, 11].

Кроме того, даже без образования «пробок» в затрубном пространстве, скапливающийся попутный газ также создает давление на поверхность жидкости, мешая притоку флюида к скважине.

Помимо этого, при эксплуатации скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, выделяющийся на забое скважины газ мешает стабильности процесса эксплуатации, вызывая загазованность ЭЦН при остановке работы по каким-либо причинам скважины [12, 13]. Вследствие чего, ЭЦН не может запуститься и, продавив газовую пробку, открыть обратный клапан над собой. Что, в свою очередь, осложняет процесс разработки, поскольку для нормального запуска ЭЦН приходится ждать, пока пласт поддаст достаточное количество жидкости и, создав достаточное давление, сожмет газовую пробку в насосе достаточно для того, чтобы насос смог открыть обратный клапан и создать подачу [14, 15].

Загазовывание насоса происходит сразу после его остановки: вследствие

резкого перепада давления на забое происходит интенсивное выделение газа, заполняющего собой насос и пространство над ним до обратного клапана, при этом вытесняя оттуда жидкость. Впоследствии жидкость, поддаваемая пластом и поднимающаяся до статического уровня, сжимает газ в насосе и постепенно частично заполняет ЭЦН.

Чаще всего процесс сжатия газа в насосе и пространстве над ЭЦН и заполнения насоса жидкостью до уровня достаточного для его нормального запуска довольно долгий (необходимо полное восстановление затрубного уровня жидкости до статического). Это является следствием того, что газ заполняющий насос и пространство над ним находится в небольшом объеме, и, того, что исходя из начальных условий его выделения (пластовое давление и температура), при последующем, относительно начальных условий – небольшом, увеличении давления, коэффициент его сжатия весьма мал [15, 16].

Соответственно, для того чтобы повлиять на этот процесс, а конкретно – ускорить его, необходимо изменить условия его протекания. Так как начальные условия: пластовое давление и температура, а также последующий рост давления – неизменны

пластовое давление: $P_1 = P_2 = const$; пластовая температура: $T_1 = T_2 = const$;

увеличение давления на насос вследствие поднятия уровня жидкости до статического: $\Delta P_1 = \Delta P_2 = const$) то, согласно уравнению Клапейрона:

$$\frac{P_1 * V_1}{T_1} = \frac{P_2 * V_2}{T_2} = const$$

мы можем поменять лишь объем сжимаемого газа. Естественно, мы не можем как-то регулировать количество выделяющегося газа, однако мы можем изменить объем доступного для него пространства, тем самым уменьшив начальный коэффициент его сжатия – и увеличим коэффициент его сжатия при последующем росте давления на него из-за восстановления статического уровня.

Мы не сможем изменить внутренний объем ЭЦН, однако сможем увеличить объем пространства над ЭЦН до обратного клапана.

По стандарту обратный клапан устанавливается на второй трубе над ЭЦН, то есть объем пространства над насосом, при диаметре НКТ равном 2,5 дюйма, будет равен порядка 60 литров. Внутренний объем насоса зависит от количества его ступеней и марки: насос с $d=92\text{мм}$, $H=2000\text{м}$, при том, что каждая ступень создает $H=40\text{м}$, будет иметь 50 ступеней и $l \approx 20\text{м}$, его объем будет равен:

$$V_{\text{нас}} = \frac{\pi * 0,092^2}{4} * 20 = 0,133\text{м}^3 = 133\text{л}$$

Для определения объема пространства внутри насоса, необходимо умножить общий объем насоса на коэффициент 0,4, в итоге получим, что объем внутреннего пространства насоса равен 55 литрам. Следовательно общий объем, занятого выделившимся газом пространства, будет равен 115 литрам.

Исходя из этих данных, необходимо посчитать, на сколько труб выше необходимо устанавливать обратный клапан над ЭЦН, чтобы после остановки

насоса не было необходимости ждать, пока уровень жидкости в затрубном пространстве восстановится до статического уровня.

Соответственно, чтобы уменьшить время ожидания перед запуском насоса в либо вообще избежать проблем с его запуском, необходимо увеличить объем занимаемого газом пространства в 1,5-2 раза. То есть, исходя из объема одной трубы НКТ, диаметром 2,5 дюйма, равного 30 литрам, необходимо устанавливать обратный клапан:

$$\frac{V_{\text{нас}}}{V_{\text{тр}}} = \frac{115}{30} = 3,83 \approx 4$$

выше насоса не на 2 трубы, а на 4–8 труб выше. Это позволит более эффективно эксплуатировать скважины на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, избежать потерь при технологических остановках скважин, а также в целом упростит эксплуатацию таких скважин [17, 18, 19].

Исходя из приведенных доводов и учитывая актуальность данной проблемы, можно сделать вывод о технологической, экономической эффективности предлагаемого способа увеличения занимаемого пространства попутным газом в ЭЦН и над ним, для уменьшения времени ожидания запуска насоса в работу. В связи с этим рекомендуется произвести необходимые улучшения в конструкции скважин, эксплуатируемых на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, чтобы увеличить эффективность процесса освоения и разработки нефтегазовых месторождений и упростить его, при этом увеличив его экономическую эффективность, а также избавиться от некоторых его неблагоприятных факторов.

Список литературы

1. Фархутдинов, В.Ю. Пути решения устойчивости работы погружного оборудования на месторождениях, осложненных высоким газовым фактором [Текст] / В.Ю. Фархутдинов, Н.С. Кучко, Р.А. Нафикова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 60-65.

2. Исламов, И.М. Эффективность добычи нефти УЭЦН с вентильными электродвигателями на Арланском месторождении [Текст] / И.М. Исламов, Р.А. Нафикова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 44-48.

3. Фархутдинов, В.Ю. Энергоэффективность системы низкотемпературной сепарации в газодобывающей промышленности на примере установки комплексной подготовки газа [Текст] / В.Ю. Фархутдинов, Р.А. Нафикова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 99-102.

4. Халимов, О.А. Добыча нефти штанговыми глубинными насосами на

Илькинском месторождении [Текст] / О.А. Халимов, Н.А. Ворсина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 393-396.

5. Халимов, О.А. Оптимизация режима эксплуатации скважин установками штанговых насосов в Октябрьском цехе добычи нефти и газа № 1 нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть» [Текст] / О.А. Халимов, Н.А. Ворсина // Материалы 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. (Октябрьский, 22 апреля 2013 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 238-240.

6. Дагирманов, А.М. Эффективность применения УШГН в условиях Биавашского месторождения [Текст] / А.М. Дагирманов, Н.А. Ворсина // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 24 апреля 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 1. – С. 6-12.

7. Петрова, Л.В. Преддипломная практика бакалавров в техническом университете [Текст] / Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина, А.Х. Габзалилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 167-175.

8. Ворсина, Н.А. Использование попутного нефтяного газа [Текст] / Н.А. Ворсина, А.В. Михайлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 142-147.

9. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: автореф. дис. канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008. – 25 с.

10. Гарифуллина, З.А. К вопросу об экономической эффективности государственной политики в сфере экологизации нефтяной отрасли России [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 14-17.

11. Гарифуллина, З.А. Определение критериев успеха реализации it-проектов на предприятиях нефтяной отрасли с позиций теории функциональных систем [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 6. – С. 27-34.

12. Гарифуллина, З.А. Подход к построению системы управления по целям на буровых предприятиях [Текст] / З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2014. – № 3. – С. 40-45.

13. Габзалилова, А.Х. Увеличение нагрузки на забой использованием на горизонтальном интервале стволов скважин винтообразных труб [Текст] / А.Х. Габзалилова, З.А. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции

в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 247-250.

14. Габзалилова, А.Х. Научно-методическое обоснование увеличения длины горизонтальных интервалов стволов скважин [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Габзалилова Альфира Хамитовна. – Уфа, 2012. – 151 с.

15. Габзалилова, А.Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении [Текст] / А.Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 193-198.

16. Габзалилова, А.Х. Осевая нагрузка на забой и на подъемный механизм в горизонтальной скважине с интервалами: вертикальным, набора зенитного угла и изменения азимута [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 198-203.

17. Мухтасарова, Э.А. К вопросу повышения адаптивности системы управления буровыми предприятиями нефтяной отрасли [Текст] / Э.А. Мухтасарова, З.А. Гарифуллина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3. – С. 28-35.

18. Мухтасарова, Э.А. Кризис духовных ценностей российского общества и новые ценностные ориентиры современной молодежи [Текст] / Э.А. Мухтасарова // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 76-80.

19. Самигуллина, Л.З. Аспекты когнитивной и идеографической характеристики как способ описания профессиональной терминосистемы (на материале русского, татарского, башкирского и английского языков) [Текст] / Л.З. Самигуллина // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2013. – № 1 (8). – С. 88-93.

УДК 622.276.054.23

**МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ СТАБИЛЬНОЙ РАБОТЫ УЭЦН
С ПОМОЩЬЮ СТАНЦИЙ УПРАВЛЕНИЯ
С ЧАСТОТНЫМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ (ЧП)
И ВЕНТИЛЬНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ (ВЭД)**

Ш.Г. Мингулов, А.В. Салимов, П.М. Малышев
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье исследована проблема стабильности работы УЭЦН. Установлены основные факторы, влияющие на эту проблему в современных условиях. Предложены варианты решения вопроса повышения эффективности эксплуатации УЭЦН.

Ключевые слова: динамический уровень, дебит, вентильный, погружной, электродвигатель, частотный, преобразователь.

UDC 622.276.054.23

**PUMPING SYSTEM WITH CONTROL STATIONS WITH VARIABLE
FREQUENCY DRIVER AND AC ELECTRIC MOTOR STABLE
OPERATION IMPROVING METHODS**

SH.G. Mingulov, A.V. Salimov, P.M. Malyshev
(*Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU*)

Annotation. The article studies the ESP operation stability problem. The main factors influencing this problem in modern conditions are outlined. Possible solutions to the issue of ESP operation efficiency improving are proposed.

Key words: dynamic level, flow rate, valve, submersible, electric motor, frequency, converter

Развитие нефтяной промышленности Российской Федерации в нынешнее время происходит с заметным ухудшением структуры запасов нефти, связанное с увеличивающейся выработкой высокодебитных залежей и эксплуатацией месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, при этом постоянно увеличивается парк УЭЦН, на долю которого приходится основная добыча нефти [1, 2, 3].

В ОАО «Сургутнефтегаз», как и во многих нефтяных компаниях, существует проблема качества и продолжительности вывода на постоянный режим. Для решения данных проблем необходимо применение новых технологий и технических средств [4, 5, 6]. Одним из решений данной проблемы является внедрение технологий эксплуатации скважин с регулируемым электроприводом, изменением скорости вращения насоса за счет изменения частоты переменного тока, питающего погружной электродвигатель (ПЭД).

В большинстве случаев, когда динамический уровень опускается до минимального уровня и когда напора насоса будет недостаточно для того, чтобы преодолеть гидростатическое давление в НКТ, насос прекращает выкачивать флюид, т.е. начинает работать в холостом ходу и происходит срыв подачи. Срыв подачи влечет за собой такие опасные последствия, как плавление кабеля, нарушение герметичности гидрозащиты, электропробой изоляции обмотки статора ПЭД.

Чтобы не допустить серьезных последствий в станциях управления (СУ) существует защита срыва подачи (ЗСП). Во многих случаях при срыве подачи потребляемая мощность оказывается ниже, чем в обычном режиме работы, поэтому задача ЗСП заключается в контроле потребляемого тока. Для предотвращения перегруза ЗПС вводят ограничения по производительности УЭЦН путем внедрения СУ с частотным преобразователем (ЧП) и вентильным электродвигателем (ВЭД), однако есть еще один способ, использование штуцеров, при котором увеличивается удельный расход электроэнергии и уменьшается период депарафинизационных работ [7, 8, 9].

В нынешнее время, в компании ОАО «Сургутнефтегаз» заметно выросло количество частотных преобразователей, решающих технологические задачи по уточнению потенциальной добычной возможности скважин вводимых в эксплуатацию после бурения, проведения ГРП в целях дальнейшего проведения оптимизации и замены электропогружной установки с производительностью соответствующей полученному в результате исследований притока из пласта.

Частотные преобразователи используются для запуска заклинившей установки методом изменения вращения в противоположных направлениях с различными настройками параметров привода и для достижения необходимой мощности электродвигателя насоса, за счет повышения напряжения, что изменяет рабочий ток и помогает насосу работать в ситуациях, когда увеличивается количество механических примесей, превышающее допустимую норму [8, 10, 11]. Может произойти так, что уровень в скважине снизится настолько, что напор насоса окажется недостаточным и произойдет срыв подачи. Ток ПЭД при этом начнет снижаться, но частотный преобразователь автоматически увеличит частоту для поддержания заданного значения тока. Из-за этого увеличится напор насоса, и срыва подачи не произойдет [12, 13, 14].

Для поддержания постоянного режима эксплуатации скважины наряду с ЧП применяют вентильные электродвигатели. ВЭД широко внедряется из-за более совершенных технических характеристик и рядом существенных достоинств, в сравнении с ранее применимым асинхронным двигателем. Работа ВЭД основана на принципе частотного регулирования с самосинхронизацией, работа которого заключается в управлении вектором магнитного поля статора в зависимости от положения ротора [15, 16, 17].

Эксперимент, проводился на Конитлорском месторождении скважины № 741. В 15:30 произошел срыв подачи. Было принято вывести скважину с поддерживающим параметром частоты, в результате так же сорвала подачу. Следует отметить, что спущенное оборудование не позволяет эксплуатировать скважину с данным притоком. Вследствие чего понадобилось использовать методику подбора НРХ оборудования, а так же оптимизации спущенного оборудования на СУ оборудованных ВЭД.

При помощи метода подбора напорно-расходной характеристики (НРХ) оборудования для скважины № 741 с притоком ($15\text{ м}^3/\text{сут}$) и Ндин (1450м) было решено использовать ЭЦН35-2450 или ЭЦН30-2400. Насосы с меньшим напором не подойдут для вывода скважины на постоянный режим работы, так как будет происходить срыв подачи [18].

Используя данную методику, мы можем правильно подобрать насос, а в случае, когда оборудование уже спущено, подобрать оптимальный, бесперебойный режим работы оборудования, тем самым добившись максимальной добычи нефти и стабильного режима работы. Так же, зная параметры скважины, мы можем определить целесообразность вывода скважины на постоянный режим работы [19, 20].

Положительный экономический эффект от применения ЧП и ВЭД, а так же предложенных методик вывода на режим достигается за счет сокращения

затрат, связанных с продолжительным выводом на режим и дополнительной добычи нефти. Можно отметить, что уменьшилось время затрачиваемое оператором для вывода нескольких скважин на режим, сократились затраты на транспортные расходы и увеличился экономический эффект за счет сокращения расходов на вывод скважин на режим за год.

Добиться бесперебойного режима работы скважин – основная задача технологической службы любого нефтегазодобывающего предприятия. Методы использования ЧП и ВЭД позволят оптимизировать работу добывающего фонда скважин и сократить время вывода скважин на режим [21]. Дополнительная добыча нефти приносит не только прибыль, но и дает большую уверенность в выполнении плановых показателей по добычи нефти. Внедряя новые методики и технологии добычи нефти, а так же модернизируя старые, нефтяная компания может долгое время поддерживать высокие темпы добычи, оставаясь в лидерах нефтегазовой промышленности, как среди российских, так и зарубежных компаний.

Список литературы

1. Фархутдинов, В.Ю. Пути решения устойчивости работы погружного оборудования на месторождениях, осложненных высоким газовым фактором [Текст] / В.Ю. Фархутдинов, Н.С. Кучко, Р.А. Нафикова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 60-65.

2. Исламов, И.М. Эффективность добычи нефти УЭЦН с вентильными электродвигателями на Арланском месторождении [Текст] / И.М. Исламов, Р.А. Нафикова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 44-48.

3. Нафикова, Р.А. Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях разработки месторождений [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 341-347.

4. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова, Л.М. Баязитова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.

5. Пат. 116856 Российская Федерация, МПК С 10 G 15/08. Установка переработки амбарных углеводородов [Электронный ресурс] / Нафикова Р.А.; патентообладатель Нафикова Резеда Абузаровна. – № 2011127973/15; заявл.

07.07.2011; опубли. 10.06.2012, Бюл. № 16. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

6. Габзалилова, А.Х. Увеличение нагрузки на забой использованием на горизонтальном интервале стволов скважин винтообразных труб [Текст] / А.Х. Габзалилова, З.А. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 247-250.

7. Габзалилова, А.Х. Научно-методическое обоснование увеличения длины горизонтальных интервалов стволов скважин [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Габзалилова Альфира Хамитовна. – Уфа, 2012. – 151 с.

8. Габзалилова, А.Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении [Текст] / А.Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 193-198.

9. Габзалилова, А.Х. Осевая нагрузка на забой и на подъемный механизм в горизонтальной скважине с интервалами: вертикальным, набора зенитного угла и изменения азимута [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 198-203.

10. Мухтасарова, Э.А. К вопросу повышения адаптивности системы управления буровыми предприятиями нефтяной отрасли [Текст] / Э.А. Мухтасарова, З.А. Гарифуллина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3. – С. 28-35.

11. Халимов, О.А. Добыча нефти штанговыми глубинными насосами на Илькинском месторождении [Текст] / О.А. Халимов, Н.А. Ворсина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 393-396.

12. Халимов, О.А. Оптимизация режима эксплуатации скважин установками штанговых насосов в Октябрьском цехе добычи нефти и газа № 1 нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть» [Текст] / О.А. Халимов, Н.А. Ворсина // Материалы 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. (Октябрьский, 22 апреля 2013 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 238-240.

13. Дагирманов, А.М. Эффективность применения УШГН в условиях Биавашского месторождения [Текст] / А.М. Дагирманов, Н.А. Ворсина // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 24 апреля 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 1. – С. 6-12.

14. Мухтасарова, Э.А. Кризис духовных ценностей российского общества и новые ценностные ориентиры современной молодежи [Текст] / Э.А. Мухтаса-

рова // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 76-80.

15. Самигуллина, Л.З. Аспекты когнитивной и идеографической характеристики как способ описания профессиональной терминосистемы (на материале русского, татарского, башкирского и английского языков) [Текст] / Л.З. Самигуллина // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2013. – № 1 (8). – С. 88-93.

16. Самигуллина, Л.З. Нормативные аспекты нефтегазовой терминологии [Электронный ресурс] / Л.З. Самигуллина // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 447-456. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

17. Самигуллина, Л.З. Опыт создания профессионального идеографического словаря-тезауруса [Текст] / Л.З. Самигуллина, А.Г. Шайхулов // Судьбы национальных культур в условиях глобализации: сборник материалов III Международной научной конференции (Челябинск, 26-27 марта 2015 г.) / под ред. М.Г. Смирнова. – Челябинск: Энциклопедия, 2015. – С. 390-395.

18. Ахметов, Р.Т. Итоговая аттестация и выпуск инженеров по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Р.Т. Ахметов, Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 132-137.

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

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

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

УДК 622.276

**ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ
КАК МЕТОД УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА
В УСЛОВИЯХ БИВАШСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Ш.Г. Мингулов, Д.М. Дагирманова, А.Л. Салимов, П.М. Малышев
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В данной статье рассмотрена проблема утилизации попутного

газа. Для условий Биавашского месторождения для утилизации ПНГ предложено водогазовое воздействие.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, водогазовое воздействие, утилизация попутного газа, факельное сжигание, загрязнение атмосферы.

UDC 622.276

**WATER-ALTERNATING-GAS INJECTION
AS A METHOD OF ASSOCIATED GAS UTILIZATION
ON THE BIAVASHSKOE FIELD**

SH. G. Mingulov, D.M. Dagirmanova, A.L. Salimov, P.M. Malyshev
(*Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU*)

Annotation. This article describes the problem of associated gas utilization. It was suggested to use water-alternating-gas injection for APG utilization on the Biavashskoe field.

Keywords: associated petroleum gas, water-alternating-gas injection, associated gas utilization, flaring, air pollution.

Повышение эффективности использования углеводородных ресурсов всегда являлось обязательной составляющей прогрессивного развития нефтегазового комплекса Российской Федерации, но один из таких ресурсов – попутный нефтяной газ – до недавнего времени рассматривался многими компаниями как побочный продукт производства и бесполезно сжигался на факелах. Ситуация стала меняться в 2007 году после ряда постановлений, направленных на стимулирование сокращения факельного сжигания ПНГ и достижение обязательного уровня эффективного использования нефтяного газа 95 %, однако Россия по-прежнему занимает лидирующие позиции в рейтингах по объему сжигаемого газа, а уровень полезного использования ПНГ по стране в целом не достиг необходимого значения [1, 2, 3]. Поэтому вопрос утилизации попутного газа все еще является актуальной проблемой нефтегазодобывающей отрасли.

Наиболее распространенными путями утилизации ПНГ являются его переработка, поставка потребителю и сжигание на собственные нужды (в котельных, печах, газотурбинных электростанциях и т.д) [4, 5, 6]. Качественно отличающийся способ использования ПНГ – закачка обратно в пласт – предполагает нанесение меньшего вреда экологии и возможность увеличения нефтеотдачи. На Биавашском месторождении часть попутного газа используется в качестве топлива путевого подогревателя ПП-1,6 для подогрева нефти и отопления жилых помещений, часть сжигается на факелах. Выброс загрязняющих веществ в атмосферу от факельной установки составляет 346,436 т/год при общем выбросе 374,386 т/год. Наибольшая масса выбросов приходится на оксид углерода [7, 8, 9].

Для увеличения уровня полезного использования ПНГ на месторождении предлагается применение водогазового воздействия. Эксперименты, проведенные на большом количестве кернового материала, показали, что наибольший положительный эффект дает водогазовое воздействие при соотношении объе-

мов воды и газа в диапазоне от 1:1 до 1:2. Обводненность продукции на Биавашском месторождении достигает 90–95%, количество газа, требующего утилизации, невелико. В пластовых условиях объемное соотношение газа к воде составляет около 0,03 к 1, что значительно меньше значения, требуемого для максимального технологического эффекта вытеснения [10, 11].

Эффективность применения водогазового воздействия рассчитывалась двумя методами: построением гидродинамической модели на секторе и аналитическим расчетом по методике В.Д. Лысенко. Для условий Биавашского месторождения методика В.Д. Лысенко была скорректирована: вместо изначальной закачки газа в пласт рассчитывалась закачка воды, так как на текущий момент продуктивные залежи месторождения значительно охвачены заводнением; совместная закачка воды и газа будет являться завершающей стадией, так как проводить ее планируется до завершения разработки. Кроме того, расчет разделили на несколько этапов, поскольку газовый фактор закачки будет меняться в зависимости от количества добытой нефти [12, 13, 14].

Сектор для гидродинамического моделирования был выбран из полномасштабной геологической модели. Была применена модель черной нефти с возможностью растворения газа. Такое упрощение допускается вследствие того, что закачиваемый газ используется в небольшом количестве и является попутным, продуктивные залежи месторождения не имеют газовых шапок, нефть является недонасыщенной: давление насыщения не превышает 4 МПа, пластовое давление составляет 15 МПа. Исходными данными для моделирования трехфазной фильтрации стали лабораторные эксперименты по совместной фильтрации воды и нефти.

Расчеты проводились с целью определения доли утилизации газа и увеличения коэффициента нефтеизвлечения [15, 16, 17]. Оба метода показали практически идентичные результаты: незначительные изменения профиля добычи, увеличение итогового значения КИНа приблизительно на 0,3 %, практически полная утилизация газа, отсутствие ощутимых прорывов газа к добывающим скважинам, небольшое увеличение газового фактора за счет увеличения газосодержания пластовой нефти вследствие растворения в ней эжектированного газа.

Таким образом, технология водогазового воздействия в условиях Биавашского месторождения даст пренебрежимо малый технологический эффект, однако метод следует признать полезным ввиду достижения практически 100 % утилизации газа [18, 19]. При реализации указанного мероприятия выбросы в атмосферный воздух от технологических объектов месторождения уменьшатся до 28,177 т/год.

Список литературы

1. Мигунова, С.В. Разработка и исследование технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты юрских залежей [Текст] / С.В. Мигунова, В.Г. Мухаметшин, З.Р. Хазигалеева. – СПб.: Профессионал, 2010. – 176 с.
2. Нафикова, Р.А. Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях раз-

работки месторождений [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 341-347.

3. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова, Л.М. Баязитова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.

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

5. Нафикова, Р.А. Особенности формирования компетенций при изучении дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции» [Текст] / Р.А. Нафикова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 149-154.

6. Ворсина, Н.А. Использование попутного нефтяного газа [Текст] / Н.А. Ворсина, А.В. Михайлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 142-147.

7. Ворсина, Н.А. Повышение эффективности подготовки нефти в НГДУ «Бавлынефть» [Текст] / Н.А. Ворсина, Т.М. Исмаилов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 148-154.

8. Усманова, Э.И. Применение ингибитора парафиноотложения СОН-ПАР-5403 для борьбы с АСПО в условиях Ишимбайского цеха добычи нефти и газа № 5 НГДУ «Ишимбайнефть» [Электронный ресурс] / Э.И. Усманова, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 88-92. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

9. Петрова, Л.В. Преддипломная практика бакалавров в техническом университете [Текст] / Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина, А.Х. Габзалилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 167-175.

10. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: дис. ... канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008.
11. Гарифуллина, З.А. Предприятия нефтяной отрасли как локомотив инновационного развития экономики России [Текст] / З.А. Гарифуллина, Р.Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 7. – С. 30-33.
12. Гарифуллина, З.А. Стратегические аспекты информационного менеджмента (на нефтеперерабатывающих предприятиях) [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 4. – С. 54-56.
13. Гарифуллина, З.А. Определение критериев успеха реализации it-проектов на предприятиях нефтяной отрасли с позиций теории функциональных систем [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 6. – С. 27-34.
14. Гарифуллина, З.А. К вопросу об экономической эффективности государственной политики в сфере экологизации нефтяной отрасли России [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 14-17.
15. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: автореф. дис. канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008. – 25 с.
16. Габзалилова, А.Х. Увеличение нагрузки на забой использованием на горизонтальном интервале стволов скважин винтообразных труб [Текст] / А.Х. Габзалилова, З.А. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 247-250.
17. Габзалилова, А.Х. Научно-методическое обоснование увеличения длины горизонтальных интервалов стволов скважин [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Габзалилова Альфира Хамитовна. – Уфа, 2012. – 151 с.
18. Габзалилова, А.Х. Об увеличении длины горизонтального или восстанавливающего интервала ствола скважины при бурении [Текст] / А.Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 193-198.
19. Габзалилова, А.Х. Осевая нагрузка на забой и на подъемный механизм в горизонтальной скважине с интервалами: вертикальным, набора зенитного угла и изменения азимута [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 198-203.

УДК 622.24

ВЛИЯНИЕ КОЛЕБАНИЙ РАСХОДА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА РАБОТУ ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ

Т.Н. Миннивалеев, Д.И. Сидоркин, А.Н. Миннивалеев
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В работе рассматривается вопрос влияния неравномерности давления и расхода промывочной жидкости на работу винтового забойного двигателя.

Ключевые слова: винтовой забойный двигатель, расход промывочной жидкости, амплитуда, колебания.

UDC 622.24

THE EFFECTS OF FLUCTUATIONS IN THE WASHING LIQUID TO WORK DOWNHOLE MUD MOTOR

T.N. Minnivalееv, A.N. Minnivalееv, D.I. Sidorkin
(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. In the article the question of influence of non-uniformity of pressure and flow of washing fluid to work downhole mud motor.

Keywords: screw downhole motor, the flow rate of the washing liquid, the amplitude of the oscillations.

Винтовой забойный двигатель является двигателем объемного типа. Приводимый в действие давлением циркуляции бурового раствора, двигатель передает энергию вращательного движения на долото с рассчитанными значениями крутящего момента и частоты вращения долота.

Двигатель является простым и надежным бурильным инструментом. В секцию двигателя входят только два основных компонента: статор и ротор. Они формируют ряд изолированных полостей таким образом, что при закачке в эти полости бурового раствора двигатель начинает вращение по часовой стрелке относительно статора.

В качестве промывочной жидкости используется вода или буровой раствор плотностью не более 1300 кг/м³с содержанием абразивных частиц до 1% по весу, крупностью не более 1мм и нефтепродуктов до 10%, при забойной температуре не более 100°С. Колебания давления и расхода промывочной жидкости также оказывают влияние на работу винтового забойного двигателя.

Уравнение моментов винтового двигателя по работе [1] определяется формулой:

$$M_T = M_{эф} + M_{р.п} + M_{ш}, (1)$$

где M_T – момент двигателя определяется функцией перепада давления;

$M_{эф}$ – эффективный момент;

$M_{р.п}$ – потери момента на трение в рабочей паре;

$M_{ш}$ – потери момента на трение в шпинделе.

Как известно, эффективный момент определяется зависимостью [1]

$$M_{эф} = M_0 P Det, (2)$$

где M_0 – удельный момент является функцией заходности ротора и параметра, представляющего собой отношение радиуса зуба зацепления к эксцентриситету;

D – расчетный диаметр, равный диаметру начальной окружности статора;
 e – эксцентриситет;
 t – шаг статора.

Перепад давления двигателя в свою очередь определяется зависимостью:

$$P = \alpha_p Q^2, \quad (3)$$

где Q – расход промывочной жидкости через двигатель;

α_p – коэффициент пропорциональности между расходом и давлением

Расход промывочной жидкости циркуляционной системы, обусловленный неравномерностью подачи бурового насоса, определяется:

$$Q = Q_{cp} + A_q \sin \omega t, \quad (4)$$

где A_q и Q_{cp} – соответственно амплитуда колебаний расхода промывочной жидкости и средний расход;

$\omega = 2\pi f$ – круговая частота.

Подставив (3) и (4) в (2) получим:

$$M_{эф} = M_0 \alpha_p (Q_{cp} + A_q \sin \omega t)^2 Det. \quad (5)$$

Из выражения (5) видно, что эффективный момент на валу двигателя находится в квадратичной зависимости от среднего расхода и амплитуды колебаний жидкости, что создает условия для появления колебательных процессов при бурении скважин. Динамичность работы двигателя усиливает колебание момента трения шпинделя, который зависит от расхода жидкости:

$$M_{ш} = \mu r_{cp} P_n = \mu r_{cp} (P_d - P_r), \quad (6)$$

где μ – коэффициент трения;

r_{cp} – средний радиус трения шпинделя винтов двигателя;

P_n – осевая нагрузка на шпиндель;

P_d – осевая нагрузка на долото;

P_r – гидравлическая нагрузка на шпиндель двигателя

Динамическая нагрузка долота и винтового двигателя определяется:

$$M_{ш} = \mu r_{cp} [P_{ст} + A_p \sin \omega_p t - \alpha_t \gamma (\alpha_p Q_{cp} A_q \sin \omega t) - G]. \quad (7)$$

Таким образом, вследствие неравномерной подачи буровым насосом промывочной жидкости постоянно меняется и угловая скорость и крутящий момент винтового забойного двигателя. Неравномерность частоты вращения винтового забойного двигателя, в свою очередь, может привести к увеличению динамических нагрузок, снижению запаса устойчивости и преждевременному износу гидродвигателя, появлению крутильных и продольных колебаний долота и бурильной колонны, снижению стойкости долота и др.

Список литературы

1. Абдюкова, Р.Я. Моделирование удара тарели клапана бурового насоса при ее посадке на село [Электронный ресурс] / Р.Я. Абдюкова, Н.Я. Багаутди-

нов, А.Н. Зотов // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 2. – С. 52-65. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

2. Габдрахимов, М.С. Исследование и оценка влияния неравномерности давления промывочной жидкости на работу бурового инструмента [Текст] / М.С. Габдрахимов, Т.Н. Миннивалеев, Р.М. Галимов / Экспозиция Нефть Газ. – 2013. – № 2 (27). – С. 65-67.

3. Гарифуллина, З.А. Подход к построению системы управления по целям на буровых предприятиях [Текст] / З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2014. – № 3. – С. 40-45.

4. Балденко, Д.Ф. Одновинтовые гидравлические машины [Текст]: в 2-х т. Т. 2: Винтовые забойные двигатели / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 470 с.

5. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин [Текст] / М.Т. Гусман [и др.]. – М.: Недра, 1981. – 232 с.

6. Караев, М.А. Гидравлика буровых насосов [Текст] / М.А. Караев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1983. – 208 с.

7. Миннивалеев, Т.Н. Результаты промысловых испытаний гидромеханического компенсатора давления промывочной жидкости [Текст] / Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 370-375.

УДК 622.276.6

ОБЗОР НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

И.Р. Мухамадеев

(Нефтесервисный холдинг «Таграс»)

Аннотация: Сделан краткий обзор освоенных методов освоения запасов высоковязкой нефти. Рассмотрено применимость технологий в различных условиях.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, высоковязкая нефть, технологии освоения.

UDC 622.276.6

OVERVIEW OF NEW TECHNOLOGIES FOR HIGH OIL RESERVES DEVELOPMENT

I.R. Mukhamadeyev

(Oilfield services holding «Tagras»)

Abstract: A brief review of the developed methods of heavy oil reserves exploration was made. The application of technologies in various conditions was studied.

Keywords: hard- recoverable reserves, heavy oil, the usage technology.

В настоящее время нарастает доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти в мировом и российском балансе запасов. Новые нефтяные месторождения, в основном, имеют осложненное геологическое строение, высоковязкие нефти, удалены от районов с развитой инфраструктурой (море, северные территории, болота и т. д.). Поэтому во всем мире существует настоятельная необходимость в расширении технических и технологических возможностей освоения ТРИЗ, в том числе высоковязких и тяжелых нефтей (ВВН и ТН). Это указывает на актуальность поиска энергоэффективных методов освоения запасов ВВН.

Известные методы разработки месторождений нефти обеспечивают конечный КИН до 0,25–0,45, и этого недостаточно для увеличения ресурсов извлекаемой нефти. То есть остаточные запасы (не извлекаемые промышленно освоенными методами разработки) могут достигать 75% от первоначальных геологических запасов нефти на месторождениях. Эта нефть представляет собой значительный резерв увеличения извлекаемых ресурсов с применением методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов [1-5]. Поэтому достижение более высокой степени извлечения нефти из продуктивных пластов, разрабатываемых месторождений, за счет использования прогрессивных технологий воздействия на пласты является важной задачей для нефтедобычи.

Наряду с известными (традиционными) термическими технологиями с применением вертикальных скважин (закачка пара, горячей воды, внутрипластовое горение) разработаны и уже применяются на промыслах ряда стран, в том числе России, новые технологии, основанные на использовании наклонных, горизонтальных и многоствольных скважин. На базе новых конструкций скважин созданы новейшие технологии выработки запасов тяжелых и битуминозных нефтей, основанные на эффекте гравитационного и теплового воздействия и регулирования величины нагрева вытесняющего агента [6-9].

Применяется технология для добычи тяжелой нефти, называемая методом SAGD (steam-assisted gravity drainage). Два горизонтальных ствола бурятся параллельно и находятся в одной плоскости близко друг от друга (7-10 м). В верхнюю скважину нагнетают пар, а из нижней ведется добыча. Эта технология успешно реализована на Ашальчинском месторождении в Татарстане [9]. Большие перспективы имеет технология Vapex (Vapour extraction), где для уменьшения вязкости нефти в вышерасположенную горизонтальную скважину производят нагнетание нагретого газообразного углеводородного растворителя [8].

Используются и другие новые методы, такие как внутрипластовое горение (ВГ) с использованием горизонтальных скважин, метод CP (Cold production), применение забойных катализаторов и растворителей. Технологию ТНАИ («Toe-to-Heel» Air Injection) зарубежные специалисты предлагают как новый технологический процесс добычи тяжелой и битуминозной нефти. Процесс объединяет преимущества известных термических технологий (ВГ, закачка пара) и горизонтальных скважин [9]. Лабораторные эксперименты показали возможность роста КИН до 0,85 от начальных балансовых запасов нефти с вязкостью от 0,05 до 100 Па·с. Процесс ТНАИ может реализовываться как на началь-

ной стадии разработки, так и при использовании иных новых технологий нефтеизвлечения.

Термические методы имеют ряд ограничений и недостатков, которые описаны в открытой печати, поэтому логично ограничивать их применение в конкретных случаях и улучшать их комплексированием с другими технологиями. Применяется технология смешивания на забое скважин вязкой нефти с закачиваемой более легкой жидкостью. Началось расширение применения волновых методов в последнее время. Одним из развивающихся методов является использование сейсмических импульсов. Этому способствовало создание специального оборудования [10].

Залежь углеводородов, содержит газожидкостную двухфазную среду, находящуюся в упругом состоянии в термобарических условиях пласта, она слоиста, при этом каждый слой имеет свою частоту. При совпадении амплитудно-частотных характеристик широкополосного источника возбуждения (импульс давления) с круговой частотой нелинейного осциллятора (продуктивная залежь) возникает эффект параметрического резонанса [11]. Была проанализирована реакция нефтенасыщенного коллектора на волновое воздействие [11]. Выявлено было, что существует возможность использования этого явления для стимулирования притока нефти и увеличения нефтеотдачи [11, 12]. Исследование совместного применения термического и физического воздействия на высоковязкие нефти показало улучшение реологических свойств нефти и перспективность таких методов [11]. Исследования [13, 14] показывают, что комплексирование воздействия ПАВ и ПИВ на месторождениях с ТрИЗ может быть рекомендовано для увеличения нефтеотдачи. Например, осуществлялось волновое воздействие с помощью гидравлического генератора на забое нагнетательной скважины, через которую ведется закачка горячей воды на Солдатском месторождении в Татарстане, это позволило существенно увеличить приемистость [15]. Поэтому методы воздействия на продуктивные пласты, основанные на комплексировании тепловых, и химических методов с импульсным и волновым воздействиями, учитывающие резонансные и иные отклики пластовой системы, могут интенсифицировать положительные физико-химические процессы, увеличивающие коэффициенты вытеснения и охвата пласта процессом фильтрации.

Каждый из методов в определенных геолого-технологических условиях позволяет достигать положительный результат. Таким образом, перспективными можно признать группу методов, комплексизирующих нестационарное (вариации различных волновых процессов) воздействие с химическим и/или термическим.

Список литературы

1. Инновационные технологии разработки месторождений высоковязкой нефти [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ю.А. Котенев, А.Ш. Мияссаров,

О.А. Пташко, Ш.Х. Султанов, Р.Р. Хузин, Н.И. Хузин // Энергетика. Энергосбережение. Экология. – 2011. – № 11 (Спецвыпуск). – С. 22-26.

2. Мухаметшин, В.В. Методические основы повышения эффективности разработки залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Мухаметшин Вячеслав Вячеславович. – Уфа, 2009. – 24 с.

3. Зейгман, Ю.В. Обобщение опыта заводнения залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с целью повышения эффективности воздействия на пласт [Текст]: учебное пособие / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 134 с.

4. Мухаметшин, В.В. О повышении успешности проведения солянокислотных обработок в условиях турнейских залежей высоковязкой нефти [Текст] / В.В. Мухаметшин // Проблемы нефтегазового дела: тезисы докладов международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском (Октябрьский, 27 октября 2006 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – С. 31-32.

5. Мухаметшин, В.В. О решении проблем заводнения залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах [Текст] / В.В. Мухаметшин // Записки горного института. – 2008. – Т. 174. – С. 50-52.

6. Анализ возможности применения методов увеличения нефтеотдачи на залежах высоковязкой нефти Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.Ш. Мияссаров, Н.И. Хузин, Р.Р. Хузин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 1 (91). – С. 22-30.

7. Поддержание пластовой температуры – инновационный подход при освоении трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Р.Р. Хузин, А.Ш. Мияссаров // Инновационные технологии в нефтегазовом комплексе: материалы Международной научно-практической конференции (Уфа, 23-29 ноября 2014 г.) / отв. ред. К.Ш. Ямалетдинова. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2014. – С. 18-22.

8. Байбаков, Н.К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений [Текст] / Н.К. Байбаков, А.Р. Гарушев. – 2-е изд. – М.: [б.и.], 1988. – 343 с.

9. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей [Текст] / Р.С. Хисамов, А.С. Султанов, Р.Г. Абдулмазитов, А.Т. Зарипов. – Казань: ФЭН, 2010. – 335 с.

10. Андреев, А.В. Геолого-технологическое обоснование низкочастотного воздействия на пласт с целью повышения коэффициента извлечения нефти [Текст] / А.В. Андреев // Современные наукоемкие технологии. – 2004. – № 2. – С. 139-140.

11. Ганиев, Р.Ф. Нелинейная волновая механика и технологии. Волновые и колебательные явления в основе высоких технологий [Текст] / Р.Ф. Ганиев, Л.Е. Украинский. – Изд. 2-е, доп. – М.: ИКИ: НИЦ «РХД», 2011. – 780 с.

12. Dubinsky G.S. About the response of fractal structures of fluid-saturated reservoir rocks under wave impact on them // The Collection of Scientific Papers.

The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences. Ron Bee & Associates. New York 2015. P. 51-56. DOI: 10.17809/06(2015)-06. – Режим доступа: http://archiv.gpscience.org/wp-content/uploads/2015/07/0415_ny51-56.pdf.

13. Максютин, А.В. Экспериментальные исследования реологических свойств высоковязкой нефти при упругом волновом воздействии [Текст] / А.В. Максютин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – № 5. – С. 4-8.

14. Максютин, А.В. Комплексная технология плазменно-импульсного и физико-химического воздействия на продуктивный пласт для интенсификации добычи нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / А.В. Максютин. – СПб., 2009. – 20 с.

15. Хузин, Н.И. Стимулирование работы скважин методом гидроразрыва пласта и волновым воздействием [Текст] / Н.И. Хузин, В.Ю. Бухарметов, Г.С. Дубинский // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2015. – Вып. 4 (9). – С. 236-242.

УДК 622.276.6

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ХИМИЧЕСКИМИ РЕАГЕНТАМИ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

И.Р. Мухамадеев

(Нефтесервисный холдинг «Таграс»)

Аннотация. Рассмотрено несколько технологий основанных на использовании реагентов-растворителей и кислотных растворов, содержащих специальные реагентные добавки. Отмечена эффективность комплексного воздействия.

Ключевые слова: химические реагенты, кислота, призабойная зона/

UDC 622.276.6

CHEMICAL PROCESSING OF BOTTOM HOLE FORMATION ZONE FOR INCREASED OIL RECOVERY

I.R. Mukhamadeyev

(Oilfield services holding «Tagras»)

Abstract: A number of technologies based on the use of reagents, solvents and acidic solutions containing special reagent additions were studied. The efficiency of complex impact was noted.

Keywords: chemicals, acid, bottom hole zone

Запасы высоковязких нефтей (ВВН) и природных битумов (ПБ) в мире составляют по разным оценкам 790-900 млрд. тонн и почти в два раза превышают запасы легких нефтей. В России запасы ВВН и ПБ оцениваются от 10 до 35 млрд. тонн. В России имеется значительный опыт разработки месторождений с ВВН и ПБ, в основном это крупные месторождения, такие как Гремихинское, Ромашкинское, Усинское, Ярегское и др.

В настоящее время проявляется интерес к небольшим месторождениям ВВН, в которых содержатся значительные запасы ценных углеводородов. Значительное количество залежей ВВН приурочено к Волго-Уральской НГП. Район имеет сложное геологическое строение. Геологический разрез представлен отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем. Нефтеносность большой группы залежей ВВН выявлена в отложениях верейского и бобриковского горизонтов; башкирского и турнейского ярусов. Как правило, по сложности геологического строения месторождения ВВН относятся к группе сложных. Большой частью, месторождения расположены на юго-западном склоне Южно-Татарского свода и содержат высоковязкую нефть. Для различных залежей вязкость нефти в пластовых условиях изменяется от 30 до 600-700 мПа·с.

Основной причиной высокой вязкости тяжелых нефтей считают высокое содержание в них смолисто-асфальтеновых компонентов (САК). При достижении некоторой концентрации САК резко изменяются реологические свойства, ощутимо проявляются структурно-механические свойства, возникающие из-за межмолекулярного взаимодействия САК с другими молекулами нефтяной дисперсной системы (НДС) [1, 2].

В России используется метод добычи высоковязкой нефти путем периодической закачки в призабойную зону пласта разжижителя и последующей его продавки отсепарированной нефтью, закачиваемой по затрубному пространству. Очевидно, что необходимы эффективные реагенты и технологии для осуществления такого метода поскольку использование традиционных методов воздействия на ПЗП соляно-кислотными растворами [3-8] не дает желаемых результатов.

В ряде скважин испытаны модификации комплексного реагента «АСПОР-1» [9], который обладает свойствами растворителя и ингибитора асфальто-смоло-парафинистых отложений. Есть три модификации реагента: марка «А» – для отложений с преимущественным содержанием парафинов; марка «Б» – для отложений с преимущественным содержанием асфальтенов; марка «В» – для смолистых отложений. Например, была обработана призабойная зона пласта (ПЗП) в скважине Ермаковского месторождения [2]. Скважина эксплуатирует два горизонта: бобриковский с терригенным коллектором и турнейский с карбонатным коллектором. В результате обработки дебит нефти увеличился более чем на 47 % и положительный эффект продолжался более 5 месяцев. Таким образом использование комплексного реагента-растворителя повышает эффективность работ по интенсификации добычи ВВН.

Гидрофобизация ПЗП помогает снять блокировку нефти водой в случае интенсивного водопритока. Этот способ воздействия на ПЗП позволяет интенсифицировать приток углеводородов из пласта в скважину [10]. Растворители и комплексные реагенты могут комплексоваться с кислотой, это увеличивает эффективность ОПЗ. Реагент удаляет пленку нефти с поверхности породы и кислота эффективно воздействует на матрицу пласта [11-15].

Таким образом, комплексные реагенты и композиции кислоты с реагентами эффективно увеличивают приток углеводородов из пласта.

Список литературы

1. Доломатов, М.Ю. Физико-химические основы направленного подбора растворителей асфальтосмолистых веществ [Текст] / М.Ю. Доломатов, А.Г. Телин, Н.И. Хисамутдинов. – М.: ЦНИИТЭНефтехим, 1991. – 47 с.
2. Техника и технология в нефтедобыче [Текст]: учебное пособие / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, Н.М. Ахметов, З.А. Куангалиев. – Атырау: Фигаро-Сервис, 2013. – Т. 2. – 196 с.
3. Моделирование и прогнозирование эффективности технологий стимуляции скважин глинокислотным воздействием на призабойную зону [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 117-130.
4. Анализ и адаптации технологий ограничения водопритока для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 131-136.
5. Баталов, Д.А. Математическое моделирование установки гелевых барьеров в призабойной зоне скважин [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, Г.С. Дубинский // Приоритетные научные исследования и разработки: сборник статей Международной научно-практической конференции в 3-х т. (Саратов, 13 февраля 2016 г.) / отв. ред. А.А. Сукиасян. – Уфа: ОМЕГА САЙНС, 2016. – Т. 3. – С. 176-179.
6. Мухаметшин, В.В. Обоснование технологических решений при проведении соляно-кислотных обработок (СКО) скважин [Текст] / В.В. Мухаметшин // Проблемы нефтегазового дела: тезисы докладов международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском 27 октября 2006 г. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – С. 30-31.
7. Мухаметшин, В.В. Геолого-технологическое обоснование повышения успешности соляно-кислотных обработок (СКО) скважин [Текст] / В.В. Мухаметшин // Актуальные проблемы нефтегазового дела: сборник научных трудов в 4-х т. (Октябрьский, 17-28 апреля 2006 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – Т. 2. – С. 83-87.
8. Мухаметшин, В.В. Адаптация соляно-кислотного воздействия на залежах в карбонатных коллекторах [Текст] / В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4. – № 1. – С. 127-131.
9. О применении растворителей при интенсификации добычи высоковязкой нефти из залежей Южно-Татарского свода [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Ду-

бинский, О.А. Пташко, Ю.А. Котенев, Р.Р. Хузин, А.Ш. Мияссаров, Н.И. Хузин // *Stredoevropsky vestnik pro vedu a vyzkum.* – 2015. – Т. 75. – С. 49.

10. Гидрофобизация коллектора как метод ограничения водопритока и увеличения дебита скважин [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, О.А. Пташко, Ю.А. Котенев, А.Ш. Мияссаров, Р.Р. Хузин // *Нефтесервис.* – 2011. – № 3. – С. 55-59.

11. Андреев, В.Е. Увеличение эффективности методов интенсификации добычи нефти применением композиционных составов регулирующего действия [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.В. Андреев // *Инновационные технологии в нефтегазовом комплексе: материалы Международной научно-практической конференции (Уфа, 23-29 ноября 2014 г.)* / отв. ред. К.Ш. Ямалетдинова. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2014. – С. 8-10.

12. Условия успешного применения солянокислотных обработок скважин [Текст] / В.Ш. Мухаметшин, М.А. Попов, А.М. Гончаров, Е.Г. Павлов // *Нефтяное хозяйство.* – 1990. – №9. – С.12-15.

13. Мухаметшин, В.В. Использование дискриминантного анализа для повышения успешности проведения воздействия на призабойную зону пласта [Текст] / В.В. Мухаметшин // *Проблемы нефтегазового дела: тезисы докладов международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском 27 октября 2006 г.* / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – С. 28-29.

14. Мухаметшин, В.В. Обоснование технологических решений при проведении соляно-кислотных обработок (СКО) скважин [Текст] / В.В. Мухаметшин // *Проблемы нефтегазового дела: тезисы докладов международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском 27 октября 2006 г.* / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – С. 30-31.

УДК 622.276

КИСЛОТНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Р.А. Нафикова, А.Ю. Кутузов

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Рассматривается технология проведения кислотного гидравлического разрыва низкопроницаемых пропластков, в которых остались запасы нефти. Рассмотрены кислота, жидкость разрыва, нефtekислотные эмульсии, гели.

Ключевые слова: карбонатные коллекторы, пористость, трещины, вязкость, каверны, пласт, эмульсия, скважина.

ACID FRACTURING IN CARBONATE RESERVOIRS

R.A. Nafikova, A.U. Kutuzov

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. Low permeable interlayers with the remaining stocks of oil acid hydraulic fracturing technology is described. Considered acid, breakdown agent, emulsion, gels.

Key words: carbonate reservoirs, porosity, cracks, viscosity, cavity, reservoir, emulsion, well.

На современном этапе на территории России более чем 150 местоскоплений углеводородного сырья сосредоточено в отложениях приуроченных к так, называемым, карбонатам [1, 2, 3]. Для повышения нефтеизвлечения из них в последнее время получил широкое распространение гидравлический разрыв пласта с использованием кислоты (КГРП). Условием для применения КГРП служит следующее: коллектор должен быть преимущественно трещиноватым и гетерогенным, иметь хорошую проницаемость [4, 5]. Так же КГРП можно применять в скважинах с высоким дебитом, где возможен вынос пропанта.

Кислотный ГРП проводится следующим образом.

В эксплуатационный пласт закачивают в качестве буфера – нейтральную жидкость, имеющую повышенную вязкость, которая заполняет обводнившиеся пропластки, не давая кислоте проникнуть в них. Далее под давлением, которое выше давления, при котором начинается разрыв пласта, закачивают раствор соляной кислоты. Она растворяет породу по всей глубине трещины в пропластках с худшей проницаемостью, которые ранее не участвовали в фильтрации. Важным является концентрация раствора кислоты. Кислота с высокой концентрацией позволяет уменьшить потери жидкости из пласта, потому что образуются новые каналы с улучшенной проводимостью [6, 7, 8].

После кислоты, технология КГРП предусматривает закачку кислотного геля для повышения области охвата. Кислотные гели – высокоструктурированные желеобразные системы. Присутствие высокомолекулярных элементов формирует полимерный трехмерный скелет придающий таким системам качества твердых тел – нетекучесть, возможность сохранения формы, крепость, а низкомолекулярные элементы заполняющие пространства скелета – возможность к деструкции [9, 10, 11]. Чаще всего, в качестве первых выступают получившие широкое распространение в нефтегазодобыче, особенно при решении вопросов повышения нефтеизвлечения – различные полимеры, которые дополнительно тормозят темп химической реакции, тем самым увеличивая область охвата пласта процессом, повышают микровязкость жидкости, что способствуют преодолению устойчивости породы к разрыву. Далее, для увеличения длины трещин, в пласт закачивается нефтекислотная эмульсия или пенокислота.

Нефтекислотными эмульсиями именуют эмульсии кислотного водного раствора в нефти при отношении фаз смеси соляная кислота/нефть с 40/60 вплоть до 60/40. Они обладают контролируемыми физико-химическими каче-

ствами в обширных пределах изменения показателей. Структурная устойчивость нефтекислотных эмульсий гарантируется слоями адсорбированных неосновательно-действующих элементов нефти, которые также содействуют большему воздействию кислотного раствора в глубину трещины и тормозит темп реакции кислоты с породой. Возможность повышения устойчивости регулируется изменением соотношений в водно-кислотных растворах, например с 0,5 до 3 дней при изменениях доли кислоты от 0,2 до 3 %.

Пенокислота обладает хорошей подвижностью пены, что позволяет ей доставить кислоту глубоко в пласт на значительные расстояния. Для приготовления пенокислоты используют азот, воздух и природный газ. В результате увеличивается производительность скважины [10, 12, 13].

При такой технологии нет потребности в применении расклинивающих материалов, потому что солянокислотный раствор формирует трещинно-хаотичную поверхность с выступами. Таким образом, создается система каналов, по которым движется пластовая жидкость. После реакции породы с соляной кислотой, образовавшиеся газ и вода без труда выносятся на поверхность после вызова притока, однако, процесс часто сопровождается образованием ржавчины, межфазового натяжения с углеводородными флюидами, завышенным темпом взаимодействия в условиях высокого насыщения водой интервалах и выпадением вторичных образований, формированием трудноразделимых смесей в пласте [14, 15].

Для повышения износостойкости используемого оборудования вводятся различные ингибиторы коррозии, которые имеют такие недостатки, как неоднозначность определения норм расхода, ограниченность времени их действия и взаимовлияние с другими добавками. Для снижения межфазового натяжения с углеводородами в кислоту добавляют различные растворители для увеличения глубины проникновения в пласт. Также применяются добавки против поглощения кислоты обводненными участками пласта, образования осадков и деэмульгаторы. Поэтому при планировании необходимо максимально учитывать факторы оказывающие влияние на течение процессов кислотного ГРП в совокупности с влиянием пластовых [16, 17].

Технология КГРП постоянно совершенствуется. Сегодня компанией Schlumberger разработана рецептура самоотклоняющейся кислоты с добавлением минеральных и полимерных волокон (MaxCO₃ Acid). Ее суть заключается в изоляции обводнившихся пропластков, за счет применением волокон, и улучшении фильтрации в низкопроницаемых. В течение нескольких дней волокна растворяются и вымываются пластовой жидкостью. Данная кислота применяется как в нагнетательных так и в добывающих скважинах. Эта технология хорошо подходит для пластов, залегающих на большой глубине и имеющих высокую температуру и давление.

Раствор MaxCO₃ Acid проходил испытания на месторождениях Катара, южной Мексики, Саудовской Аравии, Бразилии, Казахстана, Анголы, Канады, США, Кувейта и Каспии. В результате во всех скважинах наблюдалось увели-

чение дебита и его стабилизация. Также сократилось время очистки скважины до трех дней.

Список литературы

1. Бадамшина, А.Ф. Применение кислоты замедленного действия для повышения нефтеотдачи пласта в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Электронный ресурс] / А.Ф. Бадамшина, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 15-17. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

2. Ворсина, Н.А. Использование попутного нефтяного газа [Текст] / Н.А. Ворсина, А.В. Михайлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 142-147.

3. Ворсина, Н.А. Повышение эффективности подготовки нефти в НГДУ «Бавлынефть» [Текст] / Н.А. Ворсина, Т.М. Исмаилов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 148-154.

4. Усманова, Э.И. Применение ингибитора парафиноотложения СОН-ПАР-5403 для борьбы с АСПО в условиях Ишимбайского цеха добычи нефти и газа № 5 НГДУ «Ишимбайнефть» [Электронный ресурс] / Э.И. Усманова, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 88-92. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

5. Лапшин, В.Л. Увеличение продуктивности скважин в карбонатных коллекторах составами ДН-9010 на основе соляной кислоты [Текст] / В.Л. Лапшин, Р.А. Нафикова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 66-71.

6. Касимханов, Р.Р. Эффективность технологии стадийного проведения большеобъемных солянокислотных обработок [Текст] / Р.Р. Касимханов, Р.А. Нафикова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 52-57.

7. Петрова, Л.В. Преддипломная практика бакалавров в техническом университете [Текст] / Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина, А.Х. Габзалилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Меж-

дународной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 167-175.

8. Габзалилова, А.Х. Увеличение нагрузки на забой использованием на горизонтальном интервале стволов скважин винтообразных труб [Текст] / А.Х. Габзалилова, З.А. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 247-250.

9. Габзалилова, А.Х. Научно-методическое обоснование увеличения длины горизонтальных интервалов стволов скважин [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Габзалилова Альфира Хамитовна. – Уфа, 2012. – 151 с.

10. Габзалилова, А.Х. Об увеличении длины горизонтального или восстанавливающего интервала ствола скважины при бурении [Текст] / А.Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 193-198.

11. Габзалилова, А.Х. Осевая нагрузка на забой и на подъемный механизм в горизонтальной скважине с интервалами: вертикальным, набора зенитного угла и изменения азимута [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 198-203.

12. Мухтасарова, Э.А. К вопросу повышения адаптивности системы управления буровыми предприятиями нефтяной отрасли [Текст] / Э.А. Мухтасарова, З.А. Гарифуллина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3. – С. 28-35.

13. Мухтасарова, Э.А. Кризис духовных ценностей российского общества и новые ценностные ориентиры современной молодежи [Текст] / Э.А. Мухтасарова // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 76-80.

14. Самигуллина, Л.З. Аспекты когнитивной и идеографической характеристики как способ описания профессиональной терминосистемы (на материале русского, татарского, башкирского и английского языков) [Текст] / Л.З. Самигуллина // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2013. – № 1 (8). – С. 88-93.

15. Самигуллина, Л.З. Нормативные аспекты нефтегазовой терминологии [Электронный ресурс] / Л.З. Самигуллина // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 447-456. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

16. Самигуллина, Л.З. Опыт создания профессионального идеографического словаря-тезауруса [Текст] / Л.З. Самигуллина, А.Г. Шайхулов // Судьбы национальных культур в условиях глобализации: сборник материалов III Меж-

дународной научной конференции (Челябинск, 26-27 марта 2015 г.) / под ред. М.Г. Смирнова. – Челябинск: Энциклопедия, 2015. – С. 390-395.

17. Ахметов, Р.Т. Итоговая аттестация и выпуск инженеров по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Р.Т. Ахметов, Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 132-137.

УДК 622.276

РЕКОНСТРУКЦИЯ ДНС «СТАХАНОВО» ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СБОРА И ТРАНСПОРТА НЕФТИ В НГДУ «ТУЙМАЗЫНЕФТЬ»

Р.А.Нафикова, Л.Р. Баязитова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Статья посвящена вопросам повышения эффективности подготовки нефти при использовании дожимной насосной станции. Особое внимание уделено требованиям эксплуатации и принципу действия ДНС-436. Рассмотрены различные варианты реконструкции ДНС с целью обеспечения технологического режима эксплуатации. Проведена оценка эффективности предложенных мероприятий.

Ключевые слова: нефть, дожимная насосная станция, сепаратор, попутный газ, подогреватель.

UDC 622.276

RECONSTRUCTION OF BPS «STAKHANOVO» TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF OIL IN NGDU «TUymAZYNEFT» COLLECTION AND TRANSPORTATION

R.A. Nafikova, L.R. Bayazitova

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. The article is devoted to the issues of oil treatment efficiency improving when using the booster pump station. Special attention is paid to the operation requirements and DNS-436 operation principles. Various alternatives for the DNS reconstruction to provide the technological mode of operation are considered. An evaluation of the proposed activities effectiveness is given.

Key words: Oil, booster pump station, separator, associated gas, heater.

Основными компонентами продукции нефтяных скважин являются нефть, газ и вода, содержание которых колеблется в широких пределах. Добытая продукция быть собрана и подготовлена. Универсальной системы сбора не существует в силу особенностей каждого месторождения: размещения скважин, объемы добычи нефти, физико-химические свойства пластовых жидкостей, природно-климатические условия.

Система сбора и подготовки продукции скважин Стахановского место-

рождения расположена на территории Туймазинского района Республики Башкортостан и должна отвечать следующим требованиям:

- соответствие требованиям нормативных документов по транспорту, надежности и экологической безопасности;
- обеспечение замера продукции каждой скважины для выбора необходимого оборудования и контроля над процессом разработки;
- обеспечение непрерывной добычи и сбора продукции скважин;
- герметизация на всем пути движения эмульсии и промысловой подготовки нефти и воды;
- обеспечение безопасных условий труда;
- обеспечение возможности автоматического или ручного отбора проб [1, 2].

Дожимная насосная станция 436 ОЦДНГ-3 НГДУ «Туймазанефть» (далее по тексту ДНС-436, год ввода в эксплуатацию 1956) входит в состав системы сбора и подготовки НГДУ «Туймазанефть». Станция предназначена для накопления газов и жидкостей, находящихся под давлением в приемнике, служащих для снижения колебаний давлений в трубопроводной сети [3, 4, 5].

На ДНС-436 поступает нефть девонских и угленосных пластов с Стахановского, Тумбарлинского, Абдуловского месторождений в объеме:

нефть – 310–340 т/сут;

жидкость – 1190–1230 куб.м /сут.;

обводненность продукции – 70–80%;

объем сепарируемого газа – 2900 куб. м/сут.

В процессе работ по поддержанию добычи нефти проведенных в 2015 году изменились объемы добычи. Поступление продукции на станцию увеличилось в среднем на 25 %, стало поступать:

нефти – 557 т/сут;

жидкости – 1620 куб. м /сут.;

обводненность продукции – 70–80%;

объем сепарируемого газа – 5180 куб. м/сут.

Это привело к снижению пропускной способности ДНС-436 по газу, и увеличению в процессе эксплуатации линейного давления $P_{\text{лин}}$.

В состав ДНС-436 входит основное технологическое оборудование: нефтегазовые сепараторы объемом 100 м³, нефтегазовый сепаратор – 200 м³, емкость дренажная – 14 м³, две установки для дозирования реагента (БР-2.5), насосы 9 МГр, подогреватель ПП-0,63, газовые сепараторы объемом 2 м³.

Продукция скважин поступает пятью потоками в нефтегазовые сепараторы. Из нефтегазовых сепараторов разгазированная нефть через узел учета поступает на насосы и откачивается по нефтепроводу в НСП «Самсык». Нефтегазовый сепаратор объемом 200 м³ является аварийным. Газ, отделившийся в сепараторах, по газопроводу направляется на КС «Самсык». Газовые сепараторы не участвуют в технологическом процессе и подключаются только при аварийном снижении давления в нефтегазовых сепараторах. В отопительный период газ направляется на подогреватель ПП-0,63.

Сброс с предохранительных клапанов насосов осуществляется в дренажную емкость. При достижении верхнего уровня жидкость с дренажной емкости откачивается по нефтепроводу в НСП «Самсык». Для разрушения водонефтяной эмульсии на входе ДНС-436 производится подача деэмульгатора СНПХ-4460 с удельным расходом 45 г/т.

Уровень использования попутного нефтяного газа в настоящее время установлен на 95 %. Максимальная добыча жидкости ожидается в 2018 г. и составит 360,6 ($Q_n=93,7$ тыс.т/год, $Q_r=1,5$ млн м³/год). Максимальный объем добычи нефти и газа ожидается в 2015 г. и составил 105,0 тыс. т/год и 1,8 млн м³/год соответственно. В связи с чем, для приведения в соответствие с правилами и нормами рекомендуется предусмотреть реконструкцию ДНС-436 [6, 7, 8].

Предлагается сепарацию нефти проводить в две ступени в последовательно обвязанных емкостях, объемом 100 м³ и 200 м³ соответственно (для улучшения процесса сепарации нефти);

- очистку газа от капельной жидкости проводить в емкости Е-1, объемом 100 м (для исключения попадания капельной жидкости в газовый трубопровод).

- для снижения вязкости и улучшения процесса сепарации нефти обвязать существующий путевой подогреватель ПП-0,63 содной емкостью перед другой.

- для возможности прокачки жидкости через путевой подогреватель и не поднимать давление на входе установки предлагается расконсервировать циркуляционный насос;

- подачу деэмульгатора перенести с выкида насоса на вход установки (перед емкостью обвязанной с подогревателем);

Вывод: в результате проведения расчета подогревателя по тепловой нагрузке получилось, что требуемая тепловая мощность для нагрева потока сырья расходом 68,75 т/ч от 10°C до 40°C составляет 906716 МДж/ч с расходом газа 0,182 м³/ч. Тепловая мощность аппарата составляет 0,63×10⁶ ккал/ч) [9, 10], значит, можно заключить, что для осуществления оптимального режима нагрева сырья подогреватель будет работать при нагрузке равной около 35%, что позволит обеспечить снижение кинематической вязкости жидкости при температуре 50°C до 45,6 10⁻⁶ м²/с и увеличить потребление газа.

В результате потребления ПНГ для работы путевого подогревателя на ДНС-436 мы обеспечим транспортировку всего объема газа из-за снижения давления в газопроводе [5, 11]. Соответственно, снизится давление в аппаратах ДНС, что в свою очередь, приведет к более полному отбору газа на отдаленных объектах и уменьшению содержания газа в нефти, поступающей на УПН «Самсык».

Также для обоснования предлагаемых мероприятий рассчитаем давление в трубопроводе и возможность использования насоса ЦНС-60 для обеспечения технологических норм эксплуатации ДНС-436.

Согласно полученным расчетным путем параметрам существующие два

насоса 9МГр с подачей 26,4 м³/час обеспечат напор и подачу для обеспечения работы ДНС-36 в требуемом технологическом режиме [12, 13, 14].

Таблица 1 – Калькуляция капитальных затрат

Наименование объектов и работ	Строительные работы	Монтажные работы	Оборудование	Прочие затраты	Всего
Подготовка территории строительства, тыс. руб.	66,94	-	-	-	66,94
Основные объекты строительства, тыс. руб.	-	1502,68	12262,74	-	13765,42
Теплоизоляция емкости, тыс. руб.	-	118,24	-	20,79	139,03
Благоустройство и озеленение территории, тыс. руб.	133,47	-	-	-	133,47
Временные здания и сооружения, тыс. руб.	145,21	282,59	-	-	427,8
Прочие работы и затраты, тыс. руб.	1912,36	1481,58	-	1490,02	4883,96
Проектные и изыскательские работы, тыс. руб.	-	-	-	618,56	618,56
Итого	2257,98	3385,09	12262,74	2129,37	20035,18

Согласно расчетам обоснованы следующие мероприятия по реконструкции станции «Стаханово».

Для снижения рабочего давления внешней откачки жидкости с ДНС-436 необходимо:

- перенести точку подачи деэмульгатора с выхода насосов на входную гребенку ДНС;
- произвести подбор эффективного деэмульгатора для разрушения водонефтяной эмульсии;
- на существующей ПП-063 провести ТО. Определить состояние и фактическую технологическую схему ПП, наличие и возможность подключения незадействованного (параллельного) контура в технологический процесс для организации прямого нагрева поступающей на ДНС жидкости;
- произвести обвязку ПП-0,63 технологическими трубопроводами;
- произвести теплоизоляцию емкости Е-3 для снижения тепловых потерь;
- для снижения пульсаций, исключения рисков искусственного повыше-

ния дисбаланса поступления жидкости из системы сбора необходимо обеспечить постоянное давление 1-1,5 атм в емкостном оборудовании ДНС;

- организовать врезку на газопроводе ДНС 436 – УПС Бишинды – УПН «Самсык» участок ПК 249+23 – ПК 253+52 для установления наличия конденсата, выявления причин штуцирования.

При повторных случаях накопления конденсата, росте $P_{\text{лин}}$ принять решение об установке на данном участке УСК (конденсатосборника) [15, 16].

На проведение реконструкции потребуются затраты в сумме 20 305,18 тыс. рублей. Расчет показал, что дисконтированный срок окупаемости капиталовложений при реализации проекта составит один месяц, при этом за 5 лет прибыль составит 518660 тыс. рублей [17, 18].

Список литературы

1. Петрова, Л.В. Преддипломная практика бакалавров в техническом университете [Текст] / Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина, А.Х. Габзалилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 167-175.

2. Ворсина, Н.А. Использование попутного нефтяного газа [Текст] / Н.А. Ворсина, А.В. Михайлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 142-147.

3. Ворсина, Н.А. Повышение эффективности подготовки нефти в НГДУ «Бавлынефть» [Текст] / Н.А. Ворсина, Т.М. Исмаилов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 148-154.

4. Габзалилова, А.Х. Увеличение нагрузки на забой использованием на горизонтальном интервале стволов скважин винтообразных труб [Текст] / А.Х. Габзалилова, З.А. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 247-250.

5. Габзалилова, А.Х. Научно-методическое обоснование увеличения длины горизонтальных интервалов стволов скважин [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Габзалилова Альфира Хамитовна. – Уфа, 2012. – 151 с.

6. Габзалилова, А.Х. Об увеличении длины горизонтального или восстанавливающего интервала ствола скважины при бурении [Текст] / А.Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 193-198.

7. Габзалилова, А.Х. Осевая нагрузка на забой и на подъемный механизм в горизонтальной скважине с интервалами: вертикальным, набора зенитного угла и изменения азимута [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 198-203.

8. Мухтасарова, Э.А. К вопросу повышения адаптивности системы управления буровыми предприятиями нефтяной отрасли [Текст] / Э.А. Мухтасарова, З.А. Гарифуллина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3. – С. 28-35.

9. Мухтасарова, Э.А. Кризис духовных ценностей российского общества и новые ценностные ориентиры современной молодежи [Текст] / Э.А. Мухтасарова // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 76-80.

10. Самигуллина, Л.З. Аспекты когнитивной и идеографической характеристики как способ описания профессиональной терминосистемы (на материале русского, татарского, башкирского и английского языков) [Текст] / Л.З. Самигуллина // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2013. – № 1 (8). – С. 88-93.

11. Самигуллина, Л.З. Нормативные аспекты нефтегазовой терминологии [Электронный ресурс] / Л.З. Самигуллина // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 447-456. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

12. Самигуллина, Л.З. Опыт создания профессионального идеографического словаря-тезауруса [Текст] / Л.З. Самигуллина, А.Г. Шайхулов // Судьбы национальных культур в условиях глобализации: сборник материалов III Международной научной конференции (Челябинск, 26-27 марта 2015 г.) / под ред. М.Г. Смирнова. – Челябинск: Энциклопедия, 2015. – С. 390-395.

13. Ахметов, Р.Т. Итоговая аттестация и выпуск инженеров по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Р.Т. Ахметов, Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 132-137.

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

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

16. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: ав-

тореф. дис. канд. экон. наук / З.А. Гарифуллина. – М., 2008. – 25 с.

17. Гарифуллина, З.А. К вопросу об экономической эффективности государственной политики в сфере экологизации нефтяной отрасли России [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 14-17.

18. Гарифуллина, З.А. Предприятия нефтяной отрасли как локомотив инновационного развития экономики России [Текст] / З.А. Гарифуллина, Р.Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 7. – С. 30-33.

УДК 622.276.72

ИССЛЕДОВАНИЯ СОСТАВА ОТЛОЖЕНИЙ, ОБРАЗУЮЩИХСЯ НА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОМ ОБОРУДОВАНИИ

А.Н. Низовитин, В.В. Коновалов, Е.Э. Татарина
(ФГБОУ ВО СамГТУ)

Аннотация. Изучены образцы отложений, образующихся на внутрискважинном оборудовании. Определен элементный полуколичественный состав механических примесей и неорганических солей. Исследован качественный и количественный минералогический состав механических примесей и неорганических солей. Установлен компонентный состав асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

Ключевые слова: механические примеси, неорганические соли, АСПО, рентгенодифрактометрический анализ, рентгенофлуоресцентный анализ.

UDC 622.276.72

RESEARCH OF DEPOSITS FORMED FOR OILFIELD EQUIPMENT

A.N. Nizovitin, V.V. Konovalov, E.E. Tatarinova
(Samara State Technical University (SSTU))

Annotation. Studied sediment samples generated on downhole equipment. Detected semi quantitative elemental composition of mechanical impurities and inorganic salts. Qualitative and quantitative mineralogical composition mechanical impurities and inorganic salts. The components of the asphaltene-resin-paraffin sediments.

Key words: mechanical impurities, inorganic salts, asphaltene-resin-paraffin sediments, XRD, XRF.

Образование отложений на нефтепромысловом оборудовании вызывает осложнения в работе скважин, а также снижение эффективности работы насосных установок [2, 8]. Процесс образование этих отложений зависит главным образом от таких факторов, как состав нефти, свойства нефти, условия эксплуатации скважинного оборудования. Образующиеся отложения, как правило, представляют собой сложную смесь, состоящую из водорастворимых и нерастворимых солей, механических примесей (продукты коррозии, песок, глина и др.), водно-нефтяных эмульсий, АСПО и воды [4, 5, 9]. Для подбора наиболее эффективных методов борьбы с отложениями необходима наиболее полная и достоверная информация об их компонентном составе.

Целью данной работы было определение качественного и количественного, элементного и минералогического состава неорганических отложений, и компонентного состава АСПО. Образцы отложений, были отобраны с внутрискважинного нефтепромыслового оборудования Куликовского месторождения Самарской области.

Для определения состава механических примесей и неорганических солей применяли рентгенодифрактометрической и рентгенофлуоресцентный методы анализа. Съемку дифрактограмм проводили с помощью рентгеновского дифрактометра «ARL X`TRA» на излучении $\text{CuK}\alpha$ ($\lambda=1,5406\text{\AA}$). Для расшифровки дифрактограмм были использованы: картотека ASTM и рентгенометрический определитель минералов [3,7]. Определение элементного состава отложений проводили с использованием рентгенофлуоресцентного анализатора (Shimadzu, EDX-800HS). Режим регистрации: коллиматор – 10 мм, родиевая трубка, охлаждающий агент – жидкий азот, температура детектора – минус 176°C ; среда – вакуум (давление 30 Па).

По результатам рентгенофазового анализа в составе механических примесей и неорганических солей были диагностированы в основном такие минералы как: кварц, галит, ангидрит, гипс и кальцит.

Методом рентгенофлуоресцентного анализа было установлено, что основными элементами, входящими в состав отложений, являются кремний, железо, сера, кальций, калий и алюминий. В меньших количествах в пробах содержатся цинк, медь, марганец, титан и фосфор.

Анализ АСПО был проведен комплексом физико-химических методов [1, 6] в следующей последовательности: определение содержания воды, определение содержания механических примесей и неорганических солей, определение содержания легких углеводородных компонентов, асфальтенов, смол, парафина и масел. Усредненный количественный состав компонентов, содержащихся в АСПО приведен в табл. 1.

Таблица 1 – Количественный состав АСПО

Компоненты АСПО	Содержание в АСПО, % масс.
Вода	7,4
Механические примеси и соли	53,3
Асфальтены	0,9
Силикагелевые смолы	3,5
Парафины	5,1
Масла	20,4
Легкие углеводороды	9,4
Итого	100,0

Для отдельных компонентов АСПО были выполнены дополнительные исследования: например, для парафинов, с помощью реометра Modular Compact Rheometer MCR52 (Anton Paar GmbH), определяли температуры плавления.

Таким образом, исследования состава отложений показали, что изученные образцы имеют высокое содержанием механических примесей и неорганических солей, представленных преимущественно кварцем, галитом, гипсом и кальцит. АСПО относятся к парафиновому типу.

Список литературы

1. ГОСТ 11851-85. Методы определения парафинов. – М.: [б.и.], 1985.
2. Техника и технология добычи нефти и газа ОАО «Самаранефтегаз» [Текст] / Г.Г. Гиладев, С.И. Стрункин, И.Н. Пупченко, А.Ф. Исмагилов С.А. Козлов. – Самара: Издательский дом «Нефть. Газ. Новации», 2014. – 528 с.
3. Гинзбург, А.И. Методы минералогических исследований [Текст]: справочник / А.И. Гинзбург. – М.: Недра, 1985. – 480 с.
4. Гумеров, К.О. Исследование физических свойств водонефтяных дисперсных систем в процессе их движения через погружные центробежные насосы [Текст] / К.О. Гумеров, Ю.В. Зейгман, О.А. Гумеров // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 4. – С. 73-76.
5. Кащавцев, В.Е. Солеобразование при добыче нефти [Текст] / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. – М.: Орбита-М, 2004. – 432 с.
6. Маркин, А.Н. Нефтепромысловая химия [Текст]: практическое руководство / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
7. Михеев, В.И. Рентгенометрический определитель минералов [Текст] / В.И. Михеев. – М.: ГНТИЛ по геологии и охране недр, 1957. – 835 с.
8. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях [Текст] / М.Н. Персиянцев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с.
9. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов [Текст] / В.В. Рагулин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2001. – № 5. – С. 33-36.

УДК 622.276

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПРИБСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Л.В. Петрова, Р.Р. Галиев, Р.Р. Биктимиров, А.Ф. Камалеева
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Приобское месторождение, входящее в состав компании «Роснефть - Юганскнефтегаз», причисляется к одним из крупных нефтяных месторождений России. Особое внимание уделяется основным достоинствам и характеристикам месторождения. Проанализированы характерные особенности месторождения и вытекающие осложнения при добыче нефти. На основе проведенного анализа выявлены решения по устранению осложнений на Приобском месторождении.

Ключевые слова: Приобское месторождение, нефть, особенности, осложнения, заводнение.

UDC 622.276

GEOLOGICAL - TECHNICAL STUDY PRIOBSCOYE FIELD

L.V. Petrova, R.R. Galiev, R.R. Biktimirov, A.F. Kamaleeva

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. The Priobskoye field is a part of the «RN -Yuganskneftegaz» company, and which is thought to be one of the major oil fields in Russia. We focus on the major advantages and characteristics of the field. The characteristics of the field and the resulting complications during oil production were analyzed. On the basis of the conducted analysis solutions to eliminate complications at the Priobskoye field were found.

Keywords: Priobskoye field, oil, advantages, complications, flooding.

Одной из ведущих нефтедобывающих компаний является ООО «Роснефть-Юганскнефтегаз». Крупнейшее предприятие в составе ОАО «НК «Роснефть». История предприятия началась в 1961 году с открытия Усть-Балыкского нефтяного месторождения. По официальным данным накопленная добыча компании составляет 2,143 млрд. тонн нефти. По данным за 2015 год было добыто 62,4 млн. тонн, что составляет 12 % всей нефтедобычи России.

На сегодняшний день ведутся работы по разведке и разработки легендарных месторождений таких, как Приобское, Мамонтовское, Малобалыкское, Правдинское. Текущие извлекаемые запасы месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» оцениваются в 1,9 млрд тонн [1]. Каждое месторождение обладает большим потенциалом, но особый научно-практический интерес представляет Приобское месторождение, так является одним из самых крупных и занимает первую позицию по среднесуточной добыче в России.[2]

Основные геолого-физические характеристики Приобского месторождения: глубина залегания продуктивных пластов 2400 – 2600 м; пластовая температура 88–90°C; проницаемость коллекторов – низкая; нефть нафтенового ряда, парафинистая и малосмолистая; вязкость пластовой нефти 1,4 – 1,6 мПа*с.

Приобское нефтяное месторождение удаленное, труднодоступное, 80% территории которого находится в пойме реки Обь и почти всегда подвергается затоплению в паводковый период. Месторождению присуще сложное геологическое строение песчаных тел по площади и разрезу. Для коллекторов характерны низкая проницаемость и песчанистость.

Приобское месторождение характеризуется сложным строением продуктивных горизонтов как по площади, так и по разрезу. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения указывает на то, что невозможно освоить месторождения без активного вмешательства на продуктивные пласты коллектора и без использования методов интенсификации добычи. [3]

Эффективный метод освоения продуктивных пластов, заводнение, следует применять с учетом рентабельности технологических решений. Нулевой эффективности может способствовать набухание глинистых составляющих породы, засорения коллектора примесями, выпадением осадков солей в пористой среде при химическом взаимодействии нагнетаемой и пластовой воды [4].

Щелочное заводнение не используется из-за того, что коллектора Приобского месторождения представлены преимущественно глинистыми агрегатами. И взаимодействие с глинистым материалом может привести к набуханию глин, к снижению проницаемости, а также к разрушению породы.

Из-за низких фильтрационных характеристик коллекторов данного месторождения, применение эмульсионных систем может быть критичным, так как создаваемые эмульсиями фильтрационные сопротивления в низкопроницаемых коллекторах приведут к резкому уменьшению приемистости нагнетательных скважин и снижению темпов отбора нефти [5].

Гидроразрыв пласта (ГРП) на Приобском месторождении является наиболее продуктивным, так как после проведения данного метода увеличивается не только добыча, но и извлекаемость нефти [6]. Этот метод на Приобском месторождении начал применяться с 2006 года [7]. За последние несколько лет дополнительная добыча нефти за счет ГРП составила более 44% [8].

Анализ существующих методов интенсификации добычи нефти показывает, что в качестве основного метода стимулирования добывающих скважин Приобского месторождения следует рекомендовать ГРП. [9] Наиболее эффективным методом восстановления приемистости нагнетательных скважин является кислотная обработка призабойной зоны скважины. [10]

Список литературы

1. Состояние трубопроводной системы ОАО «Роснефть – Юганскнефтегаз» в Мамонтовском регионе [Текст] / В.Л. Мазлов, Р.И. Сулейманов, В.А. Петров, А.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 71-76.
2. Гуторов, А.Ю. Типовые технологические процессы в теории разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебное пособие / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 81 с.
3. Гуторов, Ю.А. Влияние геодинамических процессов протекающих на нефтяных месторождениях в поздней стадии эксплуатации [Текст] / Ю.А. Гуторов, Л.В. Петрова // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2005. – № 6. – С. 109-110.
4. Петров, В.А. Устройство для измерения обводненности скважинной продукции [Текст] / В.А. Петров, С.Р. Хамматов, Л.В. Петрова // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 24 апреля 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 83-87.
5. Влияние комплексной технологии на эффективность нефтеотдачи плас-

та [Электронный ресурс] / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов, Л.В. Петрова, Р.А. Нафикова, А.В. Герасимова // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1. – С. 302 (373 Kb). – Режим доступа: <http://www.science-education.ru>.

6. Хафизов, Р.А. Гидравлический разрыв пласта для снижения риска увеличения обводненности скважины [Текст] / Р.А. Хафизов, В.А. Петров, Л.В. Петрова // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 24 апреля 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 1. – С. 163-172.

7. Влияние фронта нагнетаемых вод на эффективность гидроразрыва пласта [Электронный ресурс] / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Э.Ю. Юсифов, Н.Г. Каримова, Л.В. Петрова, А.Р. Сафиуллина // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1. – С. 319 (168 Kb). – Режим доступа: <http://www.science-education.ru>.

8. Применение поинтервального гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ООО «Лукойл-Западная Сибирь» [Текст] / Р.Н. Халимов, Э.М. Альмухаметова, И.Н. Халимов, Н.Х. Габдрахманов, Л.В. Петрова, Р.Я. Нугаев, Р.Х. Хазипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4 (98). – С. 56-63.

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

10. Макосина, С.Б. Эффективность солянокислотной обработки пород призабойной зоны пласта скважин Шкаповского месторождения НГДУ «Ишимбайнефть» [Текст] / С.Б. Макосина, Л.В. Петрова // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 24 апреля 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 1. – С. 223-229.

УДК 622.276

МЕТОД НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ С ИЗМЕНЕНИЕМ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ

Л.В. Петрова, И.И.Фаррахов

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

С. Монтейро

(Plus Petrol, Кабинда, Р. Ангола)

Аннотация. В данной статье рассматриваются гидродинамические методы воздействия на пласт с целью интенсификации отборов нефти. Одним из методов является метод нестационарного заводнения с изменением фильтраци-

онных потоков. Изменение фильтрационных потоков достигается циклическим воздействием на пласт.

Ключевые слова: Нестационарное заводнение, фильтрационные потоки, интенсификация, отбор нефти, циклическое воздействие.

UDC 622.276

METHOD OF NON-STATIONARY WATER FLOODING WITH CHANGE OF FILTRATION FLOWS

L.V. Petrova, I.I. Farrahov
(*Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU*)

C.Monteiro
(*Plus Petrol*)

Annotation. Hydrodynamic stimulation methods in order to intensification of oil withdrawal are considered in this article. One of methods is the method of non-stationary water flooding with change of filtrational flows. Change of filtrational flows is achieved by cyclic influence on the formation.

Keywords: non-stationary water flooding, filtrational flows, intensification, oil withdrawal, cyclic influence.

С каждым годом мировое потребление нефти на нашей планете возрастает и в связи с этим все нефтедобывающие страны сталкиваются с проблемой более эффективной добычи нефти и нефтепродуктов. На данный момент эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов находится на довольно низком уровне и считается неудовлетворительной. По различным оценкам, средняя конечная нефтеотдача по мировым регионам и странам составляет от 20 до 40%.

Например, в странах Южной и Юго-Восточной Азии нефтеотдача пластов колеблется в районе 20-25%, в РФ и странах СНГ в пределах 30-40%, в США на уровне 30-35%. В результате не извлеченными остаются от 60 до 80% общих геологических запасов нефти.

Поэтому весьма актуальными являются задачи применения новых способов добычи, которые бы позволили значительно увеличить нефтеотдачу пластов, находящихся на стадии разработки, из которых уже имеющимися промышленными методами извлечь оставшиеся запасы нефти и нефтепродуктов не представляется возможным. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий, выполненных на различных месторождениях, показал, что наибольший эффект обеспечивается за счет применения радикальных методов глубокого воздействия на пласт и призабойную зону скважин, таких, как гидравлический разрыв пласта [1-8]. Кроме ГРП широко внедрены химические методы воздействия на призабойную зону пласта [9, 10].

С помощью гидродинамических методов можно увеличить коэффициент извлечения нефти до 60%. Гидродинамические методы можно применять повсеместно. Однако, полнота охвата заводнением и коэффициент извлечения нефти резко снижается при увеличении неоднородности пласта (вследствие то-

го, что неравномерно продвигающийся фронт пласта оставляет за собой непромытые зоны). В таких случаях применяют методы нестационарного заводнения.

Суть этих методов заключается в искусственном создании в пласте нестационарного давления. Это достигается отбором жидкости или изменением давления нагнетания. В результате в пласте проходят волны повышения и понижения давления. Малопроницаемые участки пласта обладают низкой пьезопроводностью, поэтому скорость перераспределения давления в них значительно ниже, чем в высокопроницаемых. Поэтому между ними возникают различные по знаку перепады давления, обуславливающие вытеснение.

Направленное изменение фильтрационных потоков проводят путем изменения режимов работы отдельных групп добывающих и нагнетательных скважин с целью ускорения продвижения водонефтяного контакта по тем линиям движения, по которым он до этого продвигался медленно, и наоборот, замедления его перемещения в других направлениях.

Специалисты называют это «полосканием пласта». Бывают кратковременные (≈ 15 суток) и долговременные (процесс останавливают только на зимнее время) воздействия. Этот метод эффективен в неоднородных пластах, на первых этапах разработки. По исследованиям ТатНИПИ, увеличение коэффициента охвата заводнением после применения метода:

- 1) для девона – 5%;
- 2) бобриковский горизонт (неоднородность которого выше) – 16%;
- 3) турнейский ярус – 21%;
- 4) вирей-башкирский ярус – 45%.

После применения метода также отмечалось увеличение дебита нефти и снижение дебита воды. Эмпирическим путем получены:

- оптимальная частота смены циклов,
- длительность периодов в цикле.

Рабочая частота возрастает с увеличением пьезопроводности. По мере продвижения фронта вытеснения продолжительность циклов должна увеличиваться, а частота – уменьшаться.

Направленное изменение фильтрационных потоков неразрывно связано с циклическим воздействием на пласт. Однако оно приводит и к дополнительному эффекту, связанному с вымыванием нефти из областей пласта, где до изменения направлений потоков градиенты давления и скорости фильтрации были низкими.

Список литературы

1. Шакурова, А.Ф. Исследование и совершенствование методики оптимизации разработки нефтяной залежи гидроразрывом пласта [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / А.Ф. Шакурова. – Уфа, 2011. – 26 с.
2. Шакурова, А.Ф. Исследование параметров, влияющих на эффективность ГРП в условиях Ромашкинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 1. – С. 17-19.
3. Влияние ориентации и протяженности трещины ГРП на коэффициент

извлечения нефти и плотность сетки скважин [Текст] / И.В. Владимиров, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский, В.В. Васильев // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 79-81.

4. Шакурова, Ал.Ф. Определение экономической целесообразности применения технологии гидравлического разрыва пласта в низкопроницаемой зоне пласта [Электронный ресурс] / Ал.Ф. Шакурова, Ай.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 2. – С. 254-261. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

5. Шакурова, А.Ф. Влияние качества цементирования заколонного пространства на эффективность ГРП [Текст] / А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 11. – С. 40-42.

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

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

8. Диагностический анализ вопроса эффективности проведения гидравлического разрыва пласта [Текст] / И.Г. Фаттахов, П.М. Малышев, Ай.Ф. Шакурова, Ал.Ф. Шакурова, А.Р. Сафиуллина // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2. Ч. 27. – С. 6023-6029.

9. Гидравлические потери в околоскважинной зоне пласта при кислотной обработке поровых коллекторов [Текст] / Ай.Ф. Шакурова, Р.А. Янтурин, А.Ш. Янтурин, К.Р. Низамов, В.Ф. Мерзляков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 1 (87). – С. 11-17.

10. Шакурова, Ай.Ф. К вопросу о возможности прогноза продуктивности добывающих скважин при изменении приемистости близлежащих нагнетательных после проведения СКО [Текст] / Ай.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 2. – С. 16-19.

UDC 622.69

PIPELINE RENOVATION IN ANGOLA'S OIL AND GAS FIELDS

L. Petrova, Kakinda Adelcio A.V

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. This article discusses the renovation and improvements of new pipelines in Angola's Oil and Gas fields. It also discusses the use of new technologies applied in this field of study in order to prevent sudden rust, wearing and blockages in pipelines thus increase production rate in oil fields to meet the increasing demand of oil and gas in the country, hence boosting economic growth. The author also suggests that there ought be construction of additional from new fields to production

sites and refineries with modern equipment in order to boost the production of Oil and Gas in Angola. The innovation and infusion of state of the art oil and gas equipment, drilling bits and oil rigs are also suggested by the author to help boost production rate and increase the quality of oil products in Angola.

Keywords: renovation, pipelines, boost, drilling bits, blockages, rust, wearing, oil , rigs , construction, production rate, economic growth, infusion.

It is reported that many engineers suffer first degree burns and even lost their lives due to accidents caused by spillage of hot fluids flowing through worn-out pipelines in the southern oil and gas fields in Angola. Also, blockages caused by lumps of sand and stone particles led to this sudden disaster. At present, the backbone of the economy is the oil industry and the government had to respond quickly to this problem by calling for replacement of all worn-out pipelines with state of the art pipelines [1, 2, 3].



Picture 1 – This picture shows one of the rusted and punctured pipelines from the Southern Oil and Gas fields in Angola and a modern hard coated geothermal pipeline from Enbridge Inc.to replace it

It is reported that due to these faulty pipelines, looters make their way with this precious black gold as they steal from the residue of oil in the punctured pipeline and sell them cheaply in the market, causing the government to lose lots of money and the government had to respond to this issue with immediate effect [4, 5].

Newly Installed Pipelines.

The Angolan government had to sit with oil and gas engineers and stake holders across the country to help resolve this issue. The conclusion made was that all the old pipelines had to be replaced with anti-rust fire-proof pipelines spanning over 50km from the oil and gas fields to the refinery and production site. After hours of consultation and deliberation Enbridge Inc [6, 7, 8]. (One of the World's leading pipeline production and operation companies) in USA took the challenge.

Picture 2 and 3; shows tons of rust-proof and fire-proof hard coated pipelines installed by Enbridge Inc. in Angola's Oil and Gas fields in Luanda [9, 10].

The renovation and replacement of the old pipelines with modern geothermal

hard coated pipelines from Enbridge Inc. USA has brought a lot of relief to both engineers and the government [11, 12].



Picture 2 – Engineers positioning the hard coated Enbridge pipelines



Picture 3 – Engineers installing a brand new pipeline from Enbridge Inc. USA in Angola oil field in Luanda

These pipelines, according to engineers, have the ability to resist any level of external force due to its hard external coats. This will prevent any form of vandalism from looters in local areas. Also the internal part of the pipes is lined with smooth geothermal material to withstand high liquid or fluid temperatures from wellbores and also prevent rust and blockages from solid particles coming from the well. Already, the government has installed new pipelines also on the offshore rigs thus to prevent

any future accidents [13, 14, 15]. The replacement of these new pipelines has helped increased oil production in oil fields in North of Luanda and Kwanza from 65- 200 thousand barrels/day. Many stakeholders and foreign oil companies are signing contracts with the government to use their state of the art drilling equipment to help explore Angola's rich gas and oil fields thus providing jobs, boosting the economy and lives of the people of Angola.

Conclusion

Angola has experienced a very poor economic breakdown these recent years due to defects in its pipelines [16, 17, 18]. The Ministry of Energy and the government's decision to invest in the replacement all these broken pipelines, with the support of foreign investors and companies like Enbridge Inc. has gone a long way to restore the country back on the map of production [19, 20]. These newly installed pipelines from Luanda offshore fields to refineries in Kwanza has gone a long way to prevent vandalism and has helped boost the production of oil and gas from 65000 bpd to 200000 bpd making Angola one of the leading producers of oil and gas in Africa.

Список литературы

1. Nafikova, R.A. Exploitation of oil in Benin and problems: Krake wells [Text] / R.A. Nafikova, K.V. Dari, N.D. Nketa // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 249-254.

2. Нафикова, Р.А. Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях разработки месторождений [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 341-347.

3. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова, Л.М. Баязитова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.

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

5. Нафикова, Р.А. Особенности формирования компетенций при изучении дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции» [Текст] / Р.А. Нафикова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник науч-

ных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 149-154.

6. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 169-174.

7. Нафикова, Р.А. Влияние вязкости нефтяного шлама на эффективность его переработки на промыслах [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 1. – С. 118-120.

8. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 137 с.

9. Ворсина, Н.А. Использование попутного нефтяного газа [Текст] / Н.А. Ворсина, А.В. Михайлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 142-147.

10. Ворсина, Н.А. Повышение эффективности подготовки нефти в НГДУ «Бавлынефть» [Текст] / Н.А. Ворсина, Т.М. Исмаилов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 148-154.

11. Усманова, Э.И. Применение ингибитора парафиноотложения СОН-ПАР-5403 для борьбы с АСПО в условиях Ишимбайского цеха добычи нефти и газа № 5 НГДУ «Ишимбайнефть» [Электронный ресурс] / Э.И. Усманова, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 88-92. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

12. Ворсина, Н.А. Применение композиции на основе нефелина для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст] / Н.А. Ворсина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 68-73.

13. Петрова, Л.В. Преддипломная практика бакалавров в техническом университете [Текст] / Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина, А.Х. Габзалилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 167-175.

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

15. Гарифуллина, З.А. Предприятия нефтяной отрасли как локомотив ин-

новационного развития экономики России [Текст] / З.А. Гарифуллина, Р.Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 7. – С. 30-33.

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

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

18. Гарифуллина, З.А. Подход к построению системы управления по целям на буровых предприятиях [Текст] / З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2014. – № 3. – С. 40-45.

19. Гарифуллина, З.А. Определение критериев успеха реализации it-проектов на предприятиях нефтяной отрасли с позиций теории функциональных систем [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 6. – С. 27-34.

20. Гарифуллина, З.А. К вопросу об экономической эффективности государственной политики в сфере экологизации нефтяной отрасли России [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 14-17.

УДК 622.276.53

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ ГАЗА

О.Н. Рудь, Н.Ю. Хохлова
(ФГБОУ ВО СамГТУ, Самара)

Аннотация. В статье рассмотрена работа ЭЦН в условиях повышенного содержания газа. Приведен алгоритм определения содержания свободного газа на приеме насоса. Даны рекомендации по уменьшению содержания свободного газа.

Ключевые слова: газ, газосепаратор, нефть, погружной центробежный насос, газовый фактор.

UDC 622.276.53

OPERATION OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP IN CONDITIONS OF HIGH GAS CONTENT

O.N.Rudi, N.Y. Khokhlova
(Samara State Technical University (SSTU))

Annotation. This article is about of electrical centrifugal pump in conditions of high gas content. We made an algorithm of free gas calculation at the pump intake. We made recommendations to reduce the content of free gas.

Keywords: gas, gas separator, oil, electric submersible pump, gas factor.

Основным способом добычи нефти является механизированный способ с применением установки погружных центробежных насосов. На работу УЭЦН оказывает влияние много осложняющих факторов, основным из них, является наличие свободного газа.

ЭЦН обычно работают с потоком, содержание свободного газа в котором на приеме насоса составляет до 25%. Перед эксплуатацией скважин с высоким газовым фактором необходимо знать данные по скважине и нефтяного флюида: внутренний диаметр обсадной колонны, глубину чистой скважины, уровень дыр перфорации, внутренний диаметр НКТ, газовый фактор, дебит на данный момент, статическое и динамическое давление, плотность жидкости, температура на забое, обводненность, желаемый дебит и т.д. Определить содержание свободного газа на приеме. Исходя из этого, выбрать газосепаратор.

При падении давления на приеме ниже давления насыщения происходит выделение свободного газа из нефтяного флюида. Если объем свободного газа на приеме достигает 10%, то можно использовать вихревой газосепаратор, который удаляет свободный газ из добываемого флюида, выводя в затрубное пространство (не допускает циклическую работу установки, возникновение газовой пробки и кавитацию), что обеспечивает стабильную нагрузку на электродвигателе и увеличивает продолжительность эксплуатации системы.

Во многих условия содержание газа в растворе R_s и давление насыщения P_b бывают неизвестны. Если давление насыщения неизвестно, его можно определить из соотношения Стэндингса:

$$P_b = 244,75 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0,83} \times \frac{10^{0,001638(T)}}{10^{1,76875/p}} \right]$$

R_s – газ в нефтяном флюиде; T – температура на забое;

γ_g – плотность газа; p – плотность нефти.

Если содержание газа не определено в лабораторных испытаниях, то можно предположить, что газовый фактор (ГФ) является мерой содержания газа в растворе при давлении насыщения.

Зная коэффициент продуктивности (КП) или зависимость притока от содержания газа и глубины установки насоса, можно определить давление на приеме. Имея результат отношения давления на приеме к давлению насыщения и значению газового фактора (ГФ), можно определить ГФ газа, оставшегося в нефтяном флюиде.

$\frac{\text{Давление на приеме}}{\text{Давление насыщения}} \times \text{ГФ в растворе при давлении насыщения} = \text{ГФ остатка газа.}$

ГФ свободного газа на приеме – это разница между общим ГФ и ГФ остаточного газа в растворе. Для определения содержания свободного газа на приеме необходимо перевести все фазы жидкости в одни и те же единицы.

B_g – это коэффициент объема газа, используемый для перевода газа в мЗ, для сравнения с мЗ воды и нефти: $B_g = 0,467 \frac{ZT}{P}$, где Z – коэффициент сжимаемости газа; T – забойная температура; P – давление на приеме.

B_g используется для учета свободного газа. Для учета газа в растворе на приеме используется B_o – объемный коэффициент пласта.

$$B_o = 0,972 + 0,000147 F^{1,175}, \text{ где } F = R_s(5,615) \frac{(\gamma_g)^{0,5}}{\gamma_o} + 2,25(T) + 40.$$

Если пренебречь влиянием температуры на воду, можно принять во внимание жидкости в различных стадиях:

воду, нефть (в резервуаре), газ в растворе (на приеме), свободный газ

Процентное содержание свободного газа можно найти:

$$\% \text{ своб. газа} = \frac{\text{м}^3 \text{ своб газа}}{(\text{м}^3 \text{ воды}) + (\text{м}^3 \text{ нефти} \cdot B_o) + (\text{м}^3 \text{ своб газа})}.$$

Рабочие характеристики газосепараторов используются для определения влияния повышенного содержания газа на работу насоса.

Если содержание газа при желаемом уровне дебита превышает 10%, то можно комбинируя приведенные ниже методы, понизить этот процент: устанавливая насосы на максимальную глубину, увеличивая давление на приеме; при работе системы ниже линий перфорации использовать кожух или, вихревой газосепаратор; использовать регулятор частоты и т.д.

Список литературы

1. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений [Текст] / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
2. Техника и технология добычи нефти и газа [Текст] / И.М. Муравьев [и др.]. – М.: Недра, 1971. – 496 с.
3. Прохоров, А.Д. Выбор трубопроводного транспорта [Текст] / А.Д. Прохоров, А.Е. Сощенко, А.М. Шаммазов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 440 с.
4. Тетельмин, В.В. Энергия нефти и газа [Текст] / В.В. Тетельмин. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 440 с.
5. Щуров, В.И. Техника и технология добычи нефти [Текст]: учебник / В.И. Щуров. – 2-е изд., стер. – М.: Альянс, 2005. – 510 с.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ФОНДА СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННОГО ВЫНОСОМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ, НА АРДАТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.И. Сабитова, А.Ю. Давыдов

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье рассмотрены условия эксплуатации скважин Ардатовского месторождения установками УШСН. Предложено применение устройства сбора механических примесей. Дано экономическое и технологическое обоснование предложенного решения.

Ключевые слова: Ардатовское месторождение, установка скважинного штангового насоса, устройство сбора механических примесей.

UDC 622.276

**IMPROVING THE EFFICIENCY OF OPERATION OF WELLS,
COMPLICATED BY THE REMOVAL OF MECHANICAL IMPURITIES,
ARDATOVSKOYE FIELD OF OIL**

A.I. Sabitova, A.Y. Davydov

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. The article considers the conditions of the wells Ardatovsky field settings ASSN. The proposed use of the device for collecting mechanical impurities. Given the economic and technological viability of the proposed solution.

Keywords: Ardatovskoye field of oil, sucker rod pump, the device for collecting mechanical impurities.

Ардатовское нефтяное месторождение открыто в 1977 г. Расположено оно в пределах двух административных районов РБ – северной части Туймазинского и юго-западной части Шаранского, в пределах Тюменянской разведочной площади. На основании данных можно сделать вывод о том, что месторождение находится на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой степенью обводненности скважинной продукции. Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 1987 г., в последующем в результате обводнения скважин добыча нефти неуклонно снижалась.

Собрана информация по скважинам, оборудованным УШСН, с выполненными лабораторными анализами на содержание механических примесей в добываемой жидкости. Критерием для отбора скважин служило наличие мехпримесей в добываемой жидкости с весовой концентрацией более 1,3 г/л.

Для борьбы с механическими примесями в ТЦДНГ № 3 применяют следующие технические устройства:

- щелевой фильтр;
- устройство сбора механических примесей (УСМП).

Рассмотрим скважинный штанговый насос, содержащий рабочую пару плунжер – цилиндр с установленными в них соответственно нагнетательным и всасывающим клапанами и связанный с приемом насоса фильтр, выполненный в виде перфорированного цилиндра с установленной под ним цилиндрической емкостью. Отличительной особенностью является то, что фильтр снабжен пружинными центраторами, установленными на концевых участках перфорированного цилиндра, а полость цилиндрической емкости гидравлически сообщена с затрубным пространством посредством отверстий, выполненных в ее верхней части, на нижнем торце цилиндрической емкости размещен приемник шлама, выполненный в виде усеченного конуса, причем большее основание конуса соответствует диаметру пружинных центраторов, а меньшее основание сопряжено с цилиндрической емкостью.

Устройство сбора механических примесей (УСМП) – более новая разработка, успешнее справляющаяся с проблемой повышенного содержания мехпримесей в добываемой скважинной продукции. Устройство устанавливается при текущем ремонте, время установки 30 минут. Схема установки скважинного штангового насоса, оборудованного устройством сбора механических примесей, показана на рисунке 1.

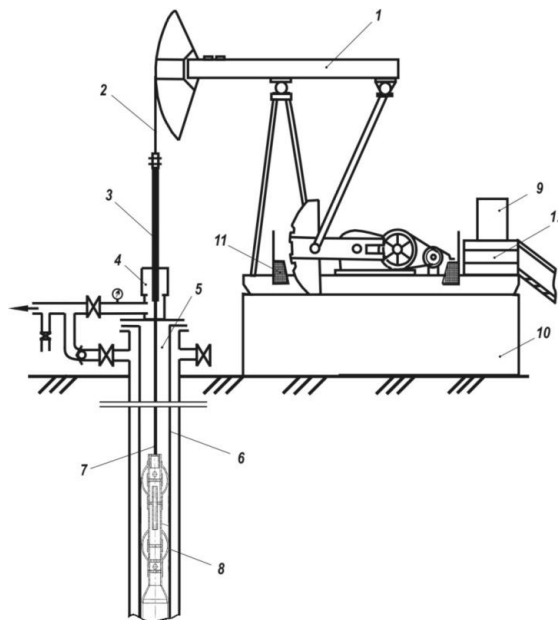


Рисунок 1 – Схема установки скважинного штангового насоса:

1 – привод скважинного штангового насоса; 2 – канатная подвеска; 3 – устьевой шток; 4 – сальниковое устройство; 5 – устьевая арматура; 6 – колонна НКТ; 7 – колонна штанг; 8 – скважинный штанговый насос; 9 – станция управления; 10 – фундамент; 11 – ограждение; 12 – рабочая площадка

Произведен расчет размеров контейнера для сбора мехпримесей во время эксплуатации насоса для устройства сбора механических примесей, применяемых на Ардатовском месторождении. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета размеров контейнера для сбора мехпримесей

Параметр	Обозначение	Значение для скважины № 621
Масса мехпримесей, кг	$M_{мп}$	483,84
Объем контейнера, м ³	V	0,22
Длина контейнера, м	I	7,29

После внедрения устройства сбора механических примесей дополнительная добыча нефти составляет 246,61 т. Экономическая эффективность от предлагаемого мероприятия характеризуется увеличением межремонтного периода

скважин, приростом добычи нефти, снижением себестоимости, а также увеличением прибыли предприятия и производительности труда. В результате внедрения УСМП на скважине дополнительно добыто 206,08 т нефти, экономический эффект составил 1789,84 тыс. руб.

Таблица 2 – Результаты расчета технологического эффекта от внедрения устройства сбора механических примесей

Параметр	До мероприятия	После мероприятия
МРП, сут.	216	419
Дебит жидкости $q_{ж}$, т/сут.	6,3	6,9
Дебит нефти $q_{н}$, т/сут.	2,3	2,99
Масса мехпримесей Ммп, кг	483,84	763,84
Дополнительная добыча нефти, тонн	-	246,61

Таким образом, предложенное решение является экономически эффективным и его можно внедрять не только с технологической, но и с экономической точки зрения.

Список литературы

1. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана [Текст] / К.С. Баймухаметов [и др.]. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 358 с.
2. Еникеев, В.Р. Проект доработки Ардатовского месторождения [Текст] / В.Р. Еникеев, Г.Г. Насыров. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1987. – 242 с.
3. Камалетдинов, Р.С. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями [Текст] / Р.С. Камалетдинов, А.Б. Лазарев // Инженерная практика. – 2010. – № 2. – С. 6-12.

УДК 696.2(031)

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ГАЗИФИКАЦИИ ЮЖНЫХ РЕГИОНОВ РК

М.Ж. Сексенбай

(Республика Казахстан, г. Тараз, Таразский государственный университет им. М.Х.Дулати)

Аннотация. В данной статье рассмотрены состояние и перспективы развития газификации южных регионов РК. Вопросы повышения надежности распределительных систем газоснабжения и решение социальных проблем населения региона.

Ключевые слова: природный газ, уровень газификации, магистральный газопровод, подземное хранилище, прогнозные объемы потребления, модернизация газораспределительных сетей.

UDC 696.2(031)

SOME ASPECTS OF GASIFICATION THE SOUTHERN REGIONS OF KAZAKHSTAN

M.J. Seksenbaev

(The Republic of Kazakhstan , Taraz , Taraz State University . M.H.Dulati)

Abstract. This article considers the state and the prospects of the Kazakhstan southern regions gasification development. The gas supply distribution systems reliability enhancement and the social problems of the region solution of issues are studied.

Key words: natural gas, gasification level, gas-main pipeline, subsurface storage, consumption volume forecast, gas distribution network modernization.

В настоящее время Республика Казахстан по запасам газа в мировом рейтинге занимает 15 место, а доля в общемировых запасах газа по статистическим данным составляет порядка 1,1%.

Разведанные запасы природного газа, с учетом новых открытых месторождений на Каспийском шельфе, и утвержденные Государственной комиссией по запасам, составляет порядка 3,7 трлн куб. м, в том числе: растворенного газа – 2,4 трлн куб. м и свободного газа – 1,3 трлн куб. м, потенциальные и прогнозные ресурсы по газу достигают 6-8 трлн куб. м, что связано с активным освоением казахстанского шельфа Каспия.

Основная часть газовых ресурсов в Казахстане сосредоточена на крупных разрабатываемых или подготовленных к разработке месторождениях, в том числе нефтяных – Тенгизское, Толкын, Кашаган, Королевское (Атырауская область), газоконденсатных – Карачаганак (Западно-Казахстанская область), Жанажол, Урихтау (Актюбинская область) и других.

Значительная часть ресурсов природного газа сосредоточена в Атырауской области – примерно 43% , затем в Мангистауской – 29%, далее в Западно-Казахстанской – 19%, и в Актюбинской области – 5%, в Жамбылской области – 4% .

Наиболее крупными предприятиями по добыче природного газа являются: «Karachaganak Petroleum Operating B.V., КРО» (48%), СП ТОО «Тенгизшевр-ойл» (24,4%), АО «СНПС-Актобемунайгаз» (9,8%), «Толкыннефтегаз» (4,2%), АО «Разведка Добыча «Казмунайгаз» (3,7%), СП «Казгермунайгаз» (1,9%), АО «Мангистаумунайгаз» (1,3%) и АО «Амангельды Газ» (1,1%)

На территориях Казахстана для транспортировки природного газа построены 10 магистральных газопроводов: 1. САЦ (Средняя Азия – Центр); 2. Макат – Сев. Кавказ; 3. Жанажол – Актобе; 4. Бухара – Урал; 5. Окарем – Бейнеу; 6. Карталы – Рудный 7. Газли –Шымкент; 8. Казахстан – Китай; 9. БГР – ТБА;

10. Амангелды – КС-5; Вдоль этих магистральных газопроводов построены 22 компрессорные станции, 3 подземных газохранилищ, распределение газа к потребителям осуществляется 122 ГРС. Общая протяженность магистральных газопроводов составляет более 12000 км.

Мощности действующих в республике трех газоперерабатывающих заводов (Казахский ГПЗ, Тенгизский ГПЗ и Жанажольский ГПЗ) с производственной мощностью 6,9 млрд куб. м газа в год недостаточно для полной переработки добываемого в стране газа.

На сегодня уровень газификации населения Республики Казахстан является не достаточным. В Мангистауской области уровень газификации составляет 91%, Западно-Казахстанской – 67%, Актюбинской – 58,3%, Атырауской – 56%, в г.Алматы – 81%, Жамбылской – 24%, Южно-Казахстанской – 41,5%, г.Кызылорда – 44,5%, Костанайской – 16%, Алматинской – 5,7%, а Кокшетауская, Северо-Казахстанская, Карагандинская, Павлодарская, ВКО вовсе не охвачены природным газом.

Прогнозные объемы потребления газа в Казахстане составляет около 8 млрд. куб.м. в год. Существующие газотранспортные системы республики позволяют обеспечить собственным топливом, в основном, только западную часть Казахстана. Спрос потребителей юго-востока и севера республики удовлетворяются за счет импорта газа из Узбекистана (около 1,4 млрд куб. м) и России (1,2 млрд куб. м).

Таблица 1 – Прогнозные объемы потребления газа по областям южного региона Республики Казахстан

Период	Объемы потребления газа по областям, млн. м ³				Алматы, млн. м ³	Итого по южному региону РК, млн. м ³
	Алматинская	Жамбылская	Кызылординская	Южно-Казахстанская		
2010-2014	687.5	852.5	412.0	419.2	2 695.5	5067
2015-2019	778.3	994.3	426.3	495.0	2 834.5	5528
2020-2024	890.6	1 105.4	540.9	537.6	2 959.5	6034
2025-2029	938.9	1 315.6	555.5	584.0	3 102.5	6497
2030-2034	990.7	1 523.5	670.5	650.6	3 217.0	7052
2035-2039	1 023.8	1 698.0	681.3	704.2	3 318.4	7426

Объемы добычи газа на Амангельдинском месторождении не дают ожидаемых результатов. В 2015 году добыча составила всего 350 млн. кубов, тогда как потребность его в области составляет более 410 млн. кубов.

Вместе с тем современное состояние газотранспортной системы Казахстана не позволяет покрыть потребности внутреннего рынка республики в природном газе. В связи с отсутствием газопроводов для поставки газа из западных регионов Казахстана у нас сохраняется высокий уровень зависимости от импорта природного газа из Узбекистана и России.

Доставка природного газа осуществляется основными магистральными газопроводами, такими как «Средняя Азия–Центр» (САЦ), «Бухарский газодорожный регион – Ташкент-Бишкек-Алматы» (БГР-ТБА), 1-й участок газопровода «Казахстан-Китай» для транспортировки среднеазиатского газа, а также «Оренбург – Новопсков» и «Бухара – Урал» для транспортировки российского газа. Газопровод САЦ предназначен для транзита среднеазиатского газа и транспортировки казахстанского газа на экспорт. Магистральный газопровод «Оренбург-Новопсков» осуществляет транзит российского и экспорт казахстанского газа. «Бухара-Урал» предназначен для транзита среднеазиатского газа в китайском направлении по маршруту «Туркменистан – Узбекистан – Казахстан – Китай» и в настоящее время эксплуатируется в трехниточном режиме. Мощность 1-го участка газопровода «Казахстан-Китай» доведена до 30 млрд. куб. м. в год, планируется до конца 2016 расширить до 40 млрд. куб. м. в год с учетом введения третьей и четвертой ниток.

Южные регионы республики до сих пор снабжались узбекским газом по магистральному газопроводу «Бухарский газодорожный район – Ташкент – Бишкек – Алматы» (БГР-ТБА).

В связи с прекращением поставок Узбекского газа из-за недостатка ресурсов, для обеспечения энергетической безопасности страны и стабильного снабжения южных регионов Казахстана, компанией «КазТрансГаз» решен вопрос обеспечения юга республики газом с западных областей. В отопительный период 2011-2012 гг. для покрытия нехватки газа были использованы ресурсы магистрального трубопровода «Казахстан-Китай», а с 2013 г. полностью перешли на углеводороды западных регионов.

Согласно протокола о внесении изменений и дополнений в соглашение между правительствами РК и КНР о сотрудничестве в строительстве и эксплуатации газопровода «Казахстан-Китай» от 18 августа 2007 года, магистральный газопровод «Бейнеу-Шымкент» рассматривается как второй участок этого газопровода.

Проект строительства магистрального газопровода «Бейнеу-Бозой – Акбулак» реализуется в соответствии с Посланием Главы государства Н. Назарбаева к народу Казахстана от 6 февраля 2008г. В целях стабильного обеспечения потребности в природном газе южных регионов республики, исключения зависимости от импортного газа и обеспечения энергетической безопасности страны.

Трасса газопровода проходит по территориям Мангистауской, Актюбинской, Кызылординской и Южно-Казахстанской областей. Газопровод «Бейнеу-Шымкент» соединит все основные магистральные газопроводы («Средняя Азия – Центр», «Бухара – Урал», «Бухарский газодорожный район – Ташкент – Бишкек – Алматы», «Казахстан – Китай»), что будет способствовать развитию транзитного потенциала республики и улучшению социально-экономического положения регионов страны, расположенных вдоль трассы газопровода, и обеспечит энергетическую безопасность южных регионов РК. Протяженность газопровода составляет 1475 км, его маршрут пролегает по территории четырех областей

РК. Для обеспечения газом Жамбылской и Алматинской областей газопровод будет подключен к существующему газопроводу «Бухара – Ташкент – Бишкек – Алматы» и к первому участку магистрали «Казахстан – Китай».

Проект реализовался в два этапа: на первом (2011-2012 годы) прокладка линейной части участка Бозой-Шымкент и строительство компрессорной станции в районе поселка Бозой в Актюбинской области. Затем, к 2015 году построены линейная часть участка Бейнеу-Бозой и компрессорную станцию в селе Караозек в Кызылординской области.

Параллельно со строительством магистрального газопровода построены по областям 27 ответвления (из них 17 по К-Ординской, 10 по Южно-Казахстанской области) в сторону населенных пунктов, расположенных вдоль трассы. В строительстве задействованы более двух тысяч специалистов различного профиля, а после ввода в эксплуатацию первого этапа создано около 500 постоянных рабочих мест для обслуживания этой магистрали.

Строительство газопровода «Бейнеу-Бозой-Акбулак» позволила решить следующие стратегические задачи:

- обеспечит поставку газа с основных западных газодобывающих регионов Казахстана в южные регионы;
- снизит зависимость от импорта дорогого природного газа;
- решит вопросы газоснабжения населенных пунктов южных регионов, расположенных вдоль маршрута газопровода;
- обеспечит новыми рабочими местами.

АО «КазТрансГаз», в целях развития газовой инфраструктуры регионов, улучшения уровня и качества жизни населения, приступило к реализации проектов по дальнейшей газификации регионов Республики Казахстан.

В рамках реализации текущих проектов планируется осуществить мероприятия по газификации более 30 населенных пунктов Жамбылской и Алматинской области, а также отдельных негазифицированных микрорайонов г. Алматы и г. Кызылорды.

Отметим, что газ сегодня – одно из самых экологически чистых и выгодных видов топлива. От него зависит не только развитие экономики, но и быт, качество жизни, уровень комфорта жителей нашей страны. И в этом смысле расширение и обновление сетей газоснабжения имеет важное социальное и экономическое значение.

Таблица 2 – Ожидаемый эффект от реализации проектов по газификации к 2016 г.

Наименование области	Текущий уровень газификации	Уровень газификации после реализации проектов	Прирост абонентов, ед.	Прирост годового потребления газа, млн. м ³
г. Алматы	83%	100%	17 765	368
Алматинская область	6%	20%	18 064	207

Продолжение таблицы 2				
Наименование области	Текущий уровень газификации	Уровень газификации после реализации проектов	Прирост абонентов, ед.	Прирост годового потребления газа, млн.м ³
Жамбылская область	39%	43%	40 276	180
г. Кызылорда	77%	90%	5 928	53
Южно-Казахстанская область	50%	63%	57 641	326
Мангистауская область	98%	100%	109 062	2 478
Всего	-	-	254 340	3 612

Реализация на внутреннем рынке, млн. м³/год

Реализация инвестиционных программ компании «ҚазТрансГаз Аймақ» позволит повысить надежность системы газоснабжения, обеспечить безаварийную и бесперебойную эксплуатацию газопроводов, снизить нормативные и сверхнормативные потери, а также увеличить пропускную способность распределительных газопроводов.

В настоящее время компанией АО «ҚазТрансГаз» в целях обеспечения бесперебойного и безаварийного газоснабжения регионов, снижения уровня технологических потерь, усовершенствования системы учета газа в индивидуальном жилом секторе, увеличения гарантийного срока эксплуатации газопроводов проводит работу по модернизации газораспределительных сетей г. Шымкент, районов Южно-Казахстанской области и модернизацию газораспределительных сетей г. Тараз.

Список литературы

1. Киинов, Л. Перспективы развития нефтегазовой отрасли Казахстана [Текст] / Л. Киинов. – Нефть и газ. – 2010. – № 6 (60). – С. 83.
2. Надиров, Н.К. Энергоэкологическая ситуация XXI века [Текст] / Н.К. Надиров, В.М. Низовкин. – Алматы: [б.и.], 2008.
3. Реттер, Э.И. Архитектурно-строительная аэродинамика [Текст] / Э.И. Реттер. – М.: Стройиздат, 1984.
4. СН 245-71. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. – М.: [б.и.], 1972.
5. Сексенбай, М.Ж. Состояние и перспективы газотранспортной системы южных регионов Республики Казахстан [Текст] / М.Ж. Сексенбай, М. Мухамеджанулы // Материалы X Международной научно-практической конферен-

ции студентов и молодых ученых / коллектив авторов. – Алматы: Изд-во Каспийского общественного университета, 2013.

6. Сексенбай, М.Ж. Состояние и перспективы энергетической безопасности южных регионов РК [Текст] / М.Ж. Сексенбай // Вестник ТарГУ им. М.Х.Дулати. – 2012. – № 1.

УДК 629.338(075)

ОСОБЕННОСТИ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ МНОГОУРОВНЕВОЙ СИСТЕМЫ ОБРАЗОВАНИЯ

М.Ж. Сексенбай, М.Х. Ибылдаев

*(Республика Казахстан, г. Тараз, Таразский государственный
университет им. М.Х.Дулати)*

Аннотация. Рассмотрены состояние и перспективы подготовки специалистов-бакалавров для нефтегазового комплекса. Особенности внедрения и совершенствования многоуровневой подготовки специалистов, системы менеджмента и качества обучения, а также технологии образовательных кредитов обучения бакалавров. Приведены основные задачи современной образовательной системы.

Ключевые слова: национальная система образования, мировой стандарт, Концепция развития образования, Лиссабонская конвенция, кредитная система обучения, кокурентоспособная среда.

UDC 629.338(075)

FEATURES TRAINING FOR OIL AND GAS INDUSTRY IN THE EDUCATION SYSTEM MULTILEVEL

M.J. Seksenbaev , M.H. Ibyldaev

(Republic of Kazakhstan , Taraz , Taraz State University . M.H.Dulati)

Abstract. The article considers the bachelor specialists for oil and gas industry preparation state and prospects, implementation features and multilevel specialists training improvement, management system and the education quality and education loans technology of undergraduate students training. The basic objectives of the modern educational system are shown.

Key words: national education system, global standard, the Concept of Education Development, Lisbon Convention, the credit system of training, competitive environment.

В ежегодных Посланиях главы государства Республики Казахстан Н.А. Назарбаева народу Казахстана особое внимание уделяется первоочередной задаче – повышению уровня образованности молодежи. В связи с этим Президент страны ставит задачу создания национальной системы образования, соответствующей современным требованиям и мировым стандартам.

Поэтому решение большинства проблем в области образования путем реформирования и совершенствования системы является определяющим фактором в условиях глобализации.

Основные цели и задачи реформирования в системе образования Республики Казахстан обусловлены проведением преобразования в социально – экономической сфере общества, изменением в политической ориентации общества, в условиях рыночной экономики. Образование должно стать главным фактором роста эффективности экономики государства, в связи с чем необходимы очень взвешенные и адекватные решения.

Качество образования требует создания новых правовых основ и научно – методических, финансово – материальных условий и качественного кадрового обеспечения.

Согласно Концепции развития образования Республики Казахстан подготовка специалистов с высшим образованием осуществляется по трем ступеням обучения, т.е. бакалаврские, магистерские и Ph докторские образовательные программы, которые позволяют готовить специалистов новой модели, согласно стандартам.

Это ввело принципиально новой технологии обучения – системы образовательных кредитов. Подписание Казахстаном Лиссабонской конвенции поставило перед образованием республики целый ряд первоочередных задач, как развитие учебно – материальной базы, социальной инфраструктуры учебных заведений и информационной техники, создание научно – технологических парков и компьютерных сетей.

Решать такие проблемы возможно только сообща, в рамках интеграции мировых систем высшего профессионального образования, в том числе с образовательной системой Российской Федерации. Чтобы занять достойное место в ряду ведущих стран мира, Казахстану необходимо высококачественная система образования и готовить кадров на основе лучших мировых достижений в области образования.

При этом нельзя забывать о потенциале отечественной высшей школы как одной из достаточно мощных систем мирового рынка образования и науки.

Основными задачами при этом должны стать: развитие вузов с учетом академической мобильности; повышение качества учебного и научно – исследовательского процессов с внедрением системы менеджмента и качества; стимулирование состязательности как между преподавателями так и между вузами; установление тесной связи с производством и ведущими ВУЗами стран СНГ и мира; совершенствование государственных образовательных стандартов (ГОСО), введение обоснованных учебных планов с учетом предложения рынка труда; обеспечение современными учебно-методическими материалами.

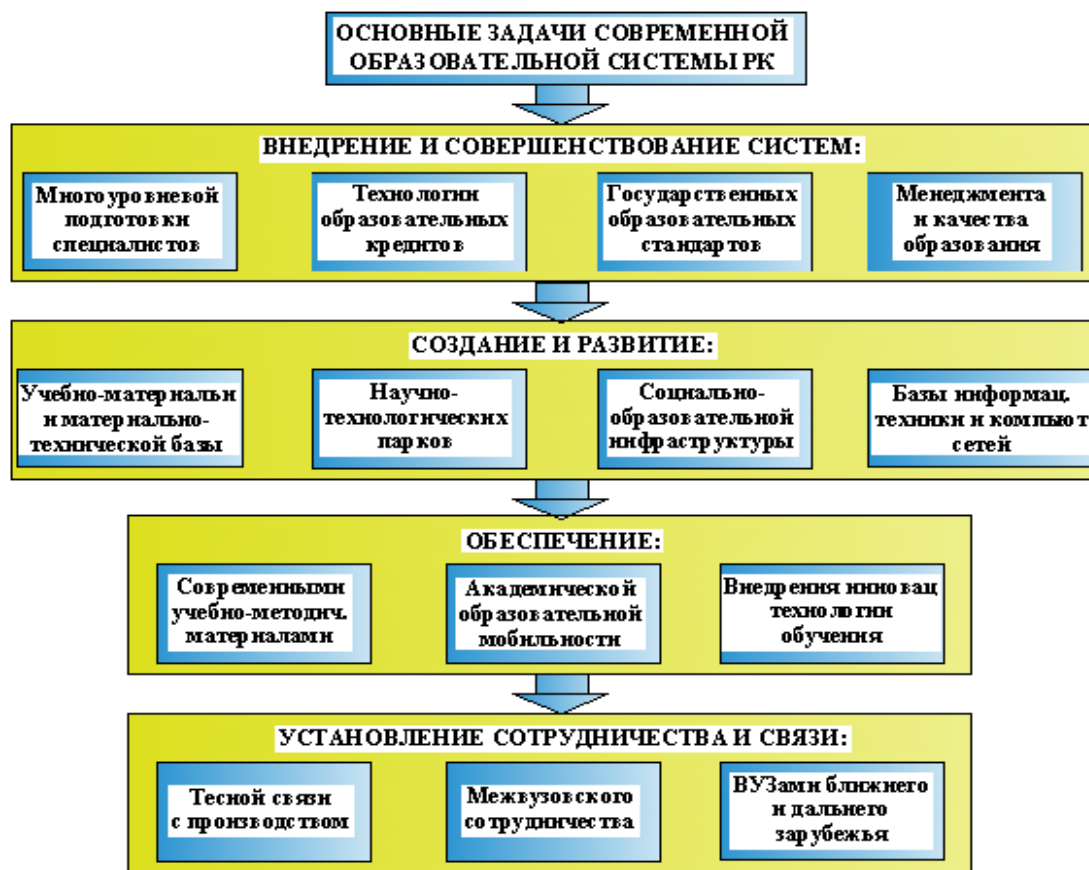


Рисунок 1 – Основные задачи образовательной системы

Структура высшего и послевузовского образования в развитых странах мира становится все более унифицированной. Эта унификация обусловлена прежде всего пониманием того, что процесс образования является непрерывным и что каждая последующая ступень готовится образовательным уровнем последующей ступени.

Первые опыты внедрения новой системы обучения в Казахстане показали, что одной из главных задач организации учебного процесса с использованием кредитной системы является усиление роли самостоятельной работы обучающегося (СРО), поскольку рациональное сокращение объема аудиторных занятий и перенос внимания на самостоятельную работу способствуют выработке у обучающихся способностей к самообразованию и саморазвитию. Но, для реализации этих способностей у обучающихся необходимо создать соответствующие им учебно – материальную базу. Одним из главных которого является учебно – методическая обеспеченность дисциплин специальности, в том числе на государственном языке, усиление связи с производством, т.е. уделять больше внимания (кредитов) на практическую подготовку бакалавров.

В этой связи есть множество нерешенных проблем по подготовке бакалавров для нефтегазовой отрасли страны.

При этом основными задачами учебных заведений должны являться: улучшение качества обучения, постоянное его повышение, возможность получения студентами знаний и навыков не только по технике и технологии, но и по

управлению нефтегазовым производством, по новой информационной технологии, владению языками, рациональному использованию природных ресурсов и т.д.

Для выполнения заказов предприятий нефтегазовой отрасли страны, особенно для удовлетворения спроса на специалистов иностранных компании и совместных предприятия требуется строить обучение на уровне международных стандартов, позволяющих объективно оценивать качество образования в вузе.

Преподавательский состав вузов должны систематически проходить курсы повышения профессиональной подготовки в ведущих организациях нефтегазовой отрасли и в вузах не только нашей республики, но и единого экономического союза.

Одним из основных показателей подготовки высококвалифицированных специалистов-бакалавров является внедрение в учебный процесс информационных технологии и методов обучения, которые заключаются в разработке и внедрении электронных учебников, мультимедийных технологии, обучающих программ, виртуальных лаборатории и т.д.

Особое место при этом занимает создание базы учебников, в том числе на государственном языке. Если учесть, что учебники в основном издавались в России, то необходимо стимулировать работы ППС по переводу их на государственный язык и изданию собственных учебников.

Практическая подготовка бакалавров является основополагающим фактором для формирования специалиста – бакалавра отвечающего требованиям глобального рынка труда. В связи с изменением форм собственности нефтегазовых предприятия страны возникают определенные трудности в создании базы практик, заключении долгосрочных договоров с ведущими предприятиями отрасли.

Учитывая большие возможности для создания кокурентоспособной среды в нефтегазовой промышленности Республики Казахстан, сегодня необходимо готовить специалистов по конкретному направлению. Чтобы удовлетворить запросы предприятия региона, на кафедре «Нефтегазовое дело» ТарГУ им. М.Х. Дулати с 2011 года подготовка специалистов ведется по двум специализациям: как «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ», «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Так, анализ ситуации в целом показывает, что сейчас необходимо готовить специалистов также по направлению «Бурение нефтегазовых скважин» поскольку, в регионе чувствуется нехватка специалистов этого направления.

Немаловажное значение в становлении молодого специалиста имеет правильный выбор специальности, поэтому, необходимо проводить целенаправленную профориентационную работу среди выпускников средних школ и колледжей, чтобы они могли иметь определенное представление о своей будущей специальности и предстоящей профессиональной деятельности.

Однако, в современный сложный период, когда падают цены на нефть, продолжается сокращение рабочих мест, в целом кризис не должен повлиять на качество подготовки специалистов. С вводом магистрального газопровода «Казахстан-Китай» в проектную мощность и многих других объектов нефтегазовой отрасли потребность в высококвалифицированных специалистах в регионе должно возрасти.

Таким образом, для успешной реализации задач в области образования необходимо создание единой образовательно – информационной среды (ЕО-ИС), которая может придать подготовке специалистов новое качество, сделать ее современной, отвечающей потребностям и перспективам научно – технического развития в условиях информационной цивилизации.

Список литературы

1. Нефтегазовая стратегия Казахстана. Национальный пресс-клуб Казахстана. Алматы, 2007.
2. Социально-экономическая модернизация – главный вектор развития Казахстана. Послание Президента Н.А.Назарбаева народу Казахстана // Казахстанская правда. – 2012. – 28 января (№ 32).
3. Государственный общеобразовательный стандарт образования ГОСО РК 5.04.019-2008. – 16 с.
4. Совершенствование подготовки специалистов нефтегазового дела в условиях кредитной технологии обучения // Уркумбаевские чтения: сборник научных трудов международной практической конференции (Тараз, 2-3 ноября 2012 г.) / коллектив авторов. – Тараз: [б.и.], 2012.
5. Особенности подготовки бакалавров для автотранспортного комплекса в условиях многоуровневой системы образования // Сборник трудов международной конференции / коллектив авторов. – Курск: [б.и.], 2012.

УДК 622.627

АНАЛИЗ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ СВН ПЛАСТА У2 КАРАБИКУЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.П. Соколовская, Л.Н. Хромых
(ФГБОУ ВО СамГТУ)

Аннотация. Сокращение активных запасов нефти в районах добычи ведет к поискам резервов добычи за счет трудно извлекаемых запасов и все большее внимание уделяется наращиванию сырьевой базы за счет нетрадиционных ресурсов. Одним из направлений, которые позволят сохранить уровни добычи в ближайшие годы, является разработка сверхвязких нефтей. В данной работе проанализирован имеющийся геологический материал по пласту У2 Карабикуловского месторождения. Для эффективной разработки данного пласта предложена технология SAGD и усовершенствованные технологии увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова: пласт, месторождение, сверхвязкая нефть, нефтеотдача, технология, SAGD.

UDC 622.627

THE ANALYSIS AND PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF SUPER-VISCOUS OIL OF A SEAM Y2 KARABIKULOVSKOGO DEPOSIT

K.P. Sokolovskaya, L.N. Hromyh

(Samara State Technical University (SSTU))

Annotation. Reduction of oil reserves in active mining oil areas leads to the search for reserves due to mining hard recoverable reserves and more and more attention is paid to non-conventional resources. One of the areas that will maintain production levels in the coming years is the development of heavy oil. In this paper I analyzed the available geological data on reservoir V2 Karabikulovskogo field. We proposed SAGD technology and advanced technology to enhance oil recovery for effective development of the formation.

Keywords: seam, deposit, SVO, productive rate, technology, SAGD

Карабикуловское нефтяное месторождение находится в северной части Самарской области, на территории Шенталинского административного района, в 180 км к северо-востоку от областного центра г. Самара. В 2012-2014 году в пределах Карабикуловского ЛУ ОАО «Самаранефтегеофизика» проведены электроразведочные работы и было пробурено 6 структурных скважин. В скважинах был отобран керн из продуктивного пласта У2, в результате освоения предварительно были оценены запасы по новой залежи сверхвязкой нефти. В связи с низкой подвижностью нефти, связанной с ее высокой вязкостью в пластовых условиях представительных проб нефти для проведения исследований получено не было. Физико-химические характеристики пластовой нефти приняты по аналогии с Ашальчинским месторождением СВН.

Подвижность нефти отсутствует, следовательно запасы СВН не могут быть извлечены без применения теплового воздействия. С целью минимизации затрат и получение максимального объема информации для дальнейшей эксплуатации залежей СВН и битумов предлагается разделить работы ОПР на несколько этапов и основных направлений.

Таблица 1 – Сведения о начальных запасах нефти и растворенного газа (пласт У2)

Наименование параметров	Параметры и запасы
Категория С2	
Площадь, тыс. м ²	4462
Нефтенасыщенная толщина (общая / эффективная), м	12,6 / 9,8
Объем, тыс. м ³	43600
Коэффициент пористости по ГИС	0,27
Коэффициент нефтенасыщенности по ГИС	0,94

Плотность нефти, г/см ³	0,970
Геологические запасы нефти, тыс. т	9703
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	1358
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПас	27350
Проницаемость по корреляционной зависимости, мкм ²	1,2495

1-й этап. Оработка предлагаемой технологии SAGD (парогравитационный дренаж), которая позволяет разрабатывать залежи с толщиной нефтеносного коллектора более 10 м. Технология SAGD стала промышленным стандартом разработки запасов битума на территории Канады. В классическом описании эта технология требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой. Расстояние между двумя скважинами, как правило, составляет 5 метров. Длина горизонтальных стволов достигает 1000 м.



Рисунок 1. Технология добычи тяжелой нефти
Steam Assisted Gravity Drainage

Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предпрогрева, в течение которой производится циркуляция пара в обеих скважинах. На основной стадии добычи производится уже нагнетание пара в нагнетательную скважину. Закачиваемый пар, из-за разницы плотностей, пробивается к верхней части продуктивного пласта, создавая увеличивающуюся в размерах паровую камеру. На поверхности раздела паровой камеры и холодных нефтенасыщенных толщин постоянно происходит процесс теплообмена, в результате которого пар конденсируется в воду и вместе с разогретой нефтью стекают вниз к добывающей скважине под действием силы тяжести. Рост паровой камеры вверх продолжается до тех пор, пока она не достигнет кровли пласта, после чего она начинает расширяться в стороны. При этом нефть всегда находится в контакте с высокотемпературной паровой камерой. Таким образом, потери теп-

ла минимальны, что делает этот способ разработки выгодным с экономической точки зрения.

2-й этап. Опробование возможных вариантов упрощения и оптимизации базовой технологии – участок из 11 пар горизонтальных скважин с отработкой различных технологий и оборудования. В составе участка работ по второму этапу ОПР предусматривается 4 пары скважин SAGD для испытания двух улучшенных технологий – SAGD с закачкой модифицированных тепловых агентов и SAGD в комбинации с электромагнитным воздействием.

Одним из перспективных направлений повышения эффективности проектов SAGD с технологической, экономической и, что немаловажно, с экологической точки зрения является использование углеводородных растворителей.

Электромагнитный нагрев пласта происходит безагентным способом, без закачки в пласт какого-либо теплоносителя. Это означает, что имеется возможность осуществлять нагрев больших объемов породы даже в условиях отсутствия подвижности нефти. При нагреве источник воздействия (индуктор) является источником магнитного поля, но не тепла, это означает более быстрое и равномерное распределение тепла по целевой области воздействия.

необходимость модификаций SAGD обусловлена стремлением улучшить экономические показатели проектов, учесть конкретные геолого-физические условия месторождения, а также жесткими требованиями в области охраны окружающей среды.

3-й этап. Отработка технологии пароциклических обработок горизонтальных скважин в зонах с малой толщиной (менее 10 м) нефтеносного горизонта. Длины скважин и режимные параметры будут уточнены в ходе обобщения результатов по двум предыдущим этапам.

В качестве заключения можно сказать, что перспективы развития нефтяной отрасли в XXI веке связаны с разработкой месторождений тяжелых нефтей и природных битумов и Россия занимает одно из лидирующих мест в мире по запасам тяжелых нефтей и природных битумов, при этом степень выработанности этих запасов очень низка. В мировой практике накоплен опыт разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов различными методами, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки. Метод парогравитационного дренажа характеризуется хорошим коэффициентом нефтеотдачи, высокими темпами отбора нефти и богатым опытом внедрения в различных странах.

Список литературы

1. Термические методы добычи нефти в России и за рубежом [Текст] / Н.К. Байбаков, Д.Г. Антониади, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. – [Б.м.: б.и.], 1995.
2. Батлер, Р.М. Тепловые методы добычи нефти и битума [Текст] / Р.М. Батлер. – [Б.м.: б.и.], 2012.
3. Кудинов, В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей [Текст] / В.И. Кудинов. – [Б.м.: б.и.], 1996.

4. Николин, И.В. методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов [Текст] / И.В. Николин. – [Б.м.: б.и.], 2007.

5. Пшеницын, М. Метод парогравитационного дренажа SAGD [Текст] / М. Пшеницын. – [Б.м.: б.и.], 2014.

УДК 62

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВНУТРИТРУБНОЙ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ
ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ПРОКАЧИВАЕМОСТИ ВЫСОКОВЯЗКИХ
НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОГО РЕГИОНА**

Д.М. Тактаева, О.М. Елашева
(ФГБОУ ВО СамГТУ)

Аннотация. В работе рассмотрены причины ухудшения прокачиваемости нефти по трубопроводу и подбору эффективных составов для снижения вязкости нефтяной продукции с целью уменьшения линейных давлений при перекачке скважиной продукции различных месторождений. Технологии выбирались на базе результатов исследований и разработки теоретических моделей сложных структурных единиц высокомолекулярных углеводородов, определяющих вязкостные и низкотемпературные свойства нефтяного сырья.

Ключевые слова: асфальтены, коллоидная система, смолы, обезвоживание, реагенты-растворители, внутритрубная деэмульсация, апгрейт.

UDC 62

**THE USE OF INTRATUBAL DEMULSIFICATION TO IMPROVE
THE PUMPABILITY OF HIGHLY VISCOUS OIL DEPOSITS
OF SAMARA REGION**

D. M. Taktaeva, O.M. Elasheva
(Samara State Technical University (SSTU))

Annotation. Work examines the reasons for worsening in the pumpability of oil on conduit and selection of effective compositions for reduction in the viscosity of petroleum production for the purpose of the decrease of linear pressures during the pumping by the bore hole of the production of different layers. Technologies were selected on the base of the results of research and developing the theoretical models the complex structural units of the high-molecular.

Keywords: asphaltenes, colloidal system, resin, dehydration, reagent- solvents, intra-tube demulsification, apgreyt

В связи с выработкой многих крупных месторождений основные резервы добычи нефти сосредоточены на месторождения с трудноизвлекаемыми запасами – высоковязкими и высокопарафинистыми нефтями. Россия – третья (после Канады и Венесуэлы) страна по объемам тяжелых углеводородных ресурсов. Запасы тяжелой и битуминозной нефти составляет не менее 55% от общих запасов российской нефти. Высоковязкие нефти, как правило, содержат уникальные компоненты стоимость которых может превосходить стоимость стан-

дартного ассортимента нефтепродуктов и при этом большинство применяемых технологий транспортировки тяжелых высоковязких нефтей – затратны и недостаточно эффективны. [1]

Исследования проводились на образце нефтяной продукции Кротково-Алешкинского месторождения ОАО «Самаранефтегаз». Была выявлена повышенная вязкость образца продукции, обусловленная высокой эмульсионностью и повышенным содержанием парафинов, что служит причиной образования отложений асфальтосмолистых парафиновых веществ.

В лабораторных условиях были проведены исследования по подбору эффективных деэмульгаторов для облегчения транспортировки водонефтяной эмульсии Кротково-Алешкинского месторождения. Испытания проводили методом «Бутылочных проб» при температуре 20-25° С, выдерживая пробы от 20 минут до 2 часов и замеряя количество выделившейся воды и измерения кинематической вязкости. Исходя из полученных результатов подобранные реагенты-деэмульгаторы (реापон 4В, ДИН 2 Д, Союз 1000 и опытный реагент) позволяют снизить вязкость , и как следствие улучшить прокачиваемость нефтяной продукции Кротково-Алешкинского месторождения методом трубной деэмульсации

Принцип внутритрубной деэмульсации очень прост. В межтрубное пространство эксплуатационных скважин или в начало сборного коллектора дозировочным насосом подается деэмульгатор (15-20 г на 1 т нефтяной эмульсии), который перемешивается с этой эмульсией в процессе ее движения до установки подготовки нефти (УПН) и разрушает ее. Эффективность этого метода зависит от многих факторов, основными из которых являются: эффективность самого деэмульгатора, интенсивность и длительность перемешивания эмульсии с поверхностно-активными веществами (ПАВ), количество воды, содержащейся в эмульсии, и температура смешивания. Чем больше эффективность ПАВ, длительность перемешивания и количество воды и температуры эмульсии, тем интенсивнее происходит внутритрубная деэмульсация. [4] Однако эффективность внутритрубной деэмульсации падает при увеличении содержания в нефти асфальтенов, а так же увеличения плотности и вязкости этой нефти.

Внутритрубная деэмульсация позволяет организовывать предварительный сброс воды, который целесообразен при содержании воды в продукции скважин более 30%. Внедрение внутритрубной деэмульсации стало возможным при появлении результативных деэмульгаторов, что увеличило производительность УПН и качество подготавливаемой нефти.

Аналогично проводилось исследование нефти Смородинского месторождения, при котором рассматривался комплексный подход. Производился подбор эффективных реагентов как со снижающим вязкость для трубопроводного транспорта данного месторождения, так и снижающим температуру застывания нефти. На первом этапе проводилось тестирование реагентов на ингибирование АСПО и по совокупности анализов был сделан вывод, что для опытно-промысловых испытаний рекомендуется депрессатор ФЛЭК ИП 102, что обес-

печивает снижение температуры застывания нефти до -2 при эффективности ингибирования АСПО 79%.

В соответствии с физико-химическими свойствами нефти одновременно для снижения температуры и вязкости был предложен метод использования легких ароматических углеводородов в качестве растворителей.

Таблица 1 - Влияние разбавления Смородинской нефти бензол-толуольной фракцией на ее температуру застывания

Бензол-толуольная фракция, об. %	Температура застывания смеси, °С,
5	-6
10	-10
20	-18

Из таблицы 1 следует, что данный метод достаточно эффективен и его можно рекомендовать как использовать отдельно, так и в совокупности с реагентами депрессорного воздействия.

Проведенные исследования показали, что в любом случае следует индивидуально подходить к подбору реагентов в зависимости от физико-химических свойств исследуемой продукции скважин.

Список литературы

1. Елашева, О.М. Исследование фазовых и структурных переходов тяжелых компонентов нефтей с целью подбора эффективных растворителей [Текст] / О.М. Елашева, А.И. Вологин, Е.В. Филлипова // Перспективные технологии нефтегазовой индустрии: сборник научных трудов центра исследований и разработок ЮКОС / коллектив авторов. – М.: [б.и.], 2005. – Вып. 1 – С. 44-47.
2. Елашева, О.М. Повышение ресурсов углеводородного сырья вовлечением в переработку нефтесодержащих отходов [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / О.М. Елашева. – Новокуйбышевск, 2002. – 99 с.
3. Оценка совместимости реагентов, применяемых в процессах добычи и подготовки нефти [Текст] / О.М. Елашева [и др.] // Вестник Самарского технического университета. – 2004. – № 28. – С. 129-135.
4. Елашева, О.М. Экологические аспекты реализации отходов нефтедобычи с целью расширения ресурсов нефтяного сырья [Текст] / О.М. Елашева, Л.Н. Смирнова // Национальная ассоциация ученых (НАУ). – 2015. – № 2 (7). Ч. 3. – С. 54-56.
5. Елашева, О.М. Снижение линейных давлений в нефтепроводах путем использования химических реагентов [Текст] / О.М. Елашева, Е.В. Филлипова, В.А. Тыщенко // Охрана окружающей среды на объектах нефтегазового ком-

плекса: тезисы докладов и сообщений на конференции / коллектив авторов. – Туапсе: [б.и.], 2006. – С. 36-37.

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ В ПЛАСТАХ ВАТЬЕГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Л.Р. Фазылова, Ю.А. Котенев, Д.Ю. Чудинова
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

А.С. Валеев, М. Р. Дулкарнаев
(ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»)

Аннотация: В работе рассмотрены особенности строения залежей нефти Ватьеганского месторождения. Установлено, что всем пластам свойственна одна и та же закономерность изменения свойств пластовых нефтей: от сводовых частей к зонам водонефтяного контакта снижаются газовые факторы, давление насыщения, возрастает плотность и вязкость нефти. Дана характеристика физико-химических свойств флюидов и изменение указанных параметров с глубиной.

Ключевые слова: месторождение, пласт, нефть, газосодержание, характеристика.

UDC 622.276

FEATURES OF DISTRIBUTION OF PHYSICAL PROPERTIES OF OIL IN LAYERS OF VATYEGANSKY OIL FIELD

L. R. Fazylova, Yu. A. Kotenev, D. Yu. Chudinova
(FSBEI HE «USPTU»)

A. S. Valeev, M. R. Dulkarnayev
(LLC LUKOIL — Western Siberia)

Abstract: In the work features of a structure of deposits of oil of the Vatyegansky field are considered. It is established that to all layers the same regularity of change of properties sheeted is peculiar to oil: from the arch of parts to zones of water oil contact gas factors, saturation pressure decrease, density and viscosity of oil increases. The characteristic of physical and chemical properties of properties of fluids and change of the specified parameters with depth is given.

Keywords: field, layer, oil, gas content, characteristic.

В настоящее время все крупные нефтяные месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» эксплуатируемые с 80-х годов прошлого века находятся на третьей-четвертой стадии разработки, Ватьеганское месторождение - на четвертой, остаточные запасы в них относятся к трудноизвлекаемым, с ухудшенными свойствами коллекторов, продуктивные горизонты характеризуются значительной неоднородностью, наличием подошвенных вод и резким ростом обводненностью скважин. Ватьеганское месторождение расположено в районе, где ведется промышленная разработка ряда месторождений (рисунок

1), ближайшими из которых являются: Повховское (в 20 км к СВ), Дружное (в 8 км к СЗ), Кустовое и Восточно-Придорожное примыкающие к месторождению с запада и юго-запада [4, 7, 5].

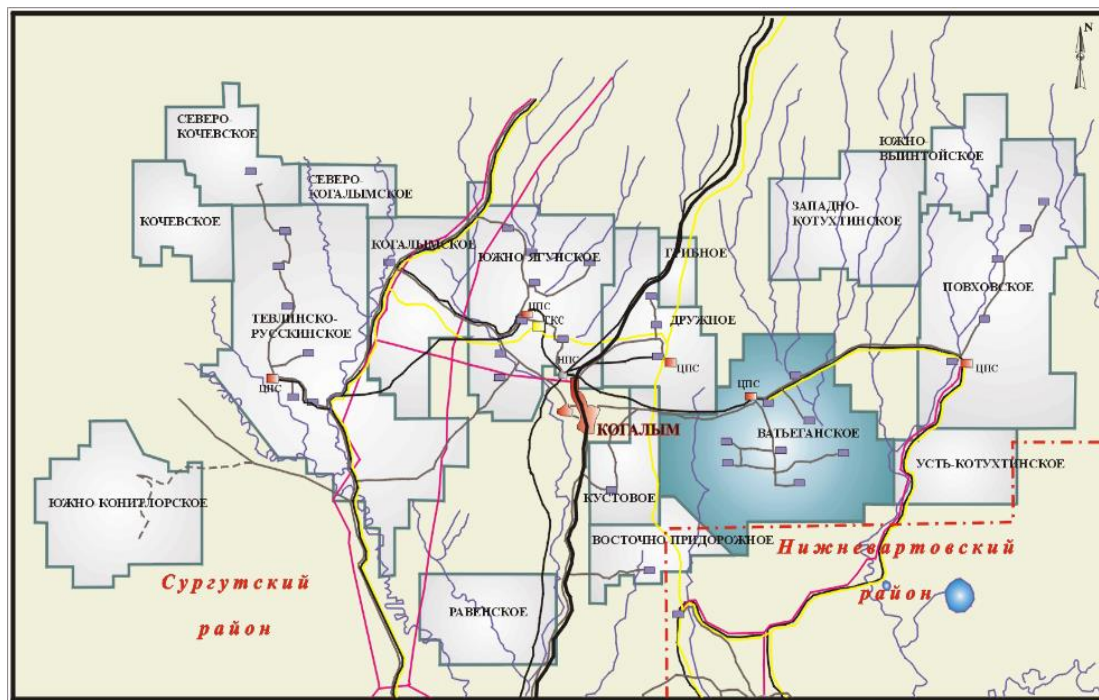


Рисунок 1 – Обзорная карта месторождений

Интенсивное разбуривание месторождения было начато в 1985г. В первые три года было пробурено около 900 скважин, в том числе более 200 скважин на объект БВ₁. В результате установлено значительное расширение площади нефтеносности горизонта АВ₈, в разрезе которого были выделены два пласта: АВ₈¹ и АВ₈² [1, 2, 3].

Геологический разрез участка Ватъеганского месторождения (рисунок 2) представлен мощной толщей осадочных мезокайнозойских пород, толщиной более 300 м, подстилаемых эффузивно-осадочными, осадочными перм-триасовыми, палеозойскими метаморфическими и изверженными породами.

Для Ватъеганского месторождения характер изменения физических свойств нефтей является типичным для залежей, не имеющих выхода на поверхность и окруженных краевой водой. Практически во всех случаях по мере уменьшения глубины залегания пластов снижаются пластовые давления и температуры. Нефти всех пластов недонасыщены газом, давление насыщения их значительно ниже пластового и изменяется в диапазоне 5-8 МПа. Всем пластам свойственна одна и та же закономерность изменения свойств пластовых нефтей: от сводовых частей к зонам водонефтяного контакта снижаются газовые факторы, давление насыщения, возрастает плотность и вязкость нефти. Газосодержание нефти в пластах горизонтов АВ и БВ – низкое, в горизонте ЮВ₁ – повышенное [1, 8, 9].

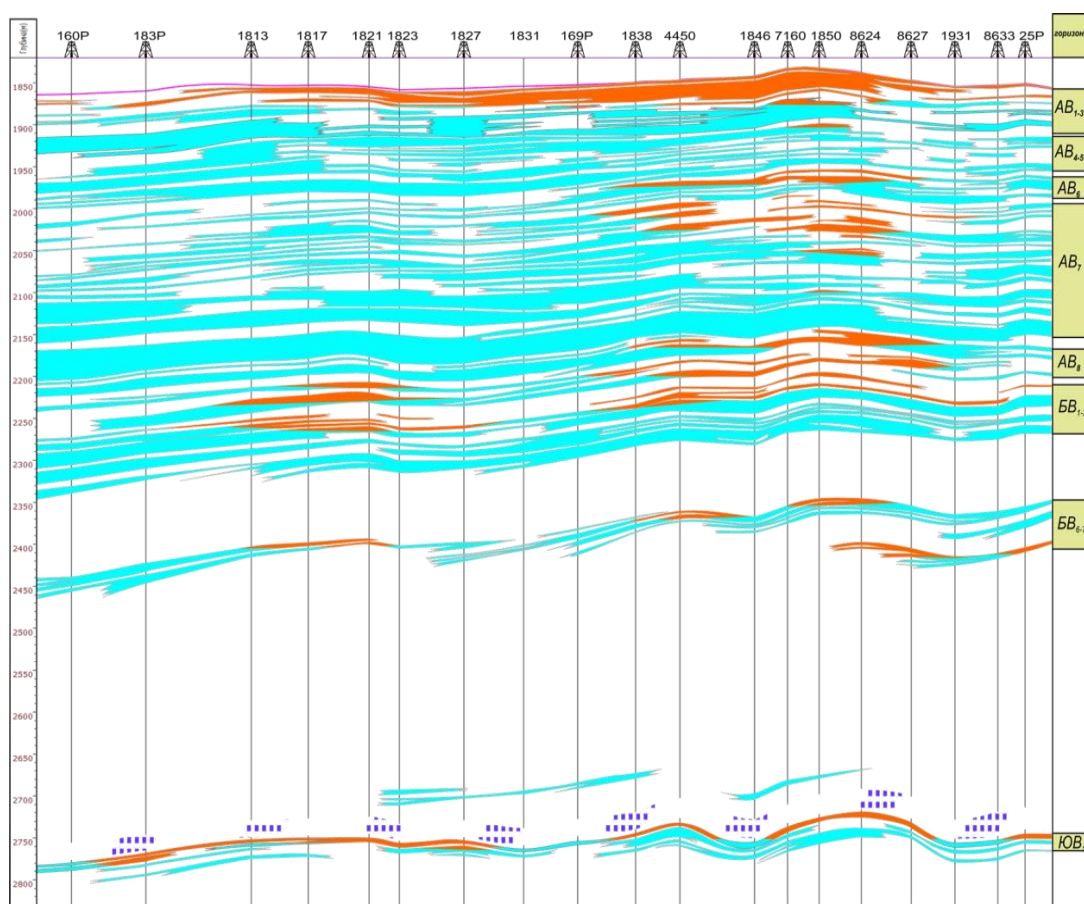


Рисунок 2 – Геологический разрез Ватьеганского месторождения

Разгазированные нефти характеризуются результатами анализов 135 поверхностных проб продукции скважин из всех продуктивных горизонтов. Нефти всех пластов малосернистые, парафинистые, смолистые с содержанием фракций до 300⁰С в целом не более 50 %, маловязкие, средней плотности. Технологический шифр нефтей ПТ1П2, класс 2 по сере, вид 2 по парафину.

Количество углеводородов C_4H_{10} - $\text{C}_{12}\text{H}_{26}$, растворенных в разгазированных нефтях, составляет 8-11%. Нефтяной газ стандартной сепарации жирный. Отношение содержания этана к пропану меньше единицы, что характерно для газов нефтяных залежей. Содержание азота, диоксида углерода и других неуглеводородных компонентов в газе незначительное и, как правило, в сумме не превышает 2% объемных. Молярная концентрация гелия в растворенном нефтяном газе относительно низкая, что характерно для района в целом.

Физико-химические свойства пластовой нефти и растворенных газов Ватьеганского месторождения изучались по результатам анализов поверхностных и глубинных проб. Более полно охарактеризованы пласты АВ1-2, Ю1. Пласты БВ1, БВ6-2, БВ7-1, БВ10 и ачимовская толща (пачка II) глубинными пробами не охарактеризованы [10].

Нефти и растворенные в них газы в рассматриваемых залежах по своим свойствам различные. Давление насыщения ниже пластового в 2,46 раза для пластов АВ1-2 и в 2,3 раза для ЮВ1. Газосодержание нефтей с глубиной по-

вышается от 37,17 м³/т до 72,9 м³/т. Плотность нефти с глубиной уменьшается до 0,815 г/см³ для АВ1-2 до 0,742 г/см³ для ЮВ1.

По результатам анализов поверхностных и глубинных проб нефти и газа выявить изменения в их физико-химических характеристиках в пределах площади нефтеносности отдельных залежей не представляется возможным.

Дегазируемые нефти всех пластов маловязкие, парафинистые (1,6-2,9%), малосернистые (от 0,5 до 0,94%). По углеводородному составу нефть Ватъеганского месторождения относится к смешанному типу.

Нефти горизонта АВ1-2 относятся к легким, средневязким, парафиновым, сернистым, смолистым.

Нефти горизонта АВ8 легкие, маловязкие, с меньшим содержанием смол и парафинов.

Нефти горизонта БВ1 по своим характеристикам близки нефтям АВ1-2, но более вязкие и сернистые. Наименее вязкие и сернистые по сравнению с остальными нефти горизонта ЮВ1.

Растворенный газ по результатам исследования проб пластовых нефтей методом однократного разгазирования имеет состав, близкий к результатам, полученным при ступенчатой сепарации. В целом растворенный газ является жирным, обогащенным тяжелыми углеводородами [11,12].

Свойства и состав пластовых вод отложений Ватъеганского месторождения изучены достаточно полно, но анализами освещены в основном подошвенные и краевые воды, связанные непосредственно с продуктивными пластами АВ1-2, БВ1, и ЮВ1, в меньшей степени изучены пластовые воды ачимовской толщи и низов вартовской свиты. Химический состав вод пластов группы АВ изучался по данным наиболее представительных проб. Минерализация соответствует 20,5 – 23,4 г/л, плотность 1014-1017 кг/м³. Воды пластов группы БВ имеют более низкую минерализацию (16,5-16,9 г/л) и плотность (1011 кг/м³). Химический состав воды юрского комплекса изучался по данным 5 скважин. Минерализация по исследованным пробам достигает 35,1 г/л, а плотность увеличивается до 1018 кг/м³. В целом воды рассмотренных комплексов относятся к хлоридно-кальциевому типу.

Список литературы

1. Анализ разработки Ватъеганского месторождения за 2012г. // Когалым, ООО «КогалымНИПИнефть», 2013г. – 182с.
2. Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Чижов А.П., Чибисов А.В., Федоров К.М., Галимов Ш.С. Обоснование комплексирования физико-химических и гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи на Ватъ-Еганском месторождении / Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2010. № 3 . С. 5-14.
3. Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Некрасов В.И. и др. Геолого-гидродинамическое моделирование и планирование методов воздействия на пласт для Когалымской группы месторождений.- Уфа: УГНТУ, 2001.- 108с.

4. Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Ягафаров Ю.Н., Щербинин В.Г. Геолого-промысловый анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи / Уфа: Изд-во УГНТУ.- 1998. - С.146.
5. Хузин Р.Р., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш. Геотехнологическое обоснование ресурсосберегающих методов освоения трудноизвлекаемых запасов нефти / Уфа: Изд-во УГНТУ - 2012. – 265 с.
6. Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Хайрединов Н.Ш., Скляр В.Р., Исмагилов О.З. Термические методы увеличения нефтеотдачи // Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – 197 с.
7. Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Каждан М.В., Габитов А.А. Дифференциация продуктивного пласта по литолого-фациальным зонам на основе электрометрических моделей кривых альфа-ПС для обоснования технологий доизвлечения нефти // Нефтегазовое дело. 2013. №6. С. 81-102.
8. Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Каждан М.В., Муслимов Б.Ш. Методика построения лито-фациальных схем-карт для анализа процесса формирования пласта ЮС1 Восточно-Сургутского месторождения // НТЖ «Экспозиция. Нефть. Газ» - 2015. - №6 (45)- С. 34-35.
9. Каждан М.В., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Дулкарнаев М.Р. Восстановление литолого-фациальной обстановки формирования продуктивного горизонта с использованием современных геоинформационных технологий // Нефтегазовое дело. 2013. №6. С. 103–125.
10. Абабков К.В., Сулейманов Д.Д., Султанов Ш.Х., Котенев Ю.А., Варламов Д.И. Основы трехмерного цифрового геологического моделирования// Уфа: Изд-во Нефтегазовое дело, 2008.- 196 с.
11. Султанов, Ш. Х. Котенев Ю.А., Варламов Д.И. Состояние выработки запасов нефти крупных многопластовых месторождений в условиях сложного геологического строения //Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа: тр. / ЦХИМН АН РБ — Уфа, 2008.— Вып. 5.— С. 109–113.
12. Малец О.Н., Турдыматов А.Н., Султанов Ш.Х., Андреев В.Е., Котенев Ю.А. Использование статистических методов обработки геологической информации для объективной и качественной классификации продуктивных пластов // НТЖ «Нефтепромысловое дело» -№2. - 2008.- С.4-7.

УДК 662.276

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ НИЖНЕГО МЕЛА НА РАЗРАБОТКУ ЗАПАСОВ

Л. Р.Фазылова В. В. Никифоров Ш. Х. Султанов

(ФГБОУ ВО УГНТУ)

А. С. Валеев, М. Р. Дулкарнаев

(ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»)

Аннотация. В статье рассматривается геологическое строение пласта АВ1-2 Ватъеганского месторождения. Проведен анализ разработки с выделени-

ем наиболее эффективных мероприятий ЗБС и менее эффективным ОПЗ, до-стрел и ГРП. Предлагается к пересмотру старый пробуренный фонд с применением ремонтных и водоизоляционных работ. Проводятся опытно-промышленные работы по испытанию методов с закачкой эмульсионных составов и геля DGS.

Ключевые слова: пласт АВ1-2, ОПЗ, отложения нижнего мела, ГРП, ВИР ЭСС, гель DGS, Ватъеганское месторождение.

UDC 622.276

EVALUATION OF INFLUENCE OF HETEROGENEITY OF THE RESERVOIR OF THE LOWER CRETACEOUS TO DEVELOP RESERVES

L. R. Fazylova, V.V. Nikiforov, Sh.Kh. Sultanov
(FSBEI HE USPTU)

A. S. Valeev, M.R. Dulkarnaev
(LUKOIL – WESTERN SIBERIA)

Abstract. The article deals with the geological structure of the reservoir AV1-2 Vateganskogo field. The analysis of the development with the release of the most effective interventions and less effective WBCs IPF, perforation of additional intervals and fracturing. It is proposed to revise the old fund drilled using the repair and water-proofing work. Conducted pilot projects for testing methods with the injection emulsion formulations and DGS gel.

Key words: AV1-2 layer, OPZ, Lower Cretaceous sediments, GRP, VIR ESS, DGS gel, Vatyegansky field.

Разработка объекта АВ1-2 Ватъеганского месторождения ведется с 1983 г., на его долю приходится 67.6% геологических и 71% начальных извлекаемых запасов Ватъеганского месторождения [1, 2].

Пласт АВ1-2 характеризуется резкой изменчивостью литологического состава и, как следствие, невыдержанностью эффективных толщин по площади и разрезу. Пласт АВ1-2 характеризуется толщиной песчаников и глин мелководно-морского генезиса, в коллекторских разностях представлен по всей площади месторождения. Распределение осадков осуществлялось непосредственно под воздействием волновой гидродинамики в сочетании с морфологией дна моря. На участках, где гидродинамика усиливалась за счет проявления других факторов (например, донных течений), создавались условия для образования вытянутых (рукавообразных) песчаных тел увеличенного объема. В пределах пласта выявлена одна наиболее крупная на месторождении залежь нефти, приуроченная к ватъеганской структуре. Залежь является основной по запасам и максимальной по площади нефтеносности среди других залежей месторождения.

Проектными решениями для объекта определено [1, 2]: сетка скважин – равномерная треугольная, расстояние между скважинами – 500 м, система воздействия блоковая трехрядная с переходом на очаговое заводнение. Проектный фонд объекта составляет 2980 скважин, в т.ч. 2343 добывающие и

694 нагнетательные скважины. Предусмотрено бурение боковых стволов, проведение ГРП, ремонтно-изоляционных работ, применение физико-химических видов воздействия в нагнетательных скважинах.

Динамика показателей разработки пласта АВ1-2 Ватъеганского месторождения приведена на рисунках (рисунок 1-2). Где наглядно представлено падение добычи нефти и увеличение закачки (в связи с увеличением отборов жидкости) и соответственно обводненности с 2002 по 2012г.

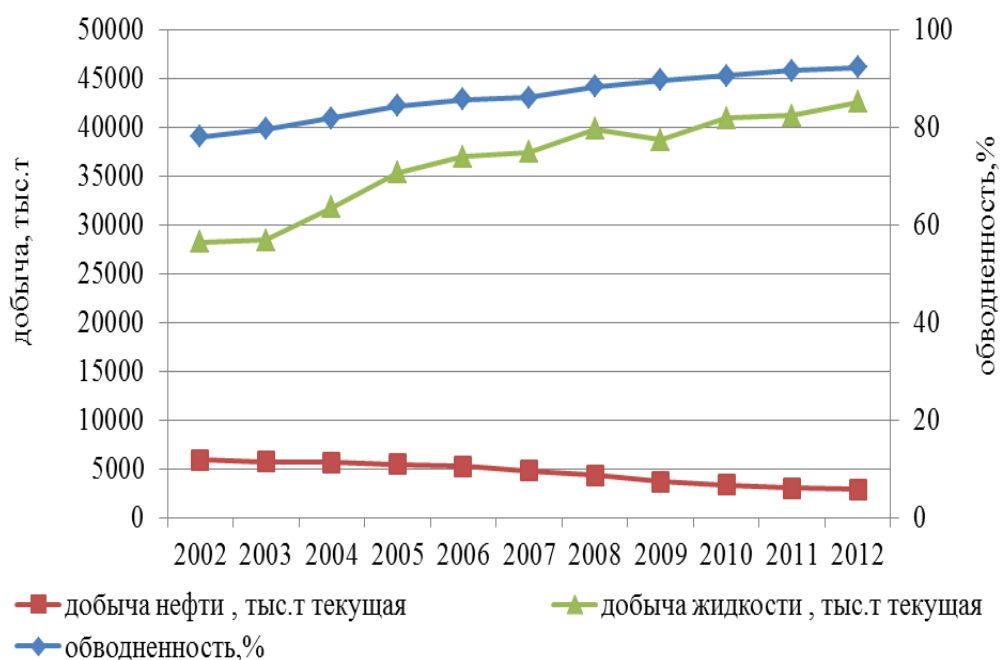


Рисунок 1 – Динамика добычи нефти и обводненности добываемой продукции скважин

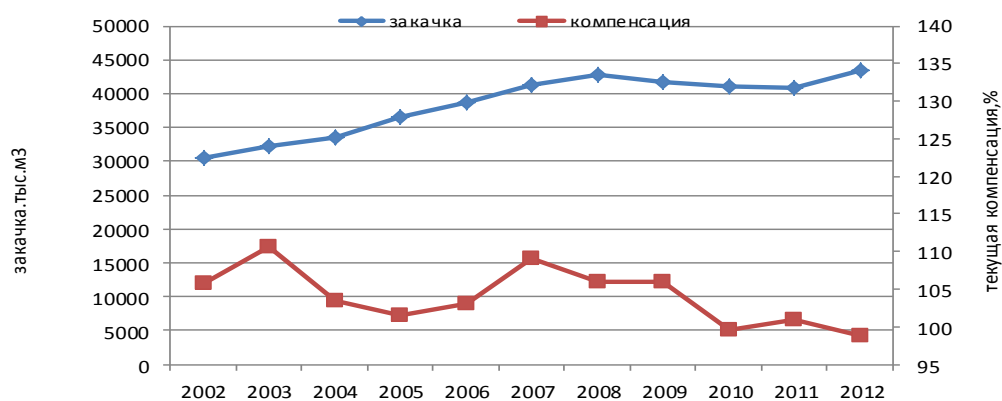


Рисунок 2 – Динамика закачки рабочего агента

Мероприятия, направленные на поддержания уровня добычи нефти за 2012г. представлены на рисунке 3. Всего проведенных мероприятий по пласту

АВ1-2 – 216 скважин. Из них на 96 скважинах была проведена оптимизация режима эксплуатации прирост нефти составил 3т/сут, на 30 скважинах делали дострел пласта с приростом нефти 2,1 т/сут, на 22 скважинах проводились обработки призабойной зоны пласта с приростом нефти 2т/сут, на 7 скважинах сделали переход на на вышележащий горизонт с приростом 10,7т/сут, на 20 скважинах были забурены вторые стволы с приростом 25,8т/сут, на 27 скважинах проводились ремонтно - изоляционные работы с приростом 4,2 т/сут, на 8 скважинах провели прочие работы по КРС (ликвидации полета ГНО, ликвидации прихвата оборудования, восстановление забоя) с приростом 1,2 т/сут, на 5 скважинах делали гидравлический разрыв пласта с приростом 3 т/сут, и на 1 скважине внедрили технологию одновременно раздельной эксплуатации, с приростом 16 т/сут.

Наиболее эффективным мероприятием по поддержанию уровня добычи по пласту АВ1-2 является забурка второго ствола, наиболее неэффективным – ОПЗ, дострел и ГРП.

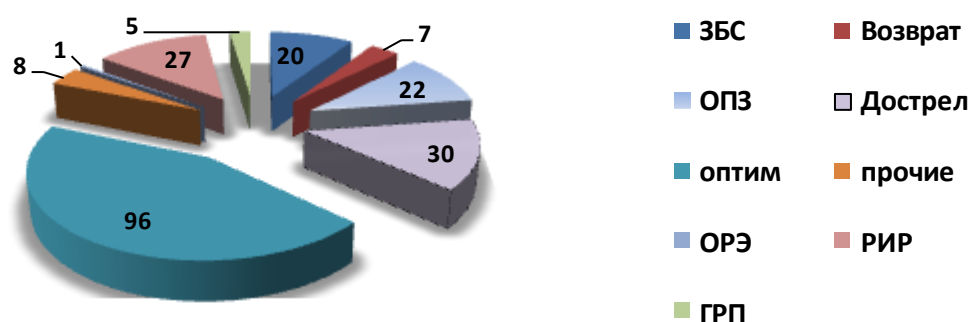


Рисунок 3 – Мероприятия, направленные на поддержание уровня добычи нефти по пласту АВ1-2 за 2012 г.

Породы-коллекторы отложений нижнего мела характеризуются чередованием песчаников мелко- и среднезернистых от светло- до темносерых, слюдистых, с аргиллитами и алевролитами. Аргиллиты с тонкими прослоями песчаников и алевролитов с включениями каменного угля и сидерита. Алевролиты крепкие, линзовидные и послоистые. Кроме того, верхняя часть (К1) – песчаники и алевролиты с подчиненными прослоями уплотненных глин.

В связи с постоянно снижающейся добычей по Ватъеганскому месторождению в частности, остро встает вопрос о поиске новых решений по увеличению нефтеотдачи. В данный момент - достаточно выработанные залежи пласта АВ1-2, отсутствие перспективных районов в центре объекта, разбурка окраин, рост стоимости эксплуатационного бурения и геологоразведочных работ, все вышеуказанные причины приводят к пересмотру старого пробуренного фонда, в т.ч. выведенного в бездействие из-за нарушений эксплуатационных колонн, заколонных перетоков и прорывов пластовых и нагнетаемых вод.

На текущую дату по нижнемеловым отложениям среднесуточный дебит одной добывающей скважины составил 6.9 т/сут. по нефти и 104.5 т/сут. по жидкости, среднегодовая обводненность продукции составила 92.3%.

Проанализировав ремонты данного вида за три последних года по Ватъеганскому месторождению можно сделать вывод, что самым распространенным методом устранения нарушений колонны является –механический, а именно: установка двухпакерных компоновок, металлических пластырей, спуск колонны меньшего диаметра, спуск насоса с пакером, данные ремонты не могут производиться по устранению заколонных перетоков и являются лишь временными мерами.

В настоящее время, кроме перечисленных методов, проводятся опытно-промышленные работы по испытанию методов водоизоляции притоков, а именно водоизоляционные работы с закачкой эмульсионных составов (ВИР ЭСС) и водоизоляционные работы с закачкой геля DGS.

Основные методы водоизоляции основываются на использовании специальных технологических приемов, обеспечивающих создание барьера на пути притока воды в скважину. Избирательность этих работ зависит от точности определений путей притока воды в скважину и соответствия технологии проведения работ характеру обводнения скважины. Создание искусственных водоизоляционных экранов – один из наиболее эффективных методов борьбы с обводнением скважин подошвенными водами, в том числе при прорыве нагнетаемой воды по подошве пласта.

Водоизоляционные работы в указанных условиях требуют дальнейших исследований и решений. Наиболее перспективным направлением повышения эффективности изоляции вод в пластах в низкими фильтрационно-емкостными свойствами является применение геля DGS с задержкой действия.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что необходимо увеличивать количество ремонтно-изоляционных работ и водоизолирующих работ по пласту АВ1-2 для уменьшения количество обводненных скважин и выводу скважин из бездействия.

Список литературы

1. Анализ разработки Ватъеганского месторождения за 2012г. // Когалым, ООО «КогалымНИПИнефть», 2013г. – 182 с.
2. Кулагин С.Л. Анализ эффективности применения физико-химических технологий ПНП за период 2007-2012г.г на месторождениях «Повхнефтегаза» // Когалым, ООО «КогалымНИПИнефть», 2013. – 219с.
3. Каждан М.В., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Дулкарнаев М.Р. Восстановление литолого-фациальной обстановки формирования продуктивного горизонта с использованием современных геоинформационных технологий // Нефтегазовое дело. 2013. №6. С. 103–125.
4. Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Каждан М.В., Габитов А.А. Дифференциация продуктивного пласта по литолого-фациальным зонам на основе электрометрических моделей кривых альфа-ПС для обоснования технологий доизвлечения нефти // Нефтегазовое дело. 2013. №6. С. 81-102.

5. Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Каждан М.В., Муслимов Б.Ш. Методика построения лито-фациальных схем-карт для анализа процесса формирования пласта ЮС1 Восточно-Сургутского месторождения // НТЖ «Экспозиция. Нефть. Газ» - 2015. - №6 (45)- С. 34-35.
6. Хузин Р.Р., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш. Геотехнологическое обоснование ресурсосберегающих методов освоения трудноизвлекаемых запасов нефти. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 265 с.
7. Абабков К.В., Сулейманов Д.Д., Султанов Ш.Х., Котенев Ю.А., Варламов Д.И. Основы трехмерного цифрового геологического моделирования// Уфа: Изд-во Нефтегазовое дело, 2008.- 196 с.
8. Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Чижов А.П., Чибисов А.В., Султанов Ш.Х., Попов С.В. Применение комплексных технологий увеличения нефтеотдачи в условиях низкопроницаемых высокотемпературных пластов // Нефте-сервис № 4, 2010 – С. 66-68.
9. Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Чижов А.П., Чибисов А.В., Варламов Д.И. Основы гидродинамического моделирования нефтяных и газовых месторождений (2-е издание, переработанное и дополненное) // Уфа: Изд-во УГНТУ.- 2010. – 138 с.
10. Малец О.Н., Турдыматов А.Н., Султанов Ш.Х., Андреев В.Е., Котенев Ю.А. Использование статистических методов обработки геологической информации для объективной и качественной классификации продуктивных пластов // НТЖ «Нефтепромысловое дело» -№2. - 2008.- С.4-7.

УДК 62

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ РАСЧЕТНОЙ И ФАКТИЧЕСКОЙ ПЛОТНОСТИ ЖИДКОСТИ В ЗАТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ

А.А.Фокин, Л.Н.Баландин
(ФГБОУ ВО СамГТУ)

Аннотация. В статье рассматривается плотность жидкости в затрубном пространстве скважины. Производится сравнение и анализ значений плотности полученных двумя способами. В результате данного анализа были получены корректные значения плотности, с малым процентом расходимости, что является следствием возможности использования данных методов на практике.

Ключевые слова: плотность, жидкость, затрубье, давление, скважина.

UDC 62

THE ANALYSIS OF VARIATION IN ESTIMATED AND ACTUAL FLUID DENSITY IN ANNULUS

A.A. Fokin, L.N. Balandin
(Samara State Technical University (SSTU))

Annotation. The article discusses the density of the fluid in the annulus. A comparison and analysis of density values obtained in two ways. As a result of this

analysis objectionable density values, with a small percentage of divergence were obtained as a consequence of the possibility of using these methods in practice.

Keywords: density, fluid, annulus, pressure, well.

Плотность жидкости в затрубном пространстве необходима для нахождения таких технологических параметров, как пластовое давление, забойное давление, коэффициент продуктивности. Определение плотности жидкости – довольно не простая задача, зависящая от многих факторов – температуры, состава газа, жидкости, давления и т.д. Достоверность значения плотности жидкости, определяемого по существующим методикам, ставится под сомнение, так как исследования проводили в работающей скважине.

При расчете плотности жидкости по стволу скважин возникают дополнительные сложности из-за необходимости учета выделяющегося из нефти растворенного газа. Если допустить, что массообмена между жидкостью в затрубье и жидкостью, попадающей на прием насоса, не происходит, наличие свободной газовой фазы в затрубном пространстве будет лишь причиной сепарацией у приема насосного оборудования. Тогда плотность жидкости в уравнении будет равна плотности нефти при заданных давлении и температуре.

В данной работе использовалось две методики нахождения плотности жидкости в затрубном пространстве: расчетная и фактическая. Значения фактической плотности жидкости были рассчитаны по формуле:

$$\rho_{ж} = \frac{(\rho_{н.пог.} + 1,03 \cdot \rho_{н.пл.})}{2,085}, \quad (1)$$

где: $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³

$\rho_{н.пог.}$ – плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м³

$\rho_{н.пл.}$ – плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³

Для нахождения плотности жидкости в межтрубном пространстве, а именно в диапазоне между глубиной спуска насоса и динамическим уровнем, использовалась формула гидростатики для нахождения давления столба жидкости:

$$P = \rho \times g \times h, \quad (2)$$

где: P – давление, в нашем случае $P = P_{\text{прием}} - P_{\text{затр}}$, атм;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

h – высота столба жидкости, в нашем случае $h = h_{\text{спуска}} - h_{\text{д}}$, м.

Из формулы (2) получаем формулу для нахождения плотности жидкости в межколонном пространстве:

$$\rho = \frac{P}{g \times h} = \frac{P_{\text{прием}} - P_{\text{затр}}}{g \times (h_{\text{спуска}} - h_{\text{д}})}, \quad (3)$$

Все значения полученные по формуле (3) принимали как расчетные.

Прежде чем приступить к нахождению плотности жидкости, была произведена выборка скважин, насосы которых спущены практически до забоя и оснащены телеметрической системой (ТМС). Этот шаг обусловлен тем, что таким образом у нас появляется возможность произвести расчет по выведенной

формуле, обладая необходимым количеством данных полученных непосредственно с данного прибора.

Для исследования было взято Южно-Орловское месторождение ЦДНГ-7 ОАО «Самаранефтегаз».

Таблица 1 – Результаты расчет плотности жидкости в затрубном пространстве с использованием данных датчика ТМС

П / п	№ скв	Глубина спуска насоса, м	Динамический уровень, м	Затрубное давление, атм	Давление на приеме насоса, атм	Плотность расчетная	Плотность факт
1	10	2404	871,63	3,49	138,00	894,84	898,57
2	28	1958	1437,56	8,30	68,06	887,76	882,51
3	30	1854	864,50	5,65	93,95	910,13	880,10
4	32	1844	865,53	2,31	93,61	951,56	883,94
5	38	1913	855,95	1,88	93,12	879,06	883,94

Исходя из этих данных, был построен график зависимости расчетной и фактической плотности жидкости на приеме насоса.

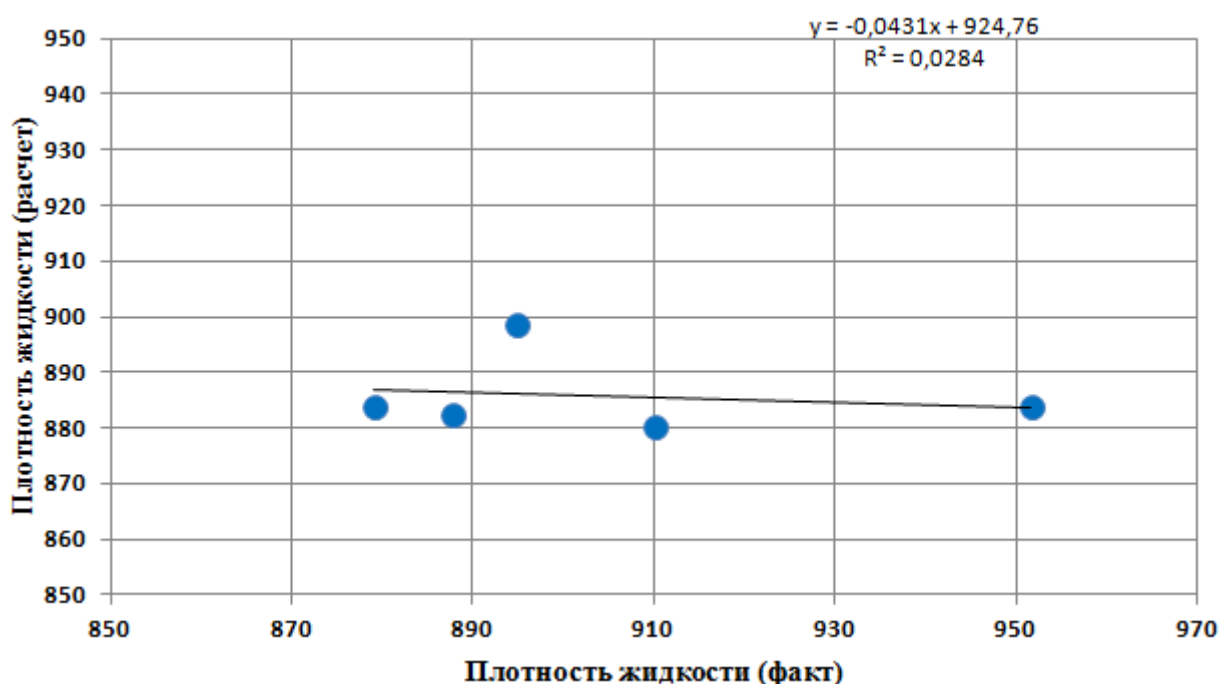


Рисунок 1 – График зависимости расчетной и фактической плотности

На данном графике была проведена линия тренда. Величина достоверности аппроксимации (число от 0 до 1, отображающее степень соответствия ожидаемых значений для линии тренда фактическим данным) равна 0,0284, что свидетельствует о плохой сходимости расчетной линии с данными.

Вывод: в ходе данного анализа были получены значения плотностей, рассчитанные двумя способами, со средней расходимостью 2%. Это свидетельствует о возможности применения расчетов на практике. Так же мы наблюдаем приблизительно одинаковые значения плотностей, полученных по формуле (1) - это обусловлено исследованием скважин одного месторождения и подтверждает правдивость полученных данных.

Список литературы

1. Аржанов, М.Ф. Справочник нефтяника [Текст] / М.Ф. Аржанов, И.И. Кагарманов, А.П. Мельников. – Самара: Самаранефтегаз. 2007. – 431 с.
2. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти [Текст] / под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 455 с.
3. Мищенко, И.Т. Расчеты в добыче нефти [Текст]: учебное пособие / И.Т. Мищенко. – М.: Недра, 1989. – 242 с.
4. Хисамутдинова, Н.И. Разработка нефтяных месторождений [Текст] / Н.И. Хисамутдинова, Г.З. Ибрагимова, С.В. Муравленко. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994.
5. Хисамутдинова, Н.И. Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин [Текст] / Н.И. Хисамутдинова, Г.З. Ибрагимова, С.В. Муравленко. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 272 с.
6. Щуров, В.И. Технология и техника добычи нефти [Текст]: учебник / В.И. Щуров. – 3-е изд., стер. Перепечатка с изд. 1983 г. – М.: Альянс, 2009. – 510 с.

УДК 622.276.1/.4

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ГРП В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

**А.А. Хайрутдинова
(АГНИ)**

Аннотация. Объектом исследования является Западно-Лениногорская площадь Ромашкинского месторождения, где было проведено ГРП на нагнетательных скважинах. Задачами проекта являются изучение влияния процесса ГРП в нагнетательной скважине на эффективность выработки запасов, а также изучение соотношения между объемами закачки и объемами добычи для характеристики результатов ГРП в нагнетательных скважинах.

Ключевые слова. Гидравлический разрыв пласта. Увеличение приемистости. Влияние объемов закачки.

SYSTEM ANALYSIS OF METHOD FRACTURING IN INJECTION WELLS FOR REGULATORY DEVELOPMENTS

A.A. Khairutdinova

(*Almetyevsk State Petroleum Institute*)

Annotation. The object of study is the Western Leninogorsk area Romashkinskoye field , which was carried out on hydraulic fracturing injection wells . The objectives of the project is to study the impact of hydraulic fracturing process in the injection well on the efficiency of development of reserves , as well as the study of the relation between injection volumes and production volumes to characterize fracturing results in injection wells.

Keywords. Hydraulic fracturing. Increased throttle response. Influence of injection volumes.

В настоящее время Ромашкинское месторождение находится на завершающей стадии разработки для которой характерна высокая выработка высокопродуктивных коллекторов. В тоже время темпы разработки низкопродуктивных коллекторов значительно отстают, что ставит задачу совершенствования разработки данных пластов с применением технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов.

Ключевым механизмом разработки низкопродуктивных пластов является организация эффективных мероприятий по организации системы ППД. Анализ результатов применения технологий вовлечения в разработку низкопродуктивных пластов и обзор научно-технической литературы показал, что приоритетной технологией в данных условиях является гидравлический разрыв пласта.

В данной работе был произведен расчет технологический эффективности по характеристикам вытеснения от проведения ГРП и влияние на него дополнительной закачки воды. Величина технологического эффекта по реагирующим скважинам изменяется в широком диапазоне от 0 до 4166 тонн дополнительной добычи, что свидетельствует о необходимости детализации выбора объектов для применения гидравлического разрыва пласта.

Целью ГРП в нагнетательных скважинах является увеличение приемистости скважин для обеспечения вытеснения и поддержания пластового давления. В работе рассмотрено влияние увеличения объемов закачки воды в системе ППД в нагнетательные скважины после ГРП на дополнительную добычу нефти. С целью изучения влияния и взаимовлияния дополнительных объемов закачки и дополнительной добычи была построена зависимость, представленная на рисунке 1.

Для систематизации результатов фонд скважин был разделен на 3 группы. Первая группа – скважины, где незначительное увеличение объемов закачки воды привело к большому технологическому эффекту, вторая группа – скважины, где влияние дополнительной закачки воды прямопропорционально дополнительной добычи нефти и третья, где значительное увеличение объемов закачки воды не привело к ожидаемому технологическому эффекту.

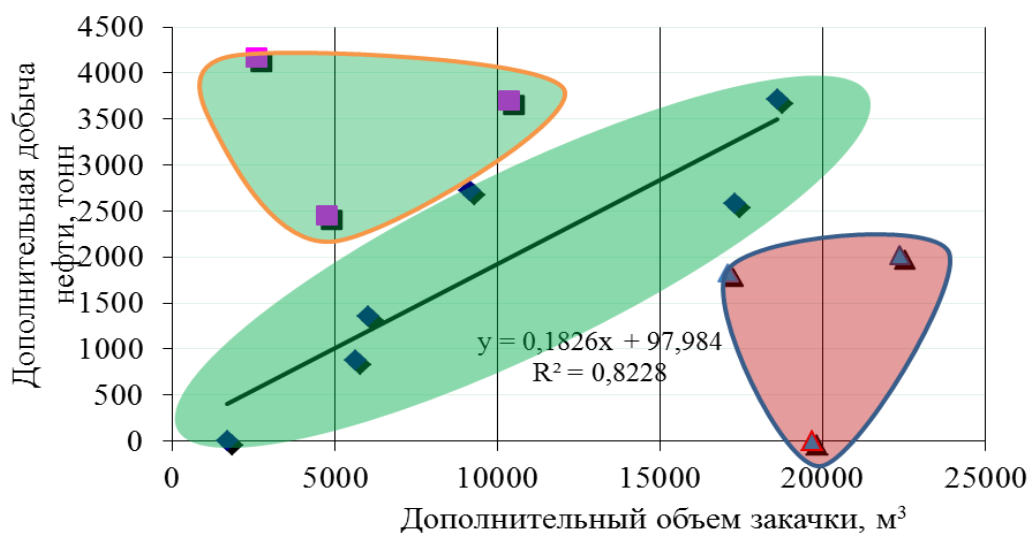


Рисунок 1 – Соотношение между дополнительными объемами закачки и результирующим технологическим эффектом

С учетом проделанной работы сделаны следующие выводы: учетом всего вышесказанного можно сделать следующие выводы:

- Выполнение процесса ГРП на нагнетательных скважинах требует более детального подхода к выбору объектов. Техническая успешность работ не гарантирует получение технологического эффекта, выраженного в дополнительной добыче. Задача выбора объекта является системной и должна учитывать различные сценарии работы участка воздействия с учетом карты разработки, геологического строения, условий работы скважин и т.д.
- Изучение данных по соотношению объемов закачки и объемов дополнительной добычи позволяет оценить степень вовлечения запасов в разработку и структуру этих запасов. При пропорциональной зависимости объема закачки и добычи, вероятнее всего, происходит изменение темпов выработки текущих запасов. В случае высоких значений добычи, в том числе при превышении отбора над закачкой, вероятнее, происходит ввод в разработку ранее не дренируемых запасов. Третий вариант, при котором наблюдается наименьший технологический эффект, связан с прорывом закачиваемых вод к забоям добывающих скважин.
- Вышеизложенные факты позволяют рекомендовать в нагнетательных скважинах выполнение ГРП при тщательном планировании мероприятия и с учетом исключения прорыва закачиваемых вод, что может быть обеспечено при длинах трещин.

Список литературы

1. Рахмаев, Л.Г. Исследование факторов, влияющих на эффективность технологии ГРП нагнетательных скважин в условиях восточно-ленинградской площади НГДУ «Азнакаевскнефть» [Электронный ресурс] / Л.Г. Рахмаев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 3. – С. 119-124. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

2. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах [Электронный ресурс] / В.А. Байков, А.Я. Давлетбаев, Р.Н. Асмандияров, Т.С. Усманов, З.Ю. Степанова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 1. – С. 65-75. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
3. РД 153-39.0-588-08. Инструкции по технологиям гидравлического разрыва пластов. – ТатНИПИнефть, 2008. – 42 с.
4. Сборник задач по технике и технологии нефтедобычи [Текст] / И.Т. Мищенко [и др.]. – М.: Недра, 1984. – 272 с.
5. Данные КИС АРМИТС.

УДК 622.276

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ ГАММА-ГАММА ПЛОТНОСТНОГО КАРОТАЖА

А.А. Шакиров, А.Л. Салимов, Д.С. Егоров
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье описывается методика расчета пористости по результатам показателя гамма – гамма плотностного каротажа (ГГК – П). Дается оценка измерения погрешности коэффициента пористости.

Ключевые слова: гамма-гамма плотностной каротаж, геофизический зонд, геофизические исследования скважин, коэффициент пористости, плотность, флюид, залежь, каверны.

UDC 622.276

METHOD OF DETERMINATION OF POROSITY BASED ON GAMMA-GAMMA DENSITY LOG.

A.A. Shakirov , A.L. Salimov , D.S. Egorov
(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. The article describes the method of calculating the results of the porosity index of gamma - gamma density log (GGK - P). The estimation of measurement uncertainty void ratio.

Keywords: gamma-gamma density logging, geophysical probe, well logging, void ratio, density, fluid accumulation, cavities.

По результатам гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П) оценивается электронная плотность горных пород. Надо отметить, что данные геофизического зонда в большинстве типов пород, таких как кварцевый, полимиктовый песчаник, алевролит, схожи со значением объемной плотности, не превышающих $0,02 \text{ г/см}^3$.

Метод определения пористости пород по данным ГГК-П имеет ряд существенных преимуществ по сравнению с другими методами геофизические исследования скважин (ГИС), в связи слабого влияния глинистости. Это можно использовать за счет одного из основных методов определения коэффициента

пористости (K_p). Для определения пористости пород по данным плотностного каротажа, надо решить соотношение:

$$K_p = \frac{\sigma_m - \sigma_{об}}{\sigma_m - \sigma_{ж}} - K_{пр.м.} \frac{\sigma_m - \sigma_{прм}}{\sigma_m - \sigma_{ж}} \quad (1)$$

где σ_m - минералогическая плотность песчано-алевритовой породы; $\sigma_{об}$ - объемная плотность породы; $\sigma_{прм}$ - плотность примесей (глин, угля, карбонатного цемента и т.д.); $\sigma_{ж}$ - плотность флюида, заполняющего поровое пространство; $K_{пр.м.}$ - объемное содержание примесей в породе [1, 2, 3].

Плотность флюида, заполняющего поровое пространство пород, зависит от минерализации пластовой воды, плотности нефти, газа и в частности от объемного содержания в породе [4, 5, 6, 7].

При отсутствии, каких либо примесей в породе или при их минералогической плотности, равной или близкой к плотности минерального скелета формула записывается так [2]:

$$K_p = \frac{\sigma_m - \sigma_{об}}{\sigma_m - \sigma_{ж}} \quad (2)$$

В районах Западной-Сибири, а именно Федоровском месторождении породы-коллектора пласта Ач1 занимают наиболее обширную территорию на месторождении и наблюдаются в виде вытянутого с юго-запада на северо-восток линзовидного песчаного тела, разделенного узкой зоной глинизации на западную и восточную части [8, 9, 10, 11]. Пласт вскрыт пробуренными скважинами на глубинах 2659 - 2856 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются в широком диапазоне: от 1,2 до 20 м. Размеры залежи 32•10 км, высота 46 - 75 м, тип залежи - литологически экранированный [12, 13]. Можно отметить, что значение плотности пластовых вод близки к единице и очень мало различаются между собой [13, 14, 15]. В нефтеносных пластах без проникновения плотность флюида $0,9 \cdot 10^{-3}$ кг/м³. Погрешность оценки K_p в пласте равна 0,6 %.

Для определения пористости пород по данным ГГК-П по формуле (2) с погрешностью 2-3 % необходимо, чтобы:

- величина и стабильность минералогической плотности исследуемого объекта была не более $0,03 \cdot 10^{-3}$ кг/м³;
- на стенках скважины отсутствовали трещины и каверны, а глинистая корка была толщиной не более 2 см;
- углистость пород была больше 2 % [16, 17].

При несоответствии равенства плотности примеси и плотности песчано-алевролитовых пород, минералогическая плотность пород может изменяться от величины пористости. Поэтому определение пористости по данным ГГК-П может быть выполнено по статистической зависимости $K_p = f(\sigma_{об})$, не подчиняющейся формуле (2).

Отсюда следует, что по приведенным значениям, метод определения пористости по данным гамма - гамма плотностного каротажа можно применять для оценки коэффициента пористости и выделения высокопористых коллекторов в разрезе скважин [18, 19].

Список литературы

1. Сковородников, И.Г. Геофизические исследования скважин [Текст] / И.Г. Сковородников. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2003.
2. Дахнов, В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин [Текст] / В.Н. Дахнов. – Изд. 2-е. – М.: Недра, 1992.
3. Нафикова, Р.А. Основные компетенции, формируемые при прохождении практик направления подготовки 131000 «Нефтегазовое дело» [Текст] / Р.А. Нафикова, Т.Д. Дихтярь // Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы Международной научно-практической конференции (Самара, Россия, 14-15 октября 2014 г.) / отв. ред. В.К. Тян. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2014. – С. 20.
4. Нафикова, Р.А. Разделение стойких нефтяных эмульсий с использованием микроволн [Текст] / Р.А. Нафикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 144-150.
5. Нафикова, Р.А. Особенности формирования компетенций при изучении дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции» [Текст] / Р.А. Нафикова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 149-154.
6. Нафикова, Р.А. Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях разработки месторождений [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 341-347.
7. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова, Л.М. Баязитова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.
8. Ахметов, Р.Т. Итоговая аттестация и выпуск инженеров по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Р.Т. Ахметов, Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 132-137.
9. Петрова, Л.В. Преддипломная практика бакалавров в техническом университете [Текст] / Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина, А.Х. Габзалилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 167-175.

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

11. Габзалилова, А.Х. Увеличение нагрузки на забой использованием на горизонтальном интервале стволов скважин винтообразных труб [Текст] / А.Х. Габзалилова, З.А. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 247-250.

12. Габзалилова, А.Х. Научно-методическое обоснование увеличения длины горизонтальных интервалов стволов скважин [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Габзалилова Альфира Хамитовна. – Уфа, 2012. – 151 с.

13. Габзалилова, А.Х. Об увеличении длины горизонтального или восстанавливающего интервала ствола скважины при бурении [Текст] / А.Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 193-198.

14. Габзалилова, А.Х. Осевая нагрузка на забой и на подъемный механизм в горизонтальной скважине с интервалами: вертикальным, набора зенитного угла и изменения азимута [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 198-203.

15. Мухтасарова, Э.А. К вопросу повышения адаптивности системы управления буровыми предприятиями нефтяной отрасли [Текст] / Э.А. Мухтасарова, З.А. Гарифуллина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3. – С. 28-35.

16. Мухтасарова, Э.А. Кризис духовных ценностей российского общества и новые ценностные ориентиры современной молодежи [Текст] / Э.А. Мухтасарова // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 76-80.

17. Самигуллина, Л.З. Аспекты когнитивной и идеографической характеристики как способ описания профессиональной терминосистемы (на материале русского, татарского, башкирского и английского языков) [Текст] / Л.З. Самигуллина // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2013. – № 1 (8). – С. 88-93.

18. Самигуллина, Л.З. Нормативные аспекты нефтегазовой терминологии [Электронный ресурс] / Л.З. Самигуллина // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 447-456. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

19. Самигуллина, Л.З. Опыт создания профессионального идеографического словаря-тезауруса [Текст] / Л.З. Самигуллина, А.Г. Шайхулов // Судьбы национальных культур в условиях глобализации: сборник материалов III Международной научной конференции (Челябинск, 26-27 марта 2015 г.) / под ред. М.Г. Смирнова. – Челябинск: Энциклопедия, 2015. – С. 390-395.

УДК 622.276

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

А.Ф. Шакурова, А.В. Акимов, С.В. Калинина
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В целях совершенствования контроля за процессом добычи, увеличением дебитов нефти и газа, сокращением расходов и уменьшения рисков в сфере охраны труда и промышленной безопасности используется такой метод как интеллектуализация месторождения. С введением в нефтегазовое дело метода интеллектуализации месторождения у специалистов появилась возможность контролировать процессы в режиме реального времени, при этом находясь далеко от самого месторождения.

Ключевые слова: добыча, интеллектуальное месторождение, локальный контроллер, кустовой метод добычи, датчик, промышленная, интеллектуальная технология, режим реального времени, месторождение нефти и газа.

UDC 622.276

INTELLIGENT OIL FIELDS

A.F. Shakurova , A.V. Akimov S.V. Kalinin
(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. For improvement of control of production process, increase in outputs of oil and gas, cut in expenditure and reduction of risks in the sphere of labor protection and industrial safety uses such method as intellectualization of the field. With introduction to oil and gas business of a method of intellectualization of the field experts had had an opportunity to control processes in real time, at the same time being is far from the field.

Keywords: extraction, intellectual field, local controller, sectional method of production, sensor, industrial safety, intellectual technology, real time mode, oil and gas field.

В последнее время в нефтегазовом деле часто используется термин «интеллектуальное месторождение». Новейшие технологии в области интеллектуализации месторождений направлены на возвращение к жизни старых месторождений и на уменьшение затрат по поиску новых. Эти условия являются важнейшими для поддержания конкурентной борьбы российских компаний на мировом нефтяном рынке.

Предлагаем вам более подробно узнать о том, что же понимается под термином «интеллектуальное месторождение». Интеллектуальное нефтегазовое

месторождение – это есть система автоматического управления, которая служит для создания программ по снижению человеческого фактора в процессе управления добывающей способностью месторождения.

Весь смысл модели «интеллектуального месторождения» заключается в отдаленном управлении объектами добычи, контроле энергопотребления, повышении энергоэффективности и др. В планах имеются такие месторождения, которые смогут контролировать себя самостоятельно и обслуживаться специалистами, находящимися далеко от самого месторождения.

Судя по исследованию, которое в 2003 году было проведено Лондонскими учеными (Ассоциация Энергетических Исследований), интеллектуальные месторождения увеличивают показатели добычи на 3–9 %. Их эксперимент также подтвердил, что «умные месторождения» экономят в среднем 3–7 миллиона долларов в год за счет уменьшения различных расходов.

Предлагаем вам разобраться поподробнее на конкретном примере интеллектуализации месторождений. На территории Российской Федерации и СНГ больше всего распространен кустовой метод добычи сырья.

Для интеллектуализации кустового способа добычи сырья классическим методом является использование телемеханических систем и радио-модемов. Для такого метода можно использовать локальный контроллер для подключения к нему различных датчиков. Если же он не используется, возникает вопрос: куда подключать кабели от датчиков (давление, температура) с устьев скважин. Ответив на поставленный вопрос, мы получаем еще одно преимущество нового метода интеллектуализации кустов. Вместо обычных «проводных» датчиков можно использовать их беспроводные аналоги.

К преимуществам использования беспроводных датчиков является то, что их можно легко демонтировать и перемещать с одного куста скважин на другой, независимо от расстояния между кустами. Статистика показывает, что при использовании беспроводных датчиков на интеллектуальных месторождениях достигается приблизительно 45% экономии по стоимости и до 75% экономии времени на принятие решений.

Из этого следует, что благодаря использованию беспроводных датчиков информация со скважин сразу поступает в центральный пункт месторождения. После чего информация обрабатывается, и на основе полученных данных делаются выводы. Для анализа информации, поступающей с месторождений, ведущие нефтегазовые компании мира применяют особые программные продукты. Опираясь на результаты анализов данных, работники могут определить, на какой скважине нужно провести необходимый комплекс мероприятий по увеличению добычи (увеличить мощность насосов, создать большую депрессию на пласт и т.д.), а также узнать какие скважины проявляют признаки старения.

«Умное месторождение» позволяет контролировать процесс добычи, увеличивать дебиты нефти и газа, сокращать расходы (эксплуатационные, расходы на электроэнергию) и уменьшать риски в сфере охраны труда и промышленной безопасности.

Заглядывая на несколько лет вперед, мы можем с большой уверенностью сказать, что спрос на интеллектуальные месторождения конечно будет возрастать. Однако перед предприятиями будут стоять серьезные задачи, поскольку «умное месторождение» требует рационального подхода к разработке.

Возникает вопрос: не станут ли интеллектуальные технологии поводом для массового увольнения работников и увеличения числа аварий и сбоев на месторождении? По мнению экспертов, повода для волнений нет. Наоборот, компании будут искать квалифицированных специалистов, а на заводах и в цехах снизится уровень опасности. На специалистов будет наложена большая ответственность. Они будут контролировать процесс в режиме реального времени, работать с системами визуализации, им понадобится время, чтобы привыкнуть к новым программам.

В итоге, мы приходим к тому, что нынешним верным направлением развития нефтяной и газовой отрасли в мировой экономике является интеллектуализация месторождений газа и нефти. Мощным толчком для российской экономики может стать введение новейших технологий, в том числе в нефтяной и газовой отрасли. Технология «умного месторождения» должна стать главными помощниками в использовании новых и уже ранее освоенных месторождений, достаточно рационально уменьшая затраты на производство.

Список литературы

1. Еремин, Н.А. Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания [Текст] / Н.А. Еремин. – М.: Издательство «Бизнесцентр», 2008. – 244 с.
2. Дмитриевский, А.Н. Инновационные технологии освоения нефтяных месторождений в режиме реального времени [Текст] / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин.
3. Зубкова, Е. «Умное месторождение» для оптимального промысла [Текст] / Е. Зубкова.
4. Демарчук, В.В. Перспективы и направления реализации проектов «интеллектуальных» месторождений нефти и газа [Текст] / В.В. Демарчук // Молодой ученый. – 2014. – № 19. – С. 284-289.
5. Тынчеров К.Т. Основы автоматизации технологических процессов нефтегазового производства [Текст]: / Учеб. пособие / К.Т.Тынчеров. – Уфа: УГНТУ, 2015. – 350 с.

UDK 622.276

CONDITION OF DEVELOPMENT AND REGULATION PROBLEM OIL AND GAS COMPLEX OF YEMEN

A. Shakurova, Gehad A.A. C

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. The article deals with the problems of state regulation of oil and

gas in Yemen associated with the depletion of explored oil fields. The author presents a concise presentation of this issue, the effects and necessary requirements needed to resolve this issue at stake. The process of developing the oil fields currently in the system; industrial oil is a time-consuming, complex and capital-intensive process and is associated with a significant number of different and expensive-standing technical means. The development of the oil industry contributed to the development and modernization of various technologies for oil exploration and production. Recently, the world cooperates in various fields, particularly in the petroleum industry where oil exploration become cheaper.

Keywords: scientific technical progress, capital intensive, modernization, techniques, time-consuming, petroleum industry, depletion, explored, industrial oil.

Oil and gas condensate production is the basis of the mining industry in Yemen. The main oil reserves are concentrated in the north of the country (region of Marib Al Jof), South (East Shabwa and Masila) and in the central part of Yemen (Jannah and Iyad). Proved reserves and production level - small in comparison with other countries in the region, so Yemen plays a minor role in the world oil market. The significant increase in oil production occurred in 1998-2001 which was associated with the development of deposits and Gianna East Shabwa.

Although exploration work was carried out, starting from the 1930s. The most significant of which were conducted only in the 1970s after the signing of the eighteen agreements with the oil companies for the right to conduct exploration and production of oil. Most agreements provide for a 20 % ceiling for compensatory production and profit production was divided as follows: 20 % - the investor, 80 % - to the state. In fact, oil production was started in the mid-1980s.

Currently, Yemen has six major fields, where oil production is carried out (Shabwa, Marib, Masila, Gianna, Ayad and Hawara). If new discoveries are made, the oil production is expected to be reduced by an average of 3-5% per year, because some of the old oil fields are depleted. At current production rates divorced reserves may be exhausted in the next 20 years. It should be noted that the problem of depletion is typical for Russia. [1,2].

The development of oil production in Yemen is carried out with the use of foreign companies.

Oil production decreased annually by an average of 11 % during 2001-2011. [3]. If the new reserves are found, then this trend will continue. The sharpest decline in oil production occurred in 2005-2010. The total oil production reached 159 million barrels in 2000 (the state's share amounted to 61% of the total production).

With the expected increase in oil prices in the short and long term, the state's share is expected to decrease due to the increase in the share of compensation production agreements with the oil companies, i.e. with falling of the price of oil share of companies, it will allow for the reparation their cost of exploration and development of fields [4,5].

In the future, the country will strive to maintain the same level of real gross value added from the sale of oil by increasing production at new fields to compensate

for the expected decline in oil production in existing wells.

Until 2002, the gas used for local consumption, maybe. the project of natural gas exports faced a number of challenges, including the lack of guaranteed export markets; lack of financial resources for the construction of a gas liquefaction plant and necessary infrastructure projects; strong competition from other countries in the region [6, 7, 8]. The inability to find external markets - one of the most serious problems hindering the development of the gas sector. This is due to the strong competition on the part of the rich countries of the Persian Gulf and the insufficiency of financial resources to the project [9, 10, 11].

Natural gas is expected to play a greater role in the near future. Currently, Yemen started exporting liquefied natural gas. Built in 2009, the plant «Balhaf» LNG exports gas to Korea, China and several other countries, and also allows you to provide additional jobs to the population of Yemen. It is planned that the plant after the launch of all the facilities will produce 6.7 million tons of liquefied gas per year. Gas will be exported to North America (70 %) and South Korea (30 %) in accordance with three contracts concluded for 20 years. [12, 13, 14].

Since the mid-1990s. to 2002, the Yemeni government is making significant efforts to implement the project of liquefied natural gas exports. Total company with several other multinational companies established in Yemen consortium Yemen Liquefied Natural Gas Company («Yemen LNG»). According to the project of gas export was due to begin in June 2002, but this did not happen due to the fact that company Exxon Mobil and Hunt Oil refused to withdraw from the consortium established. After that, the Yemeni government has postponed the project for four years [15, 16, 17]. The plant to construct in 2009, which made it possible to export liquefied natural gas to a number of countries.

Domestic use of gas is expected to grow. Gas is not only important as a source of clean energy, but also as a source of foreign currency, if Yemen will be able to organize its exports [18, 19, 20]. The gas can also be used as raw materials for petrochemical production. This means that natural gas can have a significant impact on economic growth in the coming years.

Conclusion:

Our analysis of the state and prospects of development of the oil and gas industry of Yemen to the following conclusions.

Currently, the Government of Yemen taken extensive measures to ensure the sustainable growth of the industry, to ensure the growth of its production by 3 % per year. Pledged targets oil and gas production can be estimated as the lower bound estimate of the possible pace of industrial growth. For some industries in the plan are laid quite high and really reasonable rate of growth (in sectors such as electrification, water supply, construction), and for the oil industry is assumed to be a significant reduction in production without regard to opportunities associated with the opening of new oil fields. This requires improving the oil and gas industry control systems, as one of the most important sectors in Yemen.

Список литературы

1. Аль-Хатлех, Ф.М. Направления совершенствования государственной политики в области привлечения иностранного капитала в нефтегазовую отрасль народного хозяйства Йемена [Текст] / Ф.М. Аль-Хатлех // Международная экономика. – 2006. – № 1. – С. 78-87.
2. Oil & Gas journal. Eric Watkins. Contract dispute halts Marib operations in Yemen. 2005. URL: <http://www.ogj.com/index.html>.
3. Keefe. Eric. Oil Firms Challenging Yemen // New York Times U.S 24 November. 2005. URL: <http://www.nytimes.com>.
4. Нафикова, Р.А. Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях разработки месторождений [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 341-347.
5. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова, Л.М. Баязитова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.
6. Пат. 116856 Российская Федерация, МПК С 10 G 15/08. Установка переработки амбарных углеводородов [Электронный ресурс] / Нафикова Р.А.; патентообладатель Нафикова Резеда Абузаровна. – № 2011127973/15; заявл. 07.07.2011; опубл. 10.06.2012, Бюл. № 16. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
7. Нафикова, Р.А. Особенности формирования компетенций при изучении дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции» [Текст] / Р.А. Нафикова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 149-154.
8. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 169-174.
9. Нафикова, Р.А. Влияние вязкости нефтяного шлама на эффективность его переработки на промыслах [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 1. – С. 118-120.
10. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 137 с.
11. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 25 с.

12. Ворсина, Н.А. Использование попутного нефтяного газа [Текст] / Н.А. Ворсина, А.В. Михайлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 142-147.
13. Ворсина, Н.А. Повышение эффективности подготовки нефти в НГДУ «Бавлынефть» [Текст] / Н.А. Ворсина, Т.М. Исмаилов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 148-154.
14. Усманова, Э.И. Применение ингибитора парафиноотложения СОН-ПАР-5403 для борьбы с АСПО в условиях Ишимбайского цеха добычи нефти и газа № 5 НГДУ «Ишимбайнефть» [Электронный ресурс] / Э.И. Усманова, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 88-92. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.
15. Ворсина, Н.А. Применение композиции на основе нефелина для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст] / Н.А. Ворсина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 68-73.
16. Петрова, Л.В. Преддипломная практика бакалавров в техническом университете [Текст] / Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина, А.Х. Габзалилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 167-175.
17. Гарифуллина, З.А. Методы и инструментальные средства стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий [Текст]: дис. ... канд. экон. наук / Гарифуллина Зульфия Асгатовна. – М., 2008.
18. Гарифуллина, З.А. Предприятия нефтяной отрасли как локомотив инновационного развития экономики России [Текст] / З.А. Гарифуллина, Р.Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 7. – С. 30-33.
19. Гарифуллина, З.А. Стратегические аспекты информационного менеджмента (на нефтеперерабатывающих предприятиях) [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 4. – С. 54-56.
20. Обоснование экономической эффективности реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Русскинского месторождения / З.А. Гарифуллина, И.К. Хламушкин, А.Х. Габзалилова, Д.В. Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов Международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 197-207.

ENHANCEMENT OF OIL RECOVERY THROUGH WATER INJECTION IN YEMEN'S OIL AND GAS WELLS

A. Shakurova, Al Khilial Ruslan

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. This article discusses the consumption rate and enhancement of oil and gas recovery in wells via the injection of water and other additives and the processes needed to deploy in order to increase production rate in oil fields to meet the increasing demand of oil and gas in the country, thus boosting economic growth. Analysis of oil reserves, barrels per day-bpd, in the various wellbores in Yemen is also stipulated in this article. Also, the structure of consumption of fuel for thermal power plants to natural gas accounted for. The author also suggests that there ought be construction of additional refineries to boost the production of Oil and Gas. The innovation and infusion of state of the art oil and gas equipment, drilling bits and oil rigs are also suggested by the author to help boost production rate and increase the quality of oil products in Yemen.

Keywords: gas, oil, reserve, electricity, wells, development, drilling bits, consumption rate, exploration, oil rigs, sector, wellbore, stipulate, barrels per day, thermal power plant, refineries, additive, enhance.

Water payment system more effective systems of the production is considered in the best recovery factor and be the core of effective power in this system are stratified water by investing the oil reservoir operation in the initial stage gets low pressure caste which leads to the movement of water into the oil-saturated and therefore to compensate pressure value, and in the event that the stratified water feed a good animated amount of water is equal to the amount of liquid product [1, 2].

The oil recovery factor depends on hydro-payment on the effectiveness of the displacement of oil by advanced water into the oil zone in the reservoir system and this displacement are almost regular in the reservoirs heterogeneous in terms of characteristics ,the reservoir has homogeneous properties in the area and the section, that leads to water speed progress in the areas of high permeability, where up quickly to the bottoms of producing wells and increased water rates in these wells abnormally which leads to the survival of some of the oil trapped in the structure of the rock [3, 4].

The source and quality of water are very important aspects of the injection process hence must be taken into consideration. To plan for water injection project the basic requirements and application of this method are mostly affected by several factors: availability of water in sufficient quantities during the life of the project, if necessary for the project injection amount of water varies depending on the quality of the desired project implementation and in general, the overall needs of water ranging from 150-170 % of the size of the pores in the class to be injection where and what he is re water injection product and the reflux, the necessary amount of water to be injected up to 50% of the pore volume of the reservoir oil [5, 6, 7]

They are free of non-dissolved or suspended solids solids. Stable chemically

and being relatively ineffective with vehicles and items in the injection system where corrosive materials and higher content of solids and the presence of a very small Al-gdharyat foreign matter in the water are taken into consideration during the design and implementation of injections.

Water sources used in the injection process.

It is divided into:

- Fresh water sources;
- Salt water sources.

Freshwater resources: And available we have in this type the following sources.

A surface sources: And manifested water streams, rivers and lakes are used widely in the injections, but the drawbacks are reflected as follows:

- scarcity of water in addition to that this water is locked in the summer.
- it holds many of the loose material in addition to the different types of memberships.
- installed variation throughout the year and therefore need to prohibitive costs when processing.

Surface water (wells aggregate): Where this water is characterized by moderate cost of the pump and the liquidation of natural water and therefore less processing costs [8, 9].

Layered subsurface: Some of the water in the geological sections and is available in sufficient quantities, but need to dig wells.

Salty water sources. We have available in this type the following sources: When there are water layers of salt next to the injection project, it must wells equipped in the same way end the fresh water wells, and here there is the benefit of using salt water for the purposes of injections in areas that are sensitive layer of fresh water where a high-yield and moderate costs for pumping, but expenses appear in the drilling of wells that are of great depths sometimes in addition to the containment of this water on noticeable amounts of (H₂S) and (SO₂), where it requires the expenses for the treatment [10, 11].

There are available in quantities dramatically characterized by low costs for development work and pumping and advised that it be dug shallow wells instead of dragging them directly where it is naturally filtered water and the fact that high rates of corrosion preferred to use corrosion inhibitors [12, 13].

As these materials are escorting oil product are separated by the treatment plants are then re-injected into the injection wells, but the water containing the corrosive materials in addition to the sediments associated with this water has led to the existence of additional expenses for the treatment of these waters [14, 15]

Water injection ways. Offshore Contour in the oil region. Deposited injection wells between the inner and outer contour of oil so as to accelerate the impact on the reservoir and uses this system offsets when the connection hydrodynamic layer with external region bad reservoir gauges be relatively small, as in the previous regime to strengthen the investment process as these resistors Infiltrative between the injection line and drag decreases due rapprochement [16].

However, the possibility of formation water year and impenetrable to some productive wells is increasing and as a result left a section of the oil in the areas between the injection wells.

When it can be extracted class oil drilling new wells for injection only and this system of displacement is more economic in spite of having a good conductivity in the outer region lead to the injection water [17, 18].

Injectations into the Contour area

This case of the most influential on the reservoir cases and is able to shortcut the investment period which increases the speed of the withdrawal of the oil where it is the division of the reservoir ranks of injection wells in the form of bands or circles or the formation of a central row cut reservoir longitudinal and intersects with the ranks of transverse as it intersects with the injection wells row Contour in the area and determine the distribution of the injection geological conditions and economic situation wells so as to ensure an ideal time to invest in the reservoir.

Optional system used in offshore wells:

This system is used when extracting the oil reserves of the reservoir heterogeneous horizontally and vertically, and here are selected injection wells sites depending on geological studies minute to stretch producing class and its contacts with the bottoms of the wells nearby, and so in order to ensure a maximal possible offsets like mitigating the impact of the heterogeneity of class and cut the yield, as a result, injection wells appear to be dispersed across the reservoir area randomly and reflect the lack of natural heterogeneity of the reservoir and this is difficult to supply water to the injection wells system and in the early stages of an investment may not be used this system where geological data are limited or inexperienced enough in the later stages of this effective system becomes when clear All molecules installation class [19, 20].

Characteristics of the water injection operations:

We inject water, so as to reach the following objectives:

1. Raising pressure on the current class and maintain it.
2. Lift the static / Static / dynamic and fluid levels.
3. Raising the displacement factor as a result of changing the direction of Infiltrative currents.
4. Improve working conditions of mechanical wells and transmission of the reservoir to more effective working system.
5. Disposal of water produced with oil, affecting the environment and injected it again.

Список литературы

1. Focusing oil and gas exploration in Eastern Syria by using satellite images and elevation data alongside conventional 2D seismic / R. Harris, M. Cooper, I. Shook. – Canada, 2008.
2. Investmentu Syria oil production [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.investmentu.com/2012/March/syria-oil-production.html>.

3. Нафикова, Р.А. Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях разработки месторождений [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 341-347.

4. Нафикова, Р.А. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта [Текст] / Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова, Л.М. Баязитова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 334-340.

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

6. Нафикова, Р.А. Особенности формирования компетенций при изучении дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции» [Текст] / Р.А. Нафикова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 149-154.

7. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 169-174.

8. Нафикова, Р.А. Влияние вязкости нефтяного шлама на эффективность его переработки на промыслах [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 1. – С. 118-120.

9. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 137 с.

10. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 25 с.

11. Ворсина, Н.А. Использование попутного нефтяного газа [Текст] / Н.А. Ворсина, А.В. Михайлов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 142-147.

12. Ворсина, Н.А. Повышение эффективности подготовки нефти в НГДУ «Бавлынефть» [Текст] / Н.А. Ворсина, Т.М. Исмаилов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2 т. (Октябрь-

ский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 148-154.

13. Усманова, Э.И. Применение ингибитора парафиноотложения СОН-ПАР-5403 для борьбы с АСПО в условиях Ишимбайского цеха добычи нефти и газа № 5 НГДУ «Ишимбайнефть» [Электронный ресурс] / Э.И. Усманова, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 88-92. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.

14. Ворсина, Н.А. Применение композиции на основе нефелина для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст] / Н.А. Ворсина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 68-73.

15. Петрова, Л.В. Преддипломная практика бакалавров в техническом университете [Текст] / Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина, А.Х. Габзалилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 167-175.

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

17. Гарифуллина, З.А. Предприятия нефтяной отрасли как локомотив инновационного развития экономики России [Текст] / З.А. Гарифуллина, Р.Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 7. – С. 30-33.

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

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

20. Гарифуллина, З.А. Подход к построению системы управления по целям на буровых предприятиях [Текст] / З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2014. – № 3. – С. 40-45.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ЗА СЧЕТ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

А.Ф Шакурова, К. Д. Метдиев

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В данной статье рассматривается использование кислотных методов гидроразрыва пласта для интенсификации добычи нефти в «Кубовском» месторождения. Автор также обсуждает влияние обычные кислоты имеют на карбонатных коллекторах, снижая тем самым эффективность двухступенчатой обработки, используемых в добывающих скважинах отсюда необходимость в увеличении коэффициента извлечения нефти из скважин.

Ключевые слова: кислота, гидроразрыва, интенсивность, карбонат, резервуар, двухступенчатый обработка, коэффициент извлечения нефти, добыча нефти, эффективность.

UDC 622.276

WELLS PRODUCTIVITY IMPROVING OF BY MEANS OF ACID FRACTURING

A. F. Shakurova, K. D. Metodiev

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. This article discusses the use of acid hydraulic fracturing methods for oil production in «Kubovskiy» oil-field stimulation. The author also discusses the influence that normal acids have on carbonate reservoirs, thereby reducing the used in producing wells two- stage processing efficiency, hence the need to increase the oil recovery.

Keywords: acid, hydrolic fracturing, intensity, carbonate, reservoir, two-stage treatment, oil recovery, oil production, efficiency.

Кислотный разрыв пласта - разрыв пласта, в котором используется жидкость гидроразрыва качества кислоты. Он используется в случае карбонатных пластах. Созданный с использованием кислоты и образовались трещины и полости высокого давления требует связывания профи. От обычных кислоты гораздо более заметно отличаются эти объемы, используемые вблизи кислот и давление впрыска. Воздействие на карбонатных пластах показал снижение эффективности простых, двухступенчатых обработок. По этой причине, а также в целях повышения эффективности обработок добывающих скважин, рекомендуется использовать новый состав кислоты или новые методы интенсификации добычи нефти. КГРП показали высокую эффективность в карбонатных коллекторах относительно простых или двухступенчатых лечения. Проведение этого лечения на карбонатного поле пластового мины кубовского даст значительное увеличение добычи нефти и увеличения коэффициента извлечения нефти. [1, 2, 3]

Кислотный разрыв пласта - это метод экспозиции, в котором кислота, закачивается при давлении выше, чем давление в трещины в породе, таким образом, что гидравлический разрыв. Обычно «подушка» вязкая жидкость впрыски-

вается перед инъекцией кислотой с образованием трещины, а затем закачивают обычную кислоту, кислотный гель, пену или кислотную эмульсию, содержащую кислоту [4, 5, 6]. Проводимость промежутка, создаваемого при селективного травления кислотой стенок трещины, которые неравномерно кислота вступает в реакцию с разрывом стенки, так что после закрытия она остается открытой, и относительно нерастворимые область служила в качестве носителя, который оставляет область в растворенном виде открытые каналы. Таким образом, кислотный гидроразрыв является альтернативное использование для разрыва пласта проппанта проводимости после его закрытия. Сам по себе процесс гидроразрыва аналогичный используемому с проппанта перелома. [7, 8]

Основные вопросы, которые следует учитывать при планировании кислотного разрыва пласта являются расстояние активная кислота стелется по проводимости трещины, создают кислоту (и ее распределение вдоль разрыва), и полученную в результате продуктивность скважины с кислым разрыва пласта.

Для того, чтобы предсказать, расстояние, на котором необходимо создать проводимость трещины, и проводимость окончательного распределения, необходимо найти распределение растворенного породы вдоль разрыва. Это, в свою очередь, требует кислоты описание концентрации вдоль трещины [9, 10].

Проводимость кислоты гидроразрыва трудно предсказать, поскольку она зависит себя от случайных процессов, если травления не выполняется стенки зазора неоднородно, то после закрытия трещины будут наблюдаться очень низкую проводимость. Таким образом, чтобы предсказать проводимость кислотного гидроразрыва использует эмпирический подход [9, 11, 12, 13].

Производительность скважин КГРП Таким образом, можно предсказать, так же, как для гидроразрыва пласта скважины, если средняя проводимость трещины адекватно описывает характер течения в скважине. Единственным фактором, осложняющим является тот факт, что проводимость скважины с кислотным гидроразрыва напряжение сильно зависит от закрытия, а давление закрытия будет возрастать с уменьшением забойного давления в стволе скважины во время эксплуатации скважины [14, 15].

Процесс КГРП осуществляется на нефтяных месторождениях, чтобы принимать участие в разработке слабопроницаемых типа резервуара пор:

- проницаемость менее 0,05 мД;
- глубина не более 3600 м;
- эффективная толщина не менее 3 м;
- пористость 10-20%.

Основными критериями для отбора скважин КГРП являются:

- слои с обесцененными свойствами емкостный-фильтрации;
- скважин в процессе испытаний дали слабый поток нефти по сравнению с потенциалом. Скважины должны быть технически исправны, качество цементирования должно гарантировать надежное образование изоляции будучи КГРП сверху и снизу объектов вышележащих.

Перед тем как процесс КГРП необходимо оценить возможность скважин и количество скин-эффекта с помощью коммерческих гидродинамических исследований.

В отличие от традиционного гидравлического разрыва пласта с проппантом в КГРП попеременно (3-4 цикла) в резервуаре под давлением закачивают жидкость высокой вязкости (полисахарид гель и т.д.) и кислотный состав (раствор HCl). Поскольку зоны с высокой проницаемостью (активные каналы фильтра) заполняются высоковязкой композицией, кислота начинает проникать низкую вязкость при низкой проницаемостью районах ППС. Это создает фильтрацию новых каналов или «возродили» старые, неактивные в текущий момент каналов. Этим достигается равномерное обработки коллектора глубокопроникающая и увеличивает гидродинамическое совершенство скважин.

При выборе скважины для кислотного гидроразрыва ориентируются в первую очередь гидродинамических характеристик пласта и призабойной зоны скважины. В этом случае Многослойная структура параметров объекта определяются для каждого шва или швов, через которые проходит ствол скважины по отдельности через его метод исследования, чтобы установить выделение и измерение профилей притока. [16,17].

Вывод: Гидравлический разрыв пласта не рекомендуется проводить в технически неисправных скважин. В скважинах, где разрушение цементного камня или плохой цементирования колонны там была циркуляция жидкости, необходимой для цементации, чтобы зафиксировать кольцо, а затем планировать гидравлического разрыва пласта. В скважинах с притоком добываемой воды, гидравлический разрыв пласта предпочтительно проводят после предварительной изоляции его потоков.

Список литературы

1. Газизов, А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки [Текст] / А.А. Газизов. – М.: Недра–Бизнесцентр, 2002. – 639 с.
2. Бадамшина, А.Ф. Применение кислоты замедленного действия для повышения нефтеотдачи пласта в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Электронный ресурс] / А.Ф. Бадамшина, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 15-17. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.
3. Беркутов, Е.А. Эффективности химических методов увеличения нефтеотдачи пласта в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Электронный ресурс] / Е.А. Беркутов, Н.А. Ворсина // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 27-30. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.
4. Ибрагимов, Д.Р. Эффективность применения химических методов по-

вышения продуктивности скважин в ОАО «Нижневартовское нефтяное предприятие» [Текст] / Д.Р. Ибрагимов, Н.А. Ворсина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов в 3-х т. (Октябрьский, 29 марта 2013 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 177-179.

5. Лапшин, В.Л. Увеличение продуктивности скважин в карбонатных коллекторах составами ДН-9010 на основе соляной кислоты [Текст] / В.Л. Лапшин, Р.А. Нафикова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 66-71.

6. Касимханов, Р.Р. Эффективность технологии стадийного проведения большеобъемных солянокислотных обработок [Текст] / Р.Р. Касимханов, Р.А. Нафикова // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 25 апреля 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 52-57.

7. Габзалилова, А.Х. Увеличение нагрузки на забой использованием на горизонтальном интервале стволов скважин винтообразных труб [Текст] / А.Х. Габзалилова, З.А. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 247-250.

8. Габзалилова, А.Х. Научно-методическое обоснование увеличения длины горизонтальных интервалов стволов скважин [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Габзалилова Альфира Хамитовна. – Уфа, 2012. – 151 с.

9. Габзалилова, А.Х. Об увеличении длины горизонтального или восстающего интервала ствола скважины при бурении [Текст] / А.Х. Габзалилова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 193-198.

10. Габзалилова, А.Х. Осевая нагрузка на забой и на подъемный механизм в горизонтальной скважине с интервалами: вертикальным, набора зенитного угла и изменения азимута [Текст] / А.Х. Габзалилова, Р.А. Янтурин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 198-203.

11. Мухтасарова, Э.А. К вопросу повышения адаптивности системы управления буровыми предприятиями нефтяной отрасли [Текст] / Э.А. Мухтасарова, З.А. Гарифуллина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3. – С. 28-35.

12. Мухтасарова, Э.А. Кризис духовных ценностей российского общества и новые ценностные ориентиры современной молодежи [Текст] / Э.А. Мухтасарова // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 76-80.

13. Самигуллина, Л.З. Аспекты когнитивной и идеографической характеристики как способ описания профессиональной терминосистемы (на материале русского, татарского, башкирского и английского языков) [Текст] / Л.З. Самигуллина // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2013. – № 1 (8). – С. 88-93.

14. Самигуллина, Л.З. Нормативные аспекты нефтегазовой терминологии [Электронный ресурс] / Л.З. Самигуллина // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 447-456. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

15. Самигуллина, Л.З. Опыт создания профессионального идеографического словаря-тезауруса [Текст] / Л.З. Самигуллина, А.Г. Шайхулов // Судьбы национальных культур в условиях глобализации: сборник материалов III Международной научной конференции (Челябинск, 26-27 марта 2015 г.) / под ред. М.Г. Смирнова. – Челябинск: Энциклопедия, 2015. – С. 390-395.

16. Ахметов, Р.Т. Итоговая аттестация и выпуск инженеров по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Р.Т. Ахметов, Л.В. Петрова, Н.А. Ворсина // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 132-137.

17. Тынчеров К.Т. Основы автоматизации технологических процессов нефтегазового производства [Текст]: / Учеб. пособие / К.Т.Тынчеров. –Уфа: УГНТУ, 2015. – 350 с.

УДК 622.276

**ПРИМЕНЕНИЕ ГИПАНОКИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ
ЗОНЫ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ
В УСЛОВИЯХ КОПЕЙ-КУБОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НГДУ «ТУЙМАЗАНЕФТЬ»**

А.Т. Шарапова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В данной работе на основе геолого-промысловых данных проведен анализ состояния разработки Копей–Кубовского месторождения с использованием гипанокислотной обработки для повышения нефтеотдачи коллекторов с повышенной обводненностью. Объектом анализа являются залежи турнейского яруса. По результатам анализа выявлено, что гипанокислотные обработки эффективны в карбонатных коллекторах с высокой обводненностью, где получают положительный эффект.

Ключевые слова: гипанокислотная обработка, месторождение, воздействие, скважина, добыча нефти, нефтеотдача.

APPLICATION OF BOTTOM-HOLE HYDROLYZED POLYACRYLONITRILE ACIDIZING OF TOURNAI STAGE FOR ENHANCED OIL RECOVERY IN THE KOPEJ-KUBOVSKY FIELD OF OIL-AND-GAS PRODUCTION DEPARTMENT FIELD «TUymAZANEFT»

A.T. Sharapova

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. In the article, the state analysis of Kopej-Kubovsky field development is carried on the basis of geological and commercial material using bottom-hole hydrolyzed polyacrylonitrile acidizing application for enhanced oil recovery with the increased water content. Tournai stage deposits are test object. The analysis revealed that polyacrylonitrile acidizing are effective in carbonate reservoirs with high water content, where a positive effect is gained.

Keywords: hydrolyzed polyacrylonitrile acidizing, field, influence, well, crude-oil production, oil recovery.

Копей-Кубовское нефтяное месторождение находится в северо-восточной части Туймазинского района Башкортостана, в 10 километрах к северо-востоку от железнодорожной станции Кандры и в 35 километрах поселка Серафимовский. Обнаружена залежь [1] в 1947 году. Объектами разработки являются песчаные пласты бобриковского горизонта, известняки кизеловского и заволжского горизонтов турнейского яруса. Карбонаты верхнефаменского подъяруса и песчаный пласт D1 пашийского горизонта.

Эффективность методов повышения нефтеотдачи на Копей-Кубовском месторождении [2] в 2009 году показана в таблице 1, где показана дополнительная добыча, эффект на одну скважинно-обработку и средняя продолжительность эффекта для каждого метода.

Таблица 1 – Эффективность методов повышения нефтеотдачи на Копей-Кубовском месторождении

Метод увеличения нефтеотдачи пласта	Количество скважин	Дополнительная добыча нефти, тонн	Эффект на одну скважинно-операцию, тонн	Продолжительность эффекта, месяцев
ЗГРП	2	918	459	10-12
СЩО	3	2403	801	-
БиоПАВ+ЖС+нефть	1	253	253	-
СНПХ-9633	2	1340	670	16-18
Обработка латексом	2	100	50	4-5
БиоПАВ+ПАЛР+глина	1	108	108	-
Поликсил+КСТ	3	1509	503	9-10

Нефелин	1	90	90	-
ВВВ	3	444	148	-
Кислотные обработки	28	20440	730	18-24
Гидроудар	2	242	121	18-20
Итого	48	27847	-	-

Если брать во внимание только мероприятия по увеличению добычи нефти, связанные с обработкой призабойной зоны пласта (ПЗП) – кислотные обработки, гипанокислотные отработки, термогазохимическое воздействие, обработка пеной, поверхностно-активными веществами (ПАВ), очистка ПЗП пластоиспытателями, гидроударами и т.д. [3], которые входят составной частью в методы увеличения нефтеотдачи (МУН) (дополнительная добыча при этом рассчитывается за один скользящий год), то эта составляющая также растет из года в год и в 2009 году составила 27,8 тыс. т.

В результате анализа таблицы видно, что при высокой обводненности, этот метод позволяет получать наибольший приток нефти к призабойной зоне пласта. Копей-Кубовское месторождение находится на последней стадии разработки [4], обводненность находится в пределах 70-98 %. При такой высокой степени обводненности другие методы, кроме гипанокислотной обработки (ГКО), не могут дать наибольшего притока нефти к ПЗП.

При сравнении фактических данных по проведению методов воздействия на призабойную зону пласта можно сделать вытекающие выводы.

При низких средних значениях дебитов $Q_1 = 0,9$ т/сут, высокой обводненности $V_1 = 72,9$ % и отбора воды с начала разработки $Q_{в\ снр} = 14,7$ тыс. м³ (удельный отбор $Q_{в\ снр} = 1,62$ тыс. м³ на 1 метр вскрытой толщины пласта), когда прочие методы обработок неэффективны или малоэффективны [5], применение гипанокислотных обработок позволило дополнительно добыть 985,5 тонн нефти на одну обработку за один скользящий год.

Отмечу, что 46,2 % обработок в диапазоне обводненности $V_1 = 51...60\%$ пришлось на долю ГКО и 79,6 % обработок в диапазоне V_1 от 61 до 100%. Если выделить и проанализировать интервал V_1 от 81 до 90 %, то можно сделать вывод, что гипанокислотные обработки по-прежнему эффективны – 985,5 тонн добавочной нефти на одну обработку за скользящий год или 4925 тонн за все время продолжительности эффекта (4-5 лет).

Использование метода показало его результативность при обработке скважин, имеющих высокую обводненность (70-100 %) [6], пластовое давление ниже гидростатического и [7] высокую поглотительную способность. Необходимо отметить, что длительность эффекта от ГКО существенно превосходит продолжительность эффекта от кислотных обработок. Всякие модификации соляно-кислотных обработок дают эффект, как правило [8], не дольше 1-1,5 лет, тогда как эффект по ряду скважин после ГКО продолжается до 6 лет и более.

Результаты применения гипанокислотных обработок призабойной зоны скважин Копей-Кубовского месторождения [9] представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты применения гипанокислотных обработок призабойной зоны скважин Копей-Кубовского месторождения НГДУ «Туймазанефть»

Номер скважины	До обработки			После обработки			Дополнительная добыча, т
	Qв, м ³ /сут	Qн, м ³ /сут	В, %	Qв, м ³ /сут	Qн, м ³ /сут	В, %	
1024	6,3	1,5	81	4,1	5,9	41	1606
909	4,2	1,4	75	3,9	3,6	52	803
2081	0,56	0,3	65	2,1	3,1	40	1022
2096	2	1,3	61	1,7	0,3	85	0
2141	4,1	1,1	79	7,1	3,1	69	730
2133	8,4	2,1	80	3	6,1	33	1460
2115	1,16	0,5	70	2,4	3,4	41	1058,5

По результатам анализа таблицы 2 дополнительную добычу после проведения ГКО получают не во всех скважинах и не все ГКО происходят успешно. Основные причины вытекают из следующей закономерности [10]: этот метод состоит в закупорке каналов поступления жидкости пласта в скважину с последующей обработкой всей толщи пласта раствором соляной кислоты.

Список литературы

1. Проект разработки Копей-Кубовского месторождения. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1957. – 430 с.
2. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана [Текст] / К.С. Баймухаметов [и др.]. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 424 с.
3. Гуторов, А.Ю. К вопросу об изучении поведения дисперсии параметров неоднородности продуктивных пластов в условиях разработки нефтяных месторождений Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 1. – С. 35-42.
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 [Текст]: монография / А.Ю. Гуторов. – Октябрьский: Изд-во УГНТУ, 2014. – 185 с.: ил.
6. Гуторов, А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ю. Гуторов // Газовая промышленность. – 2013. – № 5696 (696). – С. 61-63.

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

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

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

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

УДК 532

ПРИМЕНИМОСТЬ ЗАКОНА ДАРСИ ПРИ ПЛОСКОРАДИАЛЬНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ К СОВЕРШЕННОЙ СКВАЖИНЕ

Алсу Ф. Шакурова, Айгуль Ф. Шакурова, Д.С. Егоров
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье описана методика применения закона Дарси для расчета дебита и скорости притока нефти к совершенной скважине при плоскорадиальной фильтрации и границы его применимости. Выводится закон распределения давления и находится коэффициент продуктивности.

Ключевые слова: закон Дарси, плоскорадиальный поток, пористая среда, число Рейнольдса, коэффициенты фильтрации и проницаемости, коэффициент продуктивности, индикаторная диаграмма.

UDC 532

APPLICABILITY OF DARCI LAW AT THE RADIAL TWO-DEMENTIONAL OIL FILTRATION TO THE PERFECT WELL

Alsu F.Shakurova, Aigul F. Shakurova, D.S. Egorov
(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. Application of Darci law methodology for calculation of flowrate and oil influx rate to the perfect well at a radial two-dimensional filtration and limits of its applicability is described in the article. The pressure law is output and well flow index is situated.

Keywords: Darci law, radial two-dimensional flow, porous medium, Reynolds's number, filtration and permeability coefficients, well flow index, indicator diagram.

На сегодняшний день, в РФ нефтяная промышленность является основной сферой деятельности. Необходимо уметь правильно выбирать и применять

методики расчета для эффективной разработки нефтяного месторождения [1-11]. Фильтрующее свойство пористой среды, то есть способность пропускать жидкости и газы через себя, называют проницаемостью, выражаемое коэффициентом проницаемости k . Его отличие от коэффициента фильтрации c состоит в том, что первый зависит от свойств пористого пласта. Связь между k и c :

$$\frac{k}{\mu} = \frac{c}{\gamma} \quad (1)$$

Для решения практических задач подземной гидромеханики наиболее удобно записывать линейный закон фильтрации через коэффициент проницаемости:

$$Q = \frac{k}{\mu} \frac{p_1^* - p_2^*}{l} W = \frac{k \Delta p^*}{\mu l} W, \quad (2)$$

или
$$W = \frac{k}{\mu} \frac{p_1^* - p_2^*}{l} = \frac{k \Delta p^*}{\mu l}. \quad (3)$$

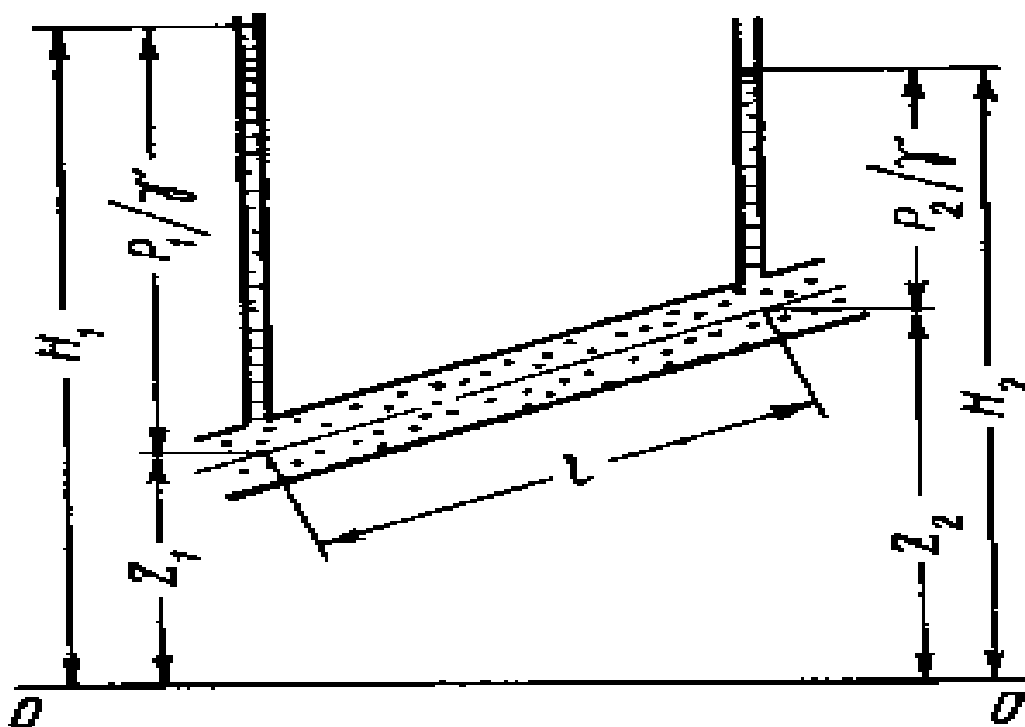


Рисунок 1 – Модель наклонного пласта

В системе СИ проницаемость имеет размерность площади $[k] = \text{м}^2$.

В смешанной системе единиц, часто применяемая в нефтяной промышленности, проницаемость измеряется в *дарси*. В расчетных формулах принимают: $[Q] = \text{см}^3/\text{с}$, $[\mu] = \text{спз}$; $[P] = \text{кг}/\text{см}^3$; $[l] = \text{см}$; $[\omega] = \text{см}^2$; тогда $[k] = \text{дарси}$.

Из уравнения (3) определим: $k = 1 \text{ дарси} = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

В определенных случаях при фильтрации жидкостей возможны отклонения от линейного закона фильтрации. Было установлено, что способствуют отклонению от линейного закона фильтрации две причины:

1. Верхний предел применения закона Дарси, связанный с проявлениями инерционных сил при больших скоростях фильтрации.

2. Нижний предел, связанный с проявлениями неньютоновских реологических признаков жидкости при малых скоростях фильтрации.

В трубной гидравлике критерий, который определяет справедливость линейного закона фильтрации служит число Рейнольдса:

$$R_e = \frac{Va\rho}{\mu} \quad (4)$$

где V – скорость фильтрации жидкости,

ρ – плотность жидкости,

μ – коэффициент абсолютной вязкости жидкости,

a – линейный параметр, характеризующий средний размер сечения поровых каналов. Значение $Re_{кр}$, при котором происходит смена режимов, равно $Re_{кр} = 2320$.

Уравнение нелинейного закона фильтрации имеет вид:

$$w = -c\left(\frac{dP}{dx}\right)^{1/n}, \quad (5)$$

где $\frac{dP}{dx}$ – градиент давления;

n – показатель закона фильтрации.

Общая двухчленная формула нелинейных законов фильтрации:

$$i = aw + bw^2,$$

где i – гидравлический уклон;

a, b – определяемые опытом коэффициенты.

Если значение числа Re оказалось меньше нижнего $Re_{кр}$, то закон Дарси будет выполняться, если Re больше верхнего $Re_{кр}$, закон Дарси нарушится. Закон Дарси нарушается из-за того, что силы инерции, которые возникают в жидкости за счет извилистых каналов и изменений площадей поперечных сечений, становятся $W > W_{кр}$ соизмеримыми с силами трения.

Если давление и другие характеристики пористой среды зависят только от одной координаты, взятой по линии тока, то установившийся фильтрационный поток несжимаемой жидкой смеси называется одномерным.

Рассмотрим установившееся плоскорадиальное движение несжимаемой жидкости в пористой среде по линейному закону фильтрации.

Фильтрационный поток является плоскорадиальным, когда траектории частиц жидкости прямолинейны и расположены в горизонтальных плоскостях и радиально сходятся к одной точке в каждой плоскости (рис. 2). Практическим примером данного фильтрационного потока служит приток флюида, с вязкостью μ , к совершенной, одиночной вертикальной скважине, вскрывающий нефтеносный пласт бесконечного простираения на всю его постоянную толщину ($h = const$), забой скважины открытый. Давление на контуре питания P , в скважине P_c . Радиусы контура питания r_k , скважины r_c (рис. 2).

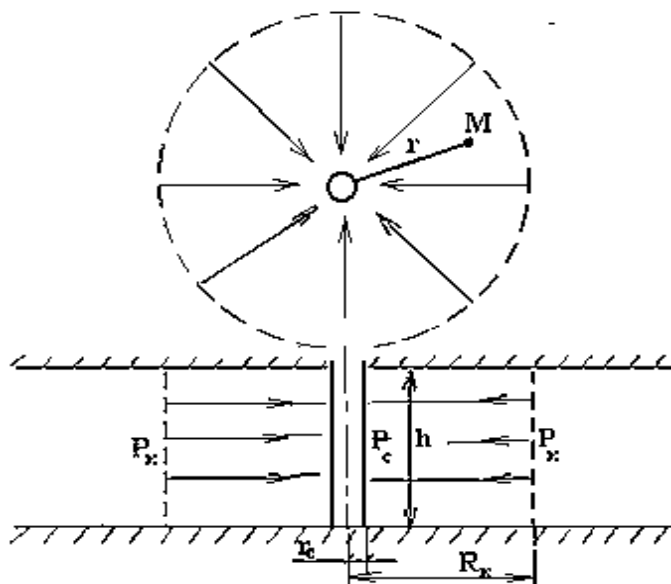


Рисунок 2 – Модель плоскорадиального потока в круговом пласте

Расход жидкости (дебит скважины) определяем следующим образом:

$$Q = wF, \quad (6)$$

где F – площадь сечения, в нашем случае равная $F=2\pi rh$.

В соответствии с законом Дарси, расход жидкости определяется:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad (7)$$

или

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (8)$$

Уравнение (8) называют формулой Дюпюи; $P_k - P_c = \Delta P_{пл}$ – депрессия на пласт.

Предположим, что в пласте эксплуатируется фиктивная скважина радиуса r ($r_c \leq r \leq r_k$) и забойным давлением P . По формуле (8) определим ее дебит,

$$P = P_k - \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_k}{r_c} \quad (9)$$

Заменим объемный расход Q по выражению (8), получаем закон распределения давления в пласте:

$$P = P_k - \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{r_k}{r_c}} \ln \frac{r_k}{r} \quad (10)$$

или

$$P = P_c + \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{r_k}{r_c}} \ln \frac{r}{r_c} \quad (11)$$

Из формулы (11) видно, что распределение давлений в пласте отобразится в виде логарифмической кривой, вращая эту кривую вокруг оси скважины, образуется геометрическое тело, называемое воронкой депрессии (рис. 3).

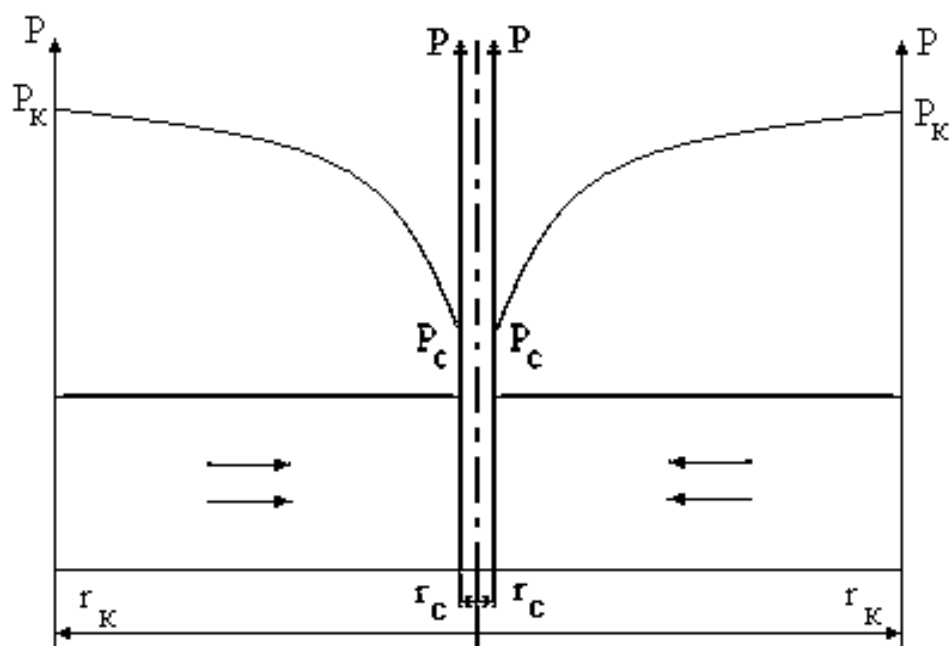


Рисунок 3 – Кривая распределения давления в сечении пласта

Количество жидкости, извлекаемое со скважины за единичное время при изменении депрессии на единицу, выражает коэффициент продуктивности, описываемое отношением дебита к депрессии, при котором этот дебит получен.

График зависимости дебита от депрессии называют индикаторной диаграммой (рис. 4). Индикаторная диаграмма показывает продуктивность скважины и при ее помощи можно установить режим работы скважины.

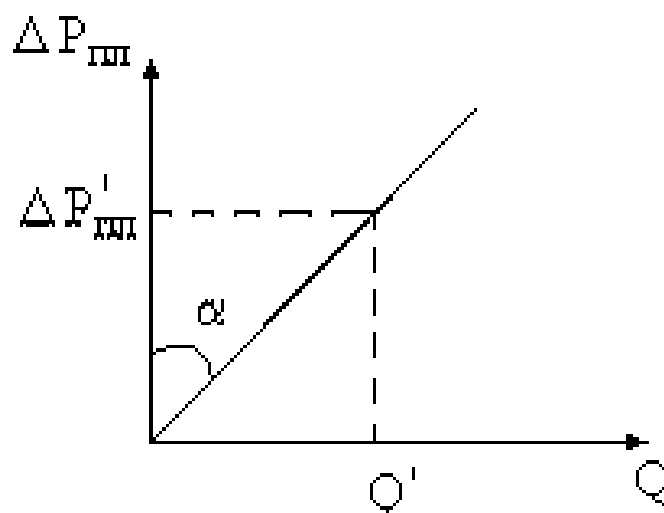


Рисунок 4 – Индикаторная диаграмма

При установившемся плоскорадиальном потоке жидкости в силу линейного закона фильтрации индикаторная диаграмма будет иметь вид прямой линии, которая выходит из начала координат (если отсутствует депрессия, приток флюида в скважину не будет).

Список литературы

1. Шакурова, А.Ф. Исследование и совершенствование методики оптимизации разработки нефтяной залежи гидроразрывом пласта [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / А.Ф. Шакурова. – Уфа, 2011. – 26 с.
2. Шакурова, А.Ф. Исследование параметров, влияющих на эффективность ГРП в условиях Ромашкинского месторождения [Текст] / А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 1. – С. 17-19.
3. Влияние ориентации и протяженности трещины ГРП на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин [Текст] / И.В. Владимиров, А.Ф. Шакурова, А.В. Аржиловский, В.В. Васильев // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 79-81.
4. Шакурова, Ал.Ф. Определение экономической целесообразности применения технологии гидравлического разрыва пласта в низкопроницаемой зоне пласта [Электронный ресурс] / Ал.Ф. Шакурова, Ай.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 2. – С. 254-261. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
5. Шакурова, А.Ф. Влияние качества цементирования заколонного пространства на эффективность ГРП [Текст] / А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 11. – С. 40-42.
6. Шакурова, Ал.Ф. Моделирование гидравлического разрыва пласта [Электронный ресурс] / Ал.Ф. Шакурова, Ай.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 2. – С. 33-47. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
7. Шакурова, А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья [Электронный ресурс] / А.Ф. Шакурова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2008. – № 2. – С. 1. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
8. Диагностический анализ вопроса эффективности проведения гидравлического разрыва пласта [Текст] / И.Г. Фаттахов, П.М. Малышев, Ай.Ф. Шакурова, Ал.Ф. Шакурова, А.Р. Сафиуллина // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2. Ч. 27. – С. 6023-6029.
9. Гидравлические потери в околоскважинной зоне пласта при кислотной обработке поровых коллекторов [Текст] / Ай.Ф. Шакурова, Р.А. Янтурин, А.Ш. Янтурин, К.Р. Низамов, В.Ф. Мерзляков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 1 (87). – С. 11-17.
10. Шакурова, Ай.Ф. К вопросу о возможности прогноза продуктивности добывающих скважин при изменении приемистости близлежащих нагнетательных после проведения СКО [Текст] / Ай.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 2. – С. 16-19.
11. Тынчеров К.Т. Основы автоматизации технологических процессов нефтегазового производства [Текст]: / Учеб. пособие / К.Т.Тынчеров. –Уфа: УГНТУ, 2015. – 350 с.

УДК 331.461:622.244.7

**КРАТКИЙ АНАЛИЗ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ РИСКОВ
ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ
В БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Р.Р. Шангареев, А.Р. Хайдаров, Д.И. Ахметшина
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье дан краткий анализ возможных последствий для здоровья работающих в бурении нефтяных и газовых скважин, связанных с негативным воздействием основных физических опасных факторов в рабочей зоне. Показана специфика буровых работ. Сделан вывод об актуальности исследований по выявлению и оценке профессиональных рисков, установлению характера их воздействия на персонал, и разработке мероприятий по обеспечению безопасности производства при строительстве скважин.

Ключевые слова: бурение; рабочая зона; скважина; опасность; охрана труда; травматизм; профессиональный риск; спуско-подъемные операции; машинные ключи, технологические операции; компетентность.

UDC 331.461:622.244.7

**SHORT ANALYSIS OF OCCUPATIONAL TAKE AT
IMPLEMENTATION LOWERING OF LIFTING OPERATIONS
IN BORING DRILLING OF PETROLEUM AND GAS MINING HOLES**

R.R. Shangareyev, A. R. Khaydarov, D. I. Akhmetshina
(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. In the article the short analysis of possible consequences is given for the health of working in the boring drilling of the petroleum and gas mining holes related to negative influence of basic physical dangerous factors in a working zone. The specific of boring works is shown. Drawn conclusion about actuality of the исследований on an exposure and estimation of occupational take, to establishment of character of their affecting personnel, and development of measures on providing of safety of production at building of mining holes.

Key words: boring drilling; working zone; mining hole; danger; labour protection; traumatism; occupational take; спуско-подъемные operations; machine keys, technological operations; competence.

Оценка профессиональных рисков при выполнении основных технологических операций в бурении нефтяных и газовых скважин является сегодня актуальной научно-практической задачей [1]. Идентификация опасных и вредных производственных факторов, которые могут оказать негативное воздействие на здоровье работающих, проводится на предварительном этапе определения величин профессионального риска. Главной задачей данной процедуры является выявление и четкое описание характеристик всех присущих производству опасностей. По определению опасность – источник, ситуация или действие с потенциальным вредом в виде травмы или ухудшения состояния здоровья либо их сочетания, а риск – это комбинация вероятности возникновения опасного

события или воздействия(ий) и тяжести травмы или ухудшения состояния здоровья, которые могут быть вызваны данным событием или воздействием(и). Риск является мерой опасности [2].

Бурение скважин состоит из следующих основных производственных процессов: подготовительные работы при сооружении буровых установок, сооружение буровых установок, проходка скважин, ликвидация аварий и осложнений при проходке скважин и освоение скважин. По своему характеру буровые работы имеют специфические особенности, связанные с непрерывностью и интенсивностью проводимых технологических операций, частичной защищенностью персонала от воздействия погодных факторов и внешней среды и определенным нервно-психическим напряжением при бурении скважин в осложненных условиях, сопровождающихся повышением нагрузок на буровое оборудование до предельных величин, особенно при вскрытии нефтегазоносных интервалов с высоким пластовым давлением.

Сегодня имеются лишь единичные работы по изучению комплекса неблагоприятных факторов различной природы при бурении нефтяных и газовых скважин, приводящих к развитию у работающих профессиональных, производственно-обусловленных заболеваний, и способствующих высокому уровню производственного травматизма [3, 4, 5, 6].

При бурении скважины наиболее трудоемкими и опасными работами являются спуско-подъемные операции (СПО). Рассмотрим характеристики основных профессиональных рисков при данных работах, которые в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» относятся к группе физических опасных факторов. Анализ несчастных случаев показывает, что на СПО приходится наибольшее их количество [7].

Подвод, отвод, закрывание и открывание машинных ключей являются часто повторяющимися элементами операции спуска и подъема инструмента. Рабочие часто получают травмы, когда находятся в опасной зоне и, взявшись непосредственно за ключи руками, накладывают ключи на бурильную трубу, и в моменты закрепления и открепления труб, когда ключи приводятся в действие при помощи стягивающих устройств. Если ручка ключа неудобна для обхвата и имеет шероховатую поверхность, то не исключена опасность защемления и ушиба руки рабочего. Применение ключей с протянутыми челюстями, подработанными сухарями или применение труб со сработанными замками не всегда обеспечивает надежный захват тела трубы, замка или приваренного ее конца. Вследствие этого рабочему приходится стоять в опасной зоне и поддерживать ключ в оттянутом назад положении для предотвращения проворачивания ключа с тела трубы. При раскреплении замковых соединений бурильных труб из-за неисправности запорного устройства нередко наблюдается самопроизвольное открывание ключа, которое становится причиной происшествия несчастных случаев. При креплении или раскреплении свечей, когда требуется приложить к рычагу ключа максимальное усилие больше допустимого, что вызывает его поломку и травмирование рабочих.

Применение машинных ключей не устраняет прикладывание физических усилий, которые по показателям тяжести труда превышают предельно допустимые нагрузки и, следовательно, приводят к значительной утомляемости персонала при свинчивании или развинчивании замковых соединений бурильных и обсадных труб. Поэтому для облегчения условий труда и ускорения проведения СПО в настоящее время широко применяют стационарный пневматический буровой ключ типа АКБ.

При эксплуатации АКБ персонал может быть травмирован, если окажется в опасной зоне близко к работающим механизмам ключа, при производстве каких-либо поправок «на ходу» и ведении работ при наличии неисправностей в механических частях ключа, пневматической сети, кранах управления, а также, при отсутствии предохранительных стопорных колец рукояток управления.

Исходя из данного краткого анализа возможных последствий для здоровья работников, связанных с воздействием основных физических опасных факторов в рабочей зоне, можно сделать вывод, насколько важны сегодня исследования по выявлению и оценке профессиональных рисков, установлению характера их воздействия на персонал, и разработке мероприятий по обеспечению безопасности производства при строительстве скважин.

Для исключения травматизма работники должны быть обучены безопасным способам и приемам выполнения технологических операций, обладать компетентностью по охране труда и безопасности производства, знать и уметь управлять профессиональными рисками, возникающими при основных технологических операциях в бурении нефтяных и газовых скважин [8].

Список литературы

1. Маркова, Р.Г. Актуальность научных исследований по оценке профессиональных рисков в нефтегазодобывающей промышленности [Текст] / Р.Г. Маркова, Р.Р. Шангареев // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. (Октябрьский, 24 апреля 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 121-126.

2. Кашапов, Р.А. Разработка методических основ управления охраной труда по обеспечению минимально-допустимого профессионального риска [Текст] / Р.А. Кашапов, Р.Р. Шангареев // Материалы 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 3. – С. 126-133.

3. Алексеенко, В.Д. Влияние производственных факторов на состояние здоровья работников нефтедобычи при вахтовой организации труда в Заполярье [Текст] / В.Д. Алексеенко, Н.Н. Симонова, Т.Н. Зуева // Экология человека. – 2009. – № 6. – С. 47-50.

4. Измеров, Н.Ф. Проблема оценки профессионального риска: итоги и перспективы [Текст] / Н.Ф. Измеров, Н.Н. Молудкина, Э.И. Денисов // Бюллетень Научного совета. – 2004. – № 1. – С. 13-15.

5. Коваленко, А.И. Гигиеническая характеристика условий труда рабочих при современных методах бурения нефтяных скважин [Текст] / А.И. Коваленко // Гигиена труда и охрана здоровья рабочих в нефтяной и нефтехимической промышленности. – 1960. – С. 9-29.

6. Резник, В.Л. Вопросы гигиены труда при бурении нефтяных скважин на полуострове Мангышлак [Текст]: автореф. дис. канд. мед. наук / В.Л. Резник. – Алма-Ата, 1973. – 27 с.

7. Куцын, В.П. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: учебник / В.П. Куцын. – М.: Недра, 1987. – 117 с.

8. Шангареев, Р.Р. Пути повышения качества подготовки специалистов по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» [Текст] / Р.Р. Шангареев // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 233-236.

УДК 622.276

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ПЛАСТА D2PS ТУЙМАЗИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

Р.Ф. Якупов

(ООО «Башнефть-Добыча», НГДУ «Туймазанефть», аспирант УГНТУ)

Аннотация. Рассматривается анализ выработки пласта D2ps терригенной толщи девона Туймазинского месторождения, имеющих уникальную степень отбора от начальных извлекаемых запасов, продолжительный срок разработки. Описаны показатели разработки. При анализе показателей добычи нефти обводненности и текущей нефтеотдачи отмечено, что ввод 230 скважин из эксплуатационного бурения, зарезки боковых стволов, перевода с нижележащих горизонтов не компенсировал снижения добычи нефти по причине низких входных дебитов и высокой входной обводненности. Отмечено, что основным фактором является высокая входная обводненность. Показано, что в результате отключения действующего фонда работающего ниже порога рентабельности по причине обводненности произошло сокращение фонда скважин, эксплуатировавших пласт D2ps и десятикратное снижение годовой добычи жидкости с 32,2 млн.т. до 3,2 млн.т. Установлено, что ввод 230 скважин из эксплуатационного бурения, зарезки боковых стволов, перевода с нижележащих горизонтов не компенсировал снижения добычи нефти по причине низких входных дебитов и высокой входной обводненности.

Ключевые слова: скважина, водонефтяная зона, выработка запасов нефти, обводненность, остаточные запасы нефти, обводнение, коэффициент извлечения нефти, вытеснение нефти, средний дебит, эксплуатационное бурение, форсирование отборов жидкости, нефтенасыщенная толщина, объект разработки.

**DEVELOPMENT ISSUES D2PS LAYER OF BROWN-FIELD
TUYMAZINSKOE**

R. F. Yakupov

(LLC «Bashneft-Dobicha», «Tuymazaneft», postgraduate UGNTU)

Abstract. Production history of D2ps devon terrigen layer of Tuymazinskoe brown-field with unique current oil recovery index & development time of long duration are analyzed. Development parameters specified. According to production history analysis it's noted what in spite of 230 well workovers (newly drilled wells, side-tracking and re-completion to overlying formation) current decline in production were not compensated due to low oil flowrate because of high watercut & poor permeability. Noted what main influence factor is high watercut. It is shown that due to shutting-in of wells with production level below the pay cutoff well stock to D2ps layer decreased significantly & year production decreased ten-fold from 32,2mln tons to 3.2 mln tons.

Keyword: well, water-oil zone, recovery of oil reserves, watercut, ROIP, oil recovery index, oil displacement, average flowrate, production drilling, forced drainage, oil net pay, production target.

Практика бурения скважин на девон Туймазинского месторождения на заключительной стадии эксплуатации месторождения показывает, что вскрывается незначительная нефтенасыщенная толщина при наличии подстилающей водонасыщенной части многократно превышающий нефтенасыщенную по мощности. Таким образом, в кровельной части пласта сосредоточены остаточные запасы нефти [1, 2, 3]. Кровельная часть разреза продуктивного пласта имеет ухудшенные коллекторские свойства, отмечается увеличение алевритости в песчаниках, слагающих кровельную часть пласта, вверх по разрезу.

В период с 1986 по 2015 гг. скважины бурились в соответствии с проектной документацией. Они размещались по равномерной треугольной сетке с расстоянием между забоями 400-500 м на участках, которые ранее не были полностью разбурены.

Большинство добывающих скважин были пробурены в пределах периферийных участков (водонефтяной зоны) горизонта D2ps. Уплотнение сетки скважин, как целенаправленное мероприятие в проектных документах не предусматривалось. Ввод добывающих скважин распределяется по виду геолого-технического мероприятия (ГТМ) следующим образом: ввод из бурения - 89 скважин, ввод после зарезки бокового ствола - 80 скважин, перевод с нижележащего горизонта – 61 скважина.

Оценка эффективности ввода скважин выполнена по параметру величины дебита скважин при эксплуатации. Данные о дебитах в период 1986-2015гг представлены в таблице 1. График распределения дебитов по годам представлен на рисунке 1.

Таблица 1 – Показатели эксплуатации скважин, введенных на пласт D2ps в период 1986-2015 гг.

ГТМ	1986–1995			1996–2005			2006–2015		
	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв-ть, %	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв-ть, %	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв-ть, %
Бурение	3.50	28.58	86.35	3.85	27.49	85.32	2.16	24.63	91.35
Боковой ствол				1.50	16.42	90.81	1.64	17.08	90.63
Перевод	1.28	27.23	92.35	2.42	26.09	89.98	1.47	20.24	92.61

При составлении таблицы, нефтенасыщенная толщина определена как суммарная по всем продуктивным пластам горизонтов D2ps, D2ml, D2ard, D2vor.

Среднесуточный
дебит нефти, т/сут

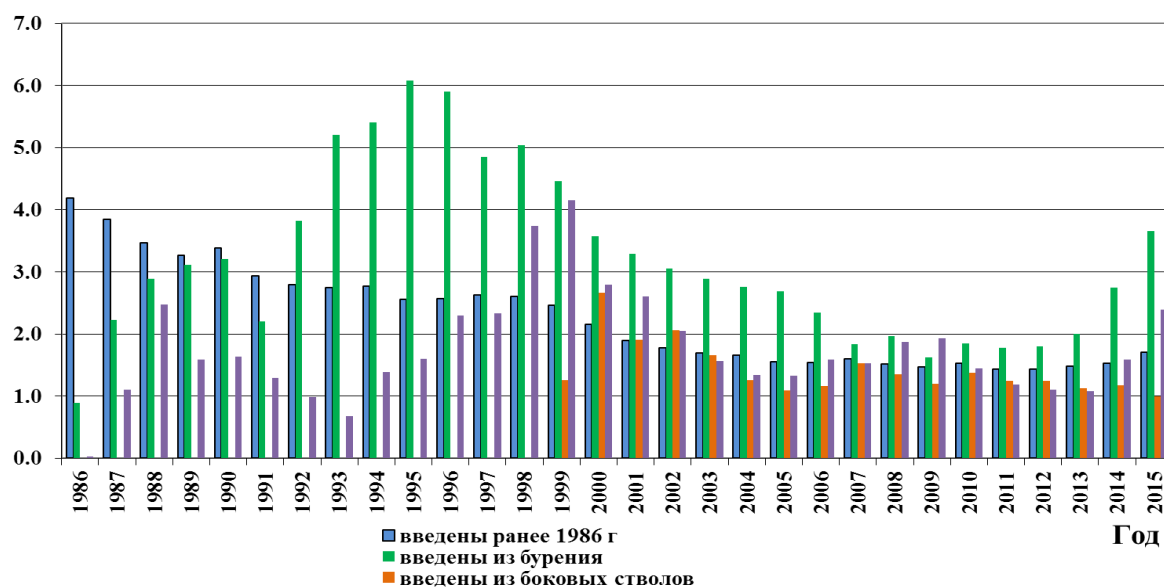


Рисунок 1 – Распределение среднесуточного дебита нефти скважин, введенных ранее 1986 года, из скважин, пробуренных после 1986 года, скважин из боковых стволов, возвратом с нижележащих горизонтов по пласту D2ps

Из представленных данных следует, что в 1986 г. скважины вводятся в эксплуатацию с низкими дебитами. Это вполне объяснимо, поскольку в первую

очередь разбуривались более перспективные участки пласта, кроме того, на ряде участков происходит выработка запасов.

Следует заметить, что во всех скважинах нефтенасыщенные песчаники вскрыты в прикровельной части продуктивных пластов. Средний дебит нефти в первый год эксплуатации изменялся в широких пределах от 1,2 до 40 т/сут. Максимальное значение начального дебита было достигнуто в 1995г., когда вскрывались пласты с наибольшей нефтенасыщенной толщиной, в последующие годы начальный дебит снизился. По результатам бурения и эксплуатации добывающих скважин в период 1986-2015г.г. можно сделать выводы, что по мере выработки запасов нефти залежей эффективность бурения скважин снижается.

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных залежей в терригенном девоне показывает, что на поздней стадии разработки значительные запасы нефти в кровельной части пластов остаются не извлеченными.

Причем, согласно классификации потерь запасов нефти, потери нефти в кровельной части пластов не учитываются никакими параметрами или коэффициентами.

К основным причинам потерь нефти в прикровельной части пласта можно отнести:

1. Гравитационное разделение жидкости в связи с разностью плотностей нефти и воды.

2. Неоднородность нефтесодержащих горных пород. Кровельная часть песчаных пластов имеет худшую пористость и проницаемость, что сдерживает отмыв нефти из прикровельной части.

Имеются теоретические положения, обосновывающие образование конуса воды, направленного вдоль оси добывающей скважины к перфорационным отверстиям при эксплуатации скважин на водоплавающих залежах. Из-за малой толщины нефтесодержащей части пласта конус воды достигает перфорационных отверстий в первые дни эксплуатации.

Это подтверждается фактическими данными эксплуатации большого количества скважин девонских горизонтов, пробуренных в поздней стадии разработки. Обводненность добываемой жидкости в короткие сроки (дни или недели) достигает 90% и более, затем растет в процессе эксплуатации и скважина достигает предела рентабельности.

Конусообразование, т.е. поднятие ВНК вдоль оси скважин означает, что водонасыщенность прискважинной зоны пласта быстро возрастает. Рост водонасыщенности прискважинной зоны ведет к резкому падению проницаемости для нефти, а значит, и быстрому обводнению продукции скважины.

Автором обобщены результаты эксплуатации скважин, введенных в эксплуатацию по пласту D2ps на поздней стадии разработки Туймазинского месторождения. В исследование включены скважины, введенные в эксплуатацию из эксплуатационного бурения в качестве уплотняющих, оценочных скважин, а также скважины, введенные в эксплуатацию после восстановления методом зарезки боковых стволов или переводом с других объектов эксплуатации.

Как известно из мировой практики разработки месторождений бурение новых уплотняющих скважин на слабо выработанные участки неэффективно, так как промышленно освоенные методы добычи нефти не обеспечивают рентабельный дебит скважин [4, 5, 6, 7, 8]. Подобная ситуация на поздней стадии разработки таких уникальных и крупных месторождений, как Туймазинское, говорит о нерешенности проблемы доизвлечения остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти.

Начиная с 1989 года, на Туймазинском месторождении началось массовое отключение нерентабельных высокообводненных скважин, а также малодебитных скважин, эксплуатирующих низкопродуктивные пласты. В результате не стало регулярной геометрической сетки добывающих и нагнетательных скважин, площадь дренирования на одну добывающую скважину увеличилась от 20 га до 100 га и более.

Определенную задачу представляет собой на завершающей стадии разработки сопоставление и анализ результатов эксплуатации новых скважин их бурения, скважин восстановленных зарезкой боковых стволов, а также введенных в эксплуатацию возвратом с ниже лежащих горизонтов.

Охват исследованием статистического материала с 1986 года определен состоянием разработки пласта D2ps в этот период. На графиках разработки горизонта этот период характеризуется резким кратным падением добычи жидкости и закачки воды, кратным уменьшением действующего добывающего и нагнетательного фонда.

Объектом исследования является процесс разработки пашийского горизонта с учетом ввода с 1986 года скважин из бурения, скважин восстановленных зарезкой боковых стволов, а также введенных в эксплуатацию возвратом с ниже лежащих горизонтов. Исследование затрагивает динамику технологических показателей базового фонда скважин, введенных ранее 1986 года, т.е. как проходил бы процесс разработки по базовому варианту и как фактически велась разработка этого основного объекта Туймазинского месторождения.

В 1987г. был составлен проект доработки месторождения, основные решения которого по девонским объектам сводились к дальнейшему совершенствованию системы разработки путем усиления системы заводнения, частичного разукрупнения объектов, вовлечения в активную разработку запасов верхней пачки, применения форсированного отбора жидкости. Предусматривалось развитие системы заводнения бобриковского горизонта, широкое использование возвратного фонда для выработки запасов вышележащих объектов. Проект каких-либо существенных изменений в сложившуюся систему разработки не вносил, поскольку практические возможности изменения и интенсификации технологических параметров системы разработки были исчерпаны. Принципиально новым положением проекта было предложение сокращения объемов закачиваемой воды до меньшего уровня, чем отбирается жидкости, с тем, чтобы использовать накопленный запас пластовой энергии. Проект утвержден Центральной комиссией по разработке МНП (протокол №1321 от 23.12.1988 г.).

В составленном ДООО «Геопроект» в 2006 году ТЭО КИН Туймазинско-

го месторождения подробно описаны результаты бурения с 2000 года по 2005 год. Охват столь короткого периода обусловлен регламентом на составление проектной документации и в 2000 году составленной работой «Анализ разработки Туймазинского нефтяного месторождения».

На пашийский горизонт в 1986-2015 гг. введено 230 скважин, в том числе из бурения 89 скважин, восстановлено зарезкой боковых стволов 80 скважин и 61 скважина возвратом с других горизонтов. Проведен анализ динамики технологических показателей работы скважин, введенных ранее 1986 года, с учетом ввода с 1986 года скважин из бурения, скважин восстановленных зарезкой боковых стволов, а также возвратом с ниже лежащих горизонтов.

На рисунке 1.1 представлена гистограмма распределения фонда скважин с 1986 года. Наблюдается четырехкратное сокращение базового фонда скважин с 800 до 200 скважин, начиная с 1987 по 1999 год, т.е. по действовавшим в этот период критериям отключения было выведено из эксплуатации 600 скважин из 800 работавших на начало 1986 года. Поддержание фонда за счет ввода из бурения после 1986 года не дало ощутимого результата.

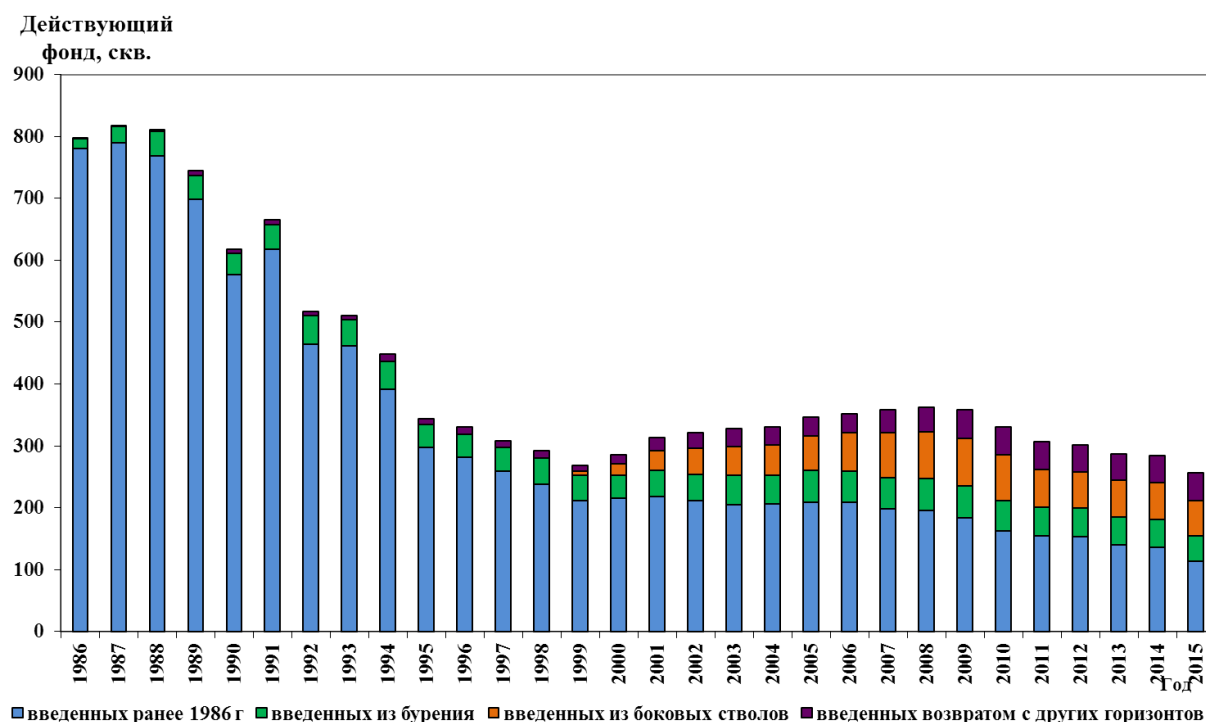


Рисунок 1.1 – Динамика изменения фонда скважин в период 1986–2015 гг.

Средние показатели эксплуатации 80 скважин, пробуренных на пашийский горизонт с момента ввода их в эксплуатацию, представлены на рис. 2. Как видно из графика, начальный дебит нефти не превышает 5-6 т/сут, начальная обводненность более 80 %. Падение дебита жидкости обусловлено отключением высокодебитных обводненных скважин при достижении порога рентабельности.

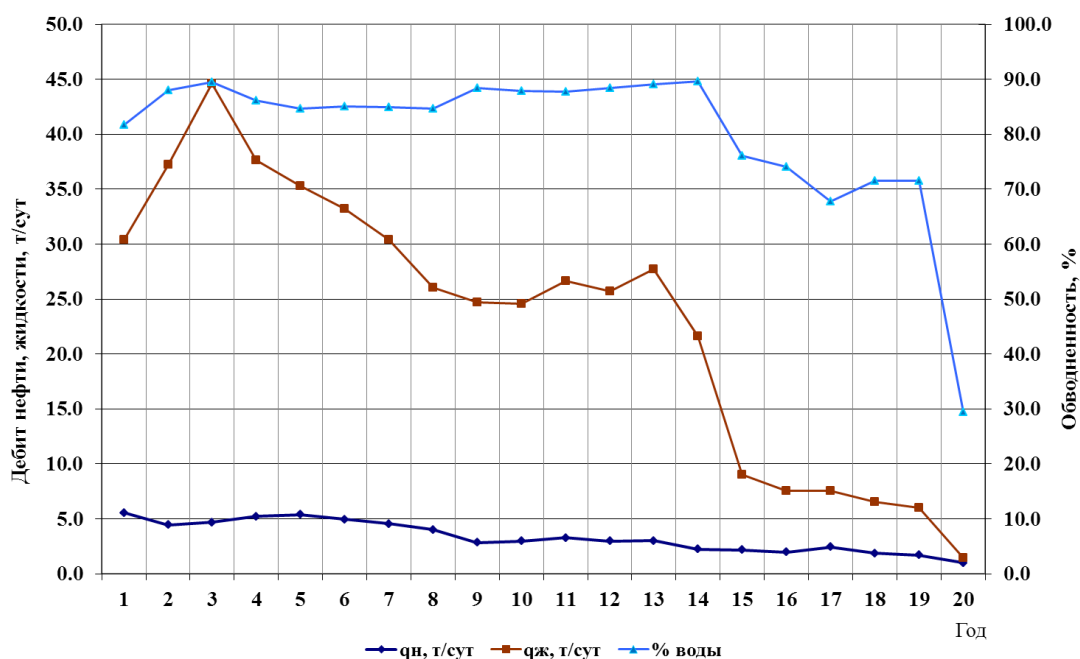


Рисунок 2 – Показатели эксплуатации скважин, введенных в эксплуатацию из бурения по пласту D2ps в период с 1986 по 2015 год

Как видно из диаграммы средний дебит нефти в первый год эксплуатации не превышает 5,6 т/сут, а обводненность составляет 82 %. Снижение дебита жидкости на 14 год эксплуатации продиктовано отключением высоко дебитных обводненных скважин при достижении порога рентабельности и продолжением эксплуатации рентабельных скважин.

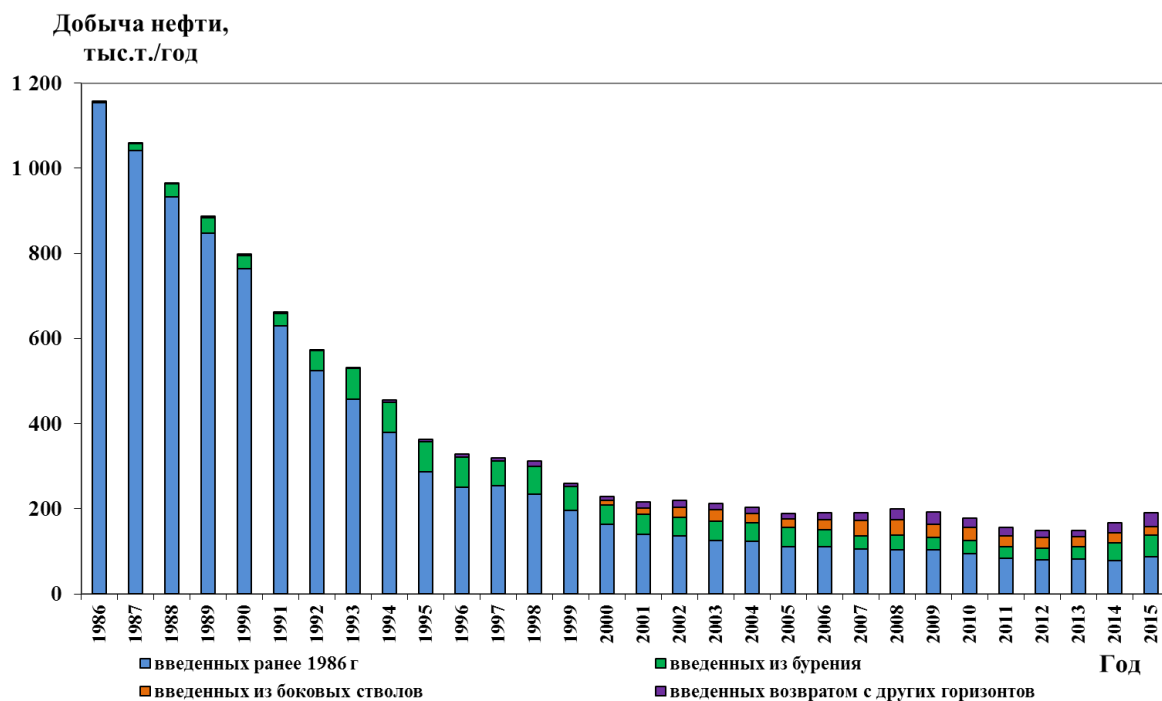


Рисунок 3 – Распределение годовой добычи нефти скважин, введенных ранее 1986 года, из скважин, пробуренных после 1986 года, скважин из боковых стволов, возвратом с нижележащих горизонтов по пласту D2ps

На рисунке 3 представлено распределение добычи нефти из скважин, введенных ранее 1986 года, из скважин, пробуренных после 1986 года, скважин восстановленных зарезкой боковых стволов, а также возвратом с ниже лежащих горизонтов. Как видно из диаграммы, наблюдается резкое четырехкратное падение добычи нефти с 1100 тыс.т. в 1986 году до 250 тыс.т. в 1996 году. В этот период ввод скважин не компенсировал в должной мере добычу из отключенных скважин.

Добыча жидкости,
тыс.т./год

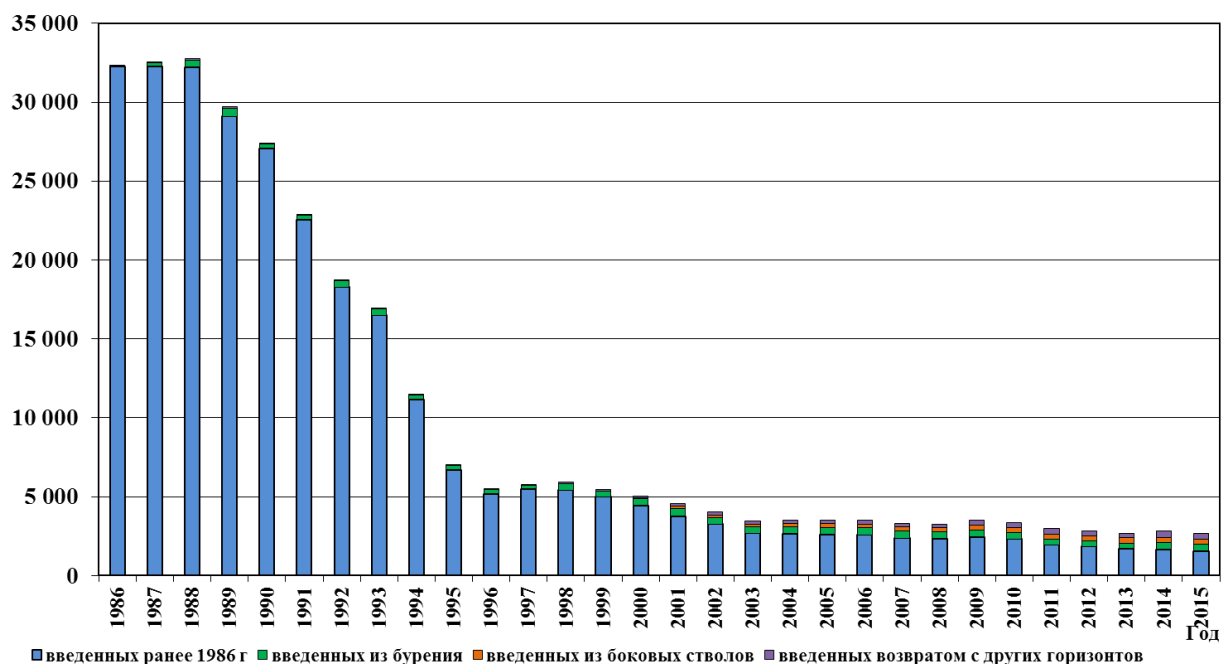


Рисунок 4 – Распределение годовой добычи жидкости скважин, введенных ранее 1986 года, из скважин, пробуренных после 1986 года, скважин из боковых стволов, возвратом с нижележащих горизонтов по пласту D2ps

На рисунке 4 представлено распределение добычи жидкости из скважин, введенных ранее 1986 года, из скважин, пробуренных после 1986 года, скважин восстановленных зарезкой боковых стволов, а также возвратом с ниже лежащих горизонтов.

Как видно из диаграммы, наблюдается резкое шестикратное падение добычи жидкости и воды с 32,2 млн.т. в 1986 году до 3,2 млн.т. в 1996 году.

Таким образом, анализ разработки пласта D2ps показывает, что после массового выбытия фонда скважин с 1989 года не удалось компенсировать обвал уровня добычи нефти геолого-техническими мероприятиями, обеспечивающими рост добычи в более ранних стадиях разработки: бурение, зарезка боковых стволов, перевод на вышележащий горизонт. Основной причиной явились низкие входные дебиты скважин после геолого-техническими мероприятий. Показано, что по 80 скважинам, введенным в эксплуатацию на пласт D2ps по монолитному объекту средний дебит жидкости в первый год эксплуатации со-

ставил 30 м³/сут, дебит нефти 5,6 т/сут, обводненность 82 %. Бурением в поздней стадии, как правило, вскрыт монолитный объект с прикровельной нефтью, подстилаемой водой и прорыв конуса воды происходит в первый месяц эксплуатации.

Выводы:

1. Бурение и ввод скважин после 1986 года не обеспечили существенного прироста добычи нефти. Отмечено, что основным фактором является высокая входная обводненность. Причиной тому высокая степень плотности сетки скважин перебивавших в эксплуатации, и соответственно мероприятия по эксплуатационному бурению, реализованные после 1986 года, были направлены либо на уплотнение сетки на отдельных участках, либо на оценку степени выработки участков, на которых применялись разные подходы к разработке. Например, форсированный отбор, редкая сетка скважин, ограничение закачки.

2. Отмечено, что в результате отключения действующего фонда работающего ниже порога рентабельности по причине обводненности произошло сокращение фонда скважин, эксплуатировавших пласт D2ps, с 800 до 200 скважин, снижение годовой добычи нефти с 1,1 млн.т. до 250 тыс.т., десятикратное снижение годовой добычи жидкости с 32,2 млн.т. до 3,2 млн.т.

3. Установлено, что ввод 230 скважин из эксплуатационного бурения, зарезки боковых стволов, перевода с нижележащих горизонтов не компенсировал снижения добычи нефти по причине низких входных дебитов и высокой входной обводненности.

4. Анализ показателей эксплуатации базового фонда по 800 скважинам, введенным ранее 1986 года, показал следующее. Наблюдается пологая динамика снижения среднесуточного дебита нефти с 4,1 т/сут до 2,6 т/сут, снижение среднесуточного дебита жидкости с 120 т/сут до 60 т/сут, стабильная обводненность в интервале 95-97 %.

Список литературы

1. Пермьяков И.Г. Разработка Туймазинского нефтяного месторождения. - М.: Гостоптехиздат. - 1959. -214 с.

2. Баймухаметов К.С. и др. Геологическое строение и разработка Туймазинского нефтяного месторождения. - Уфа: «Китап», 1993. -с.

3. Лисовский Н.Н., Базив В.Ф., Лозин Е.В. и др. Анализ разработки Туймазинского нефтяного месторождения. Бюллетень ЦКР Минэнерго, № 1. - М.: ВНИИОЭНГ. - 2003. - 72 с.

4. Абдулмазитов Р.Г., Баймухаметов КС., Викторин В.Д. и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. - М: ВНИИОЭНГ, 1996. - Т. 1. - 280 с.

5. Абызбаев И.И., Сыртланов А.Ш., Викторов П.Ф. и др. Разработка залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти Башкортостана- Уфа: изд-во «Китап», 1994.-180 с.

6. Абызбаев И.И., Юсупов Р.Г. Изучение влияния основных технологических факторов на обводненность продукции девонских пластов Серафимовского и Шкаповского месторождений // Проблемы сокращения объемов попутно добываемой воды при добыче нефти. - Сб. науч. тр. БашНИПИнефть - Выпуск 92. - Уфа, 1997. - С. 40-54.

7. Абызбаев И.И. Особенности и проблемы разработки девонских залежей нефти Башкирии, находящихся в поздней стадии эксплуатации // Тр. БашНИПИ нефть. - Вып. 51. - С. 3-15.

8. Антонова И.П., Буторин О.И., Владимиров В.Т., Погонищев В.И. Влияние нефтенасыщенности и проводимости коллекторов в водонефтяных зонах Мамонтовского месторождения на величину начальной обводненности продукции скважин / НТЖ Нефтепромысловое дело. - 1998. - № 4-5. - С. 32-37.

УДК 622.276

ПРОБЛЕМЫ КОНУСООБРАЗОВАНИЯ В ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЕВОНА ТУЙМАЗИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.Ф. Якупов

(ООО «Башнефть-Добыча», НГДУ «Туймазанефть»)

Аннотация. Приведены результаты обзора по вопросам конусообразования при разработке водонефтяных зон. Выполнен анализ выработки участков пласта D2ml терригенной толщи девона Туймазинского месторождения, имеющих долю контактных зон более 80 %. Полученная при анализе разработки блоков пласта D2ml зависимость коэффициента извлечения нефти от доли площади контактных зон в блоках разработки пласта D2ml Туймазинского месторождения показывает, что участки подобного типа характеризуются низким коэффициентом нефтеизвлечения и эффективностью выработки запасов. Отмечено, что рост водонасыщенности прискважинной зоны ведет к резкому падению проницаемости для нефти, а значит, и быстрому обводнению продукции скважины. Это подтверждается лабораторными исследованиями зависимости коэффициентов фазовых проницаемостей для нефти и воды, образцов песчаника терригенного девона Туймазинского месторождения. Показано, что для водоплавающих участков выработка характеризуется неблагоприятно высокими входными значениями обводненности и ее интенсивным ростом в интервале КИН от 0,1 до 0,3 д.е. Основной особенностью, характеризующей выработку участков и залежей с ВНЗ, является рост обводненности на первом этапе разработки.

Ключевые слова: скважина, водонефтяная зона, выработка запасов нефти, конусообразование, водонасыщенность, обводненность, остаточные запасы нефти, обводнение, коэффициент извлечения нефти, водонефтяной фактор, пласт, запасы нефти, прикровельная часть пласта.

CONING PROBLEM AT LATE STAGES OF DEVELOPMENT OF DEVON TERRIGENIC RESERVOIR OF TUIMAZINSKOE OIL FIELD

R. F. Yakupov

(LLC «Bashneft-Dobicha», «Tuymazaneft»)

Abstract. Problem of water coning amid development of oil-water zones are reviewed. Results of coning issues amid oil-water zones development review of literature are provided. Oil reserves recovery analysis of block of D2ml devon terrigenous collector of Tuymazinskoe oil field with oil-water zones covering more than 80% of field is shown. From production history analysis of D2ml layer correlation were found showing relationship of oil recovery index & area proportion of water-oil zones of contact of Tuymazinskoe oil field blocks justifying hypothesis that blocks of this type described by low oil recovery index & efficiency of reserves recovery. Noted that growth of water saturation in near wellbore area lead to oil permeability decrease hence water production growth. Dependence mentioned above confirmed by the facts of laboratory research of oil & water relative phase permeability correlation at core sample of devon terrigen of Tuymazinskoe field. Oil reserves recovery of floating reservoir areas described by contrary high input watercut and hence low oil recovery indexes of 0,1 – 0,3. Main feature qualifying reserves recovery of water-oil zones layer is watercut growth at first stage of development.

Keyword: well, water-oil zone, oil reserves recovery, coning, water saturation, watercut, oil reserves in place, watering out, oil recovery index, water-oil ratio, layer, oil reserves.

Известно, что образование конусов воды (см. рис. 1) ведет к вынужденному капитальному ремонту для изоляции подошвенных вод, увеличению себестоимости добываемой нефти и нерентабельности добычи нефти из таких скважин [1, 2, 3]. Более того, ранее явление конусообразования в условиях платформенных месторождений многими исследователями вообще не признавалось. Преждевременное обводнение скважин всегда объясняется некачественным тампонажем скважин. Поэтому имеет большое теоретическое и практическое значение обобщение геолого-промысловых материалов по эксплуатации скважин, расположенных на водоплавающих участках залежей.

В пласте, вскрытом скважиной, поверхность раздела нефть-вода при отсутствии отбора жидкости из пласта остается неподвижной и практически близка к горизонтальной. С началом отбора нефти подстилающая вода начинает замещать ее место. Поверхность водонефтяного контакта изменяется, принимая форму конуса, вершина которого стремится к забою скважины. Скорость образования водяного конуса и время прорыва подошвенной воды в нефтяную скважину определяется рядом факторов, среди которых основное значение принадлежит степени анизотропности пласта, темпу отбора жидкости из скважины и мощности нефтенасыщенной части пласта.

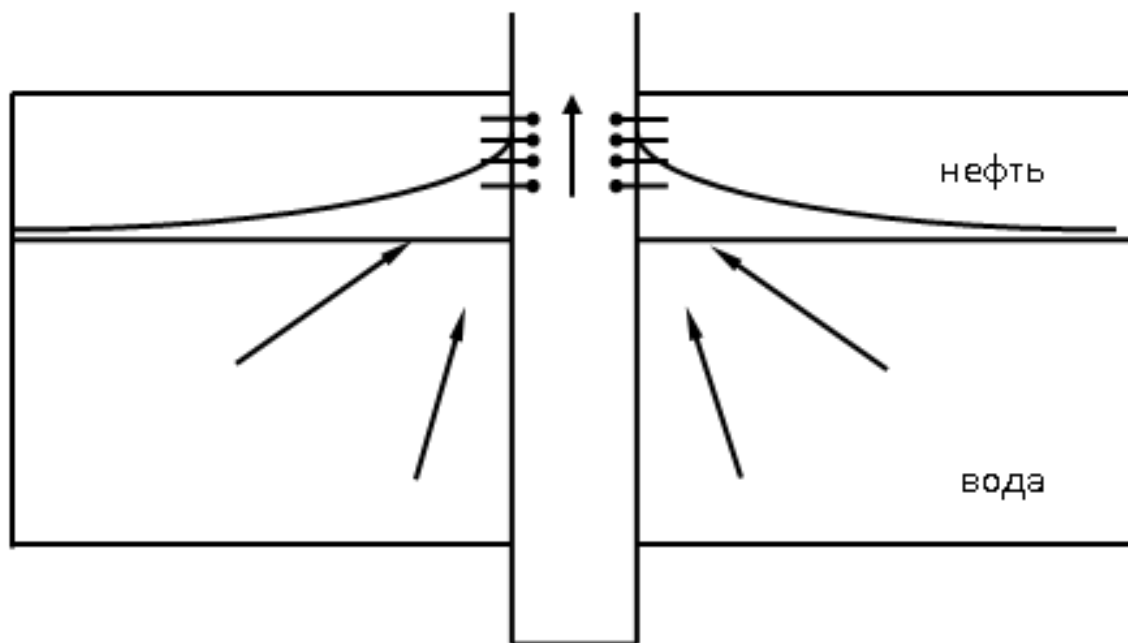


Рисунок 1 – Схема образования конуса воды

Имеются теоретические положения, обосновывающие образование конуса воды, направленного вдоль оси добывающей скважины к перфорационным отверстиям при эксплуатации скважин на водоплавающих залежах. Из-за малой толщины нефтесодержащей части пласта конус воды достигает перфорационных отверстий в первые дни эксплуатации. Это подтверждается фактическими данными эксплуатации большого количества скважин девонских горизонтов, пробуренных в поздней стадии разработки. Обводненность добываемой жидкости в короткие сроки (дни или недели) достигает 94% и более, затем растет в процессе эксплуатации и скважина достигает предела рентабельности.

Конусообразование, т.е. поднятие ВНК вдоль оси скважин означает, что водонасыщенность прискважинной зоны пласта быстро возрастает.

Рост водонасыщенности прискважинной зоны ведет к резкому падению проницаемости для нефти, а значит, и быстрому обводнению продукции скважины. Это подтверждается лабораторными исследованиями зависимости коэффициентов фазовых проницаемостей для нефти и воды, образцов песчаника терригенного девона Туймазинского месторождения. Зависимости фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности для девонских пластов Туймазинского месторождения получены В.М. Березиным и приводятся на рисунке 2. Из него следует, что движение воды в пласте начинается при водонасыщенности, равной 0,23, при этом относительная проницаемость для нефти равна 0,35. Движение нефти прекращается при водонасыщенности равной 0,76. Таким образом, остаточная нефтенасыщенность, согласно представленным зависимостям, составляет 0,24 ед. порового объема. Фазовая проницаемость для воды в заводненном объеме равна 0,3.

Точное решение задачи образования конуса обводнения в нефтяных скважинах сопряжено с большими математическими трудностями. Большинство

выполненных исследований ставило своей целью определение величин критического понижения давления на забое несовершенной скважины и ее дебита, при которых конус достигнет забоя скважины. Таким образом, в кровельной части пласта сосредоточены остаточные запасы нефти. Кровельная часть разреза продуктивного пласта имеет ухудшенные коллекторские свойства, отмечается увеличение алевритости в песчаниках, составляющих кровельную часть пласта, вверх по разрезу.

В настоящее время не существует достаточно эффективных методов извлечения остаточной прикровельной нефти. Существующий способ заключается в том, что обсадная колонна перфорируется против нефтенасыщенной части пласта и скважина вводится в эксплуатацию механизированным способом.

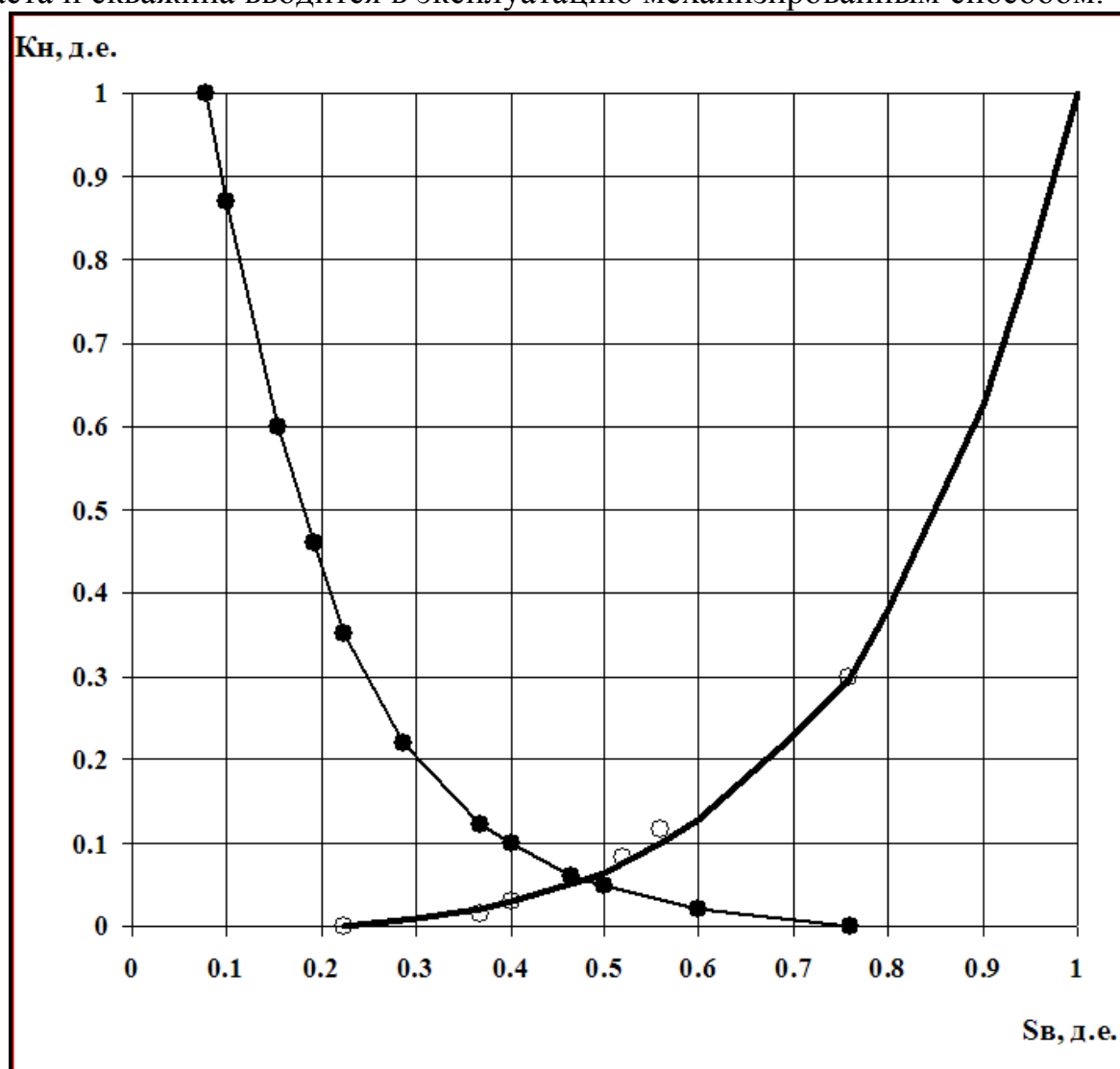


Рисунок 2 – Зависимости фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности для девонских пластов Туймазинского месторождения

Авторы ряда работ, посвященных выработке запасов в водонефтяных зонах (ВНЗ), подтверждают, что основной проблемой при выработке запасов нефти, подстилаемых водой, является конусообразование[4, 5, 6, 7, 8, 9, 10].

В работах Мориса Маскета [11] впервые были решены теоретические задачи по оценке движения водонефтяного контакта (ВНК) в скважине с использованием математических методов анализа. Одним из отечественных ученых, обосновавшим теорию образования конуса воды, его движения, равновесия положения ВНК в скважине является И.А.Чарный [12].

Способ оценки дебита скважины Маскета-Чарного при условии ее безводной эксплуатации описывается формулой:

$$w = -\frac{k}{m\mu} \left[\frac{dP}{dz} - \rho g \right] = 0 \quad (1)$$

где: w - дебит жидкости, m – коэффициент пористости; k –проницаемость по координате Z ; P – давление; μ – динамическая; ρ – плотность воды; g – ускорение свободного падения.

Известно, что так определяется критический дебит жидкости при котором сохраняется условие добычи безводной нефти. Авторы, используя данную формулу для условия неподвижности конуса воды, прогнозируют его устойчивое состояние с условием нулевой скорости поднятия верхней точки конуса вдоль оси Z .

Но существенным недостатком в описываемом методе является необходимость оценки вертикальной проницаемости в скважине. Изменчивость геолого-физических характеристик (ГФХ) пласта по разрезу и площади существенно затрудняет оценку этого параметра. А отбор керна и проведение специальных исследований вертикальной проницаемости является дорогостоящим мероприятием и применяется, как правило, для оценки ГФХ на стадии разведки месторождения, постановки запасов нефти на баланс или решения специальных задач при проектировании разработки месторождений.

На рисунке 3 представлена динамика изменения обводненности от КИН по блокам разработки пласта D2ml Туймазинского месторождения с площадью ВНЗ более 80%.

Основной причиной низкого коэффициента извлечения нефти (КИН) и высокого накопленного водонефтяного фактора (ВНФ) водоплавающих участков является высокий темп обводнения добываемой продукции с начала разработки участка, высокая входная обводненность скважин, вскрывших монолитный пласт с прикровельной нефтенасыщенной частью пласта.

Изменение обводненности от КИН в зависимости от преобладания площади ВНЗ характеризуется функцией $V_i = f(KIN_i)$ и описывается уравнением:

$$y = 23,477 \ln(x) + 148,16 \quad (2)$$

где x – коэффициент нефтеизвлечения, определяемый как отношение накопленной добычи нефти к геологическим балансовым запасам в момент времени i ,

y – обводненность, определяемая как отношение массы добытой воды к массе добытой жидкости в момент времени i .

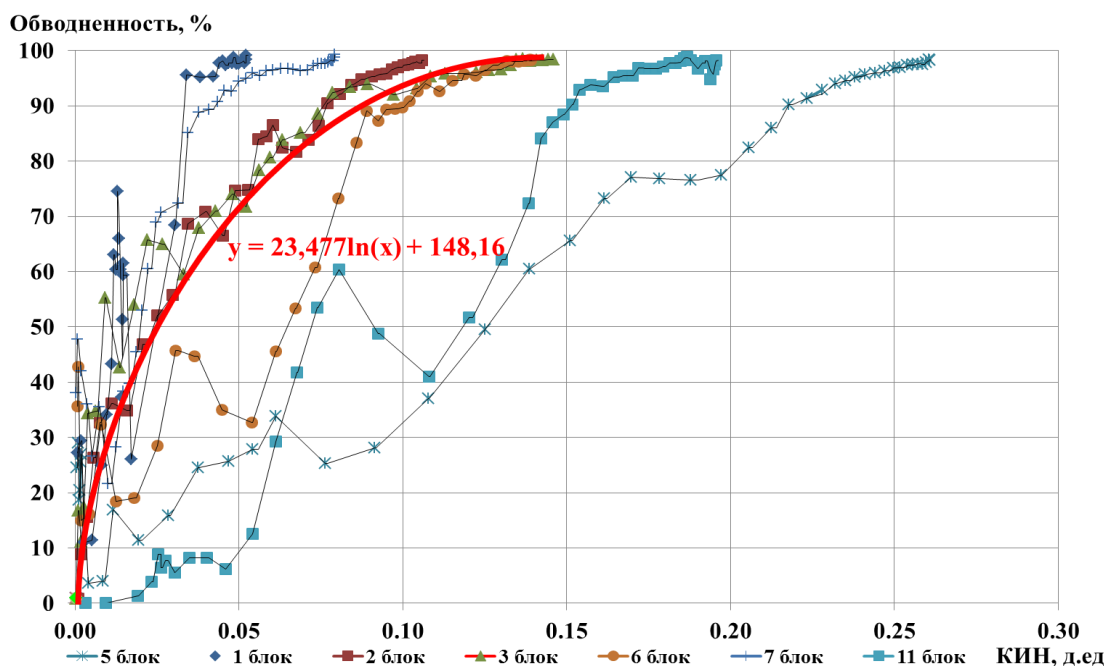


Рисунок 3 – Динамика изменения обводненности от КИН по участкам пласта D2ml I типа с площадью ВНЗ более 80%

Выводы:

1. Рост водонасыщенности прискважинной зоны ведет к резкому падению проницаемости для нефти, а значит, и быстрому обводнению продукции скважины. Это подтверждается лабораторными исследованиями зависимости коэффициентов фазовых проницаемостей для нефти и воды, образцов песчанника терригенного девона Туймазинского месторождения.

2. Обобщение результатов выработки участков пласта D2ml позволило выявить зависимость обводненности от КИН для участков, имеющих долю площади более 80 %.

3. Низкому КИН и высокому накопленному ВНФ водоплавающих участков сопутствует высокий темп обводнения добываемой продукции с начала разработки участка, высокая входная обводненность скважин, вскрывших монолитный пласт с прикровельной нефтенасыщенной частью пласта по причине образования конуса воды.

4. Показано, что для водоплавающих участков выработка характеризуется неблагоприятно высокими входными значениями обводненности и ее интенсивным ростом в интервале КИН от 0,1 до 0,3 д.е. Основной особенностью, характеризующей выработку участков и залежей с ВНЗ, является рост обводненности на первом этапе разработки.

Список литературы

1. Краснова Т.Л. Контроль за конусообразованием при разработке нефтегазовых залежей с подошвенной водой / Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1997, № 4. - С. 38-43.

4. Крылов В.А. Особенности конусообразования при разработке месторождений нефти и методы борьбы с ними. Канд. диссер. ИПНГ РАН, 2003.
5. Лапук Б.Б., Брудно А.Ж., Сомов Б.Е. О конусах подошвенной воды в газовых залежах. //Газ. промышленность, 1961, № 2.
7. Лапук Б.Б., Брудно А.Л., Сомов Б.Е. О конусах подошвенной воды в нефтяных и газовых месторождениях. / Сб. Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1963.
8. Сливнев В.Л. Математическое моделирование процессов конусообразования при разработке газовых и газоконденсатных месторождений. Изд. ИРЦ Газпром, 1995.
9. Телков А.П., Стеклянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. - М.: Недра, 1965. - 164 с.
10. Владимиров И.В., Хисамутдинов Н.И., Тазиев М.М. проблемы разработки водонефтяных и частично заводненых зон нефтяных месторождений. — М.: ОАО ВНИИОЭНП, 2007. — 360с.
11. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. - М: Гостоптехиздат. - 1963.
12. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. - М.: ГТТН, 1963. - 380 с.

УДК 622.276

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН
С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ В УСЛОВИЯХ ТУЙМАЗИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО УПРАВЛЕНИЯ
«ТУЙМАЗАНЕФТЬ»**

Р.Р. Яппаров, А.Ю. Давыдов

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В статье рассмотрено бурение бокового ствола скважин № 2807, № 1282, № 1525 в условиях Туймазинского месторождения. Проведен анализ повышения эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами. Дано экономическое и технологическое обоснование производимых работ.

Ключевые слова: Эксплуатация скважины с боковыми стволами, Туймазинское месторождение, НГДУ «Туймазанефть».

UDC 622.276

**IMPROVING THE EFFICIENCY OF OPERATION OF WELLS WITH LAT-
ERAL TRUNKS IN THE CONDITIONS OF THE TUIMAZINSKOYE FIELD
OF OIL AND GAS MANAGEMENT «TUIMAZANEFT»**

R.R. Yapparov, A.Y. Davydov

(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU)

Annotation. This article describes drilling the side of the borehole No. 2807, No. 1282, No. 1525 in the conditions of the Tuimazinskoye field. Analysis of improving the efficiency of operation of wells with lateral trunks. Given the economic and technological substantiation of works performed.

Keywords: Operation of wells with lateral trunks, the Tuimazinskoye field, NGDU «Tuimazanef».

Туймазинское месторождения расположено в юго-западной части Башкортостана на территории Туймазинского района в 180 км от города Уфы. Месторождение открыто в 1937 году. Месторождение приурочено к обширной брахианклинальной структуре с четко выраженной асимметрией и двумя сводами.

На Туймазинском месторождении представлена девонская система средними D2 и верхними D3 отделами. Обширная толщина девонской системы изменяется от 310 до 450 км. Преобладают в разрезе карбонатные породы. Толщина терригенной части разреза составляет от 115 до 156 м.

Основной объект разработки приурочен к песчаникам пласта D1 пашийского горизонта. Глубина залегания от 1764 до 1784 метров. Песчаники пласта кварцевые, мелкозернистые. Пласт делится на три продуктивные пачки. Верхнюю, среднюю и нижнюю. Начиная с 1937 года, на Туймазинском месторождении было произведено 4 стадии разработки месторождения.

Первая стадия (1945-1955). Был отмечен большой и интенсивный рост добычи нефти. Общая суммарная добыча нефти составила 40,1 млн т нефти. Обводненность не превышала 5%.

Вторая стадия (1956-1967). Добыто 11,0-11,8 млн т. Падение добычи нефти характеризуется разбуриванием центральной части Туймазинского месторождения и мероприятиями по системе внутриконтурного заводнения. К концу всех мероприятий суммарная добыча нефти составила 164,2 млн т жидкости. Обводненность 59%.

Третья стадия (1968-1975). Характеризуется значительным снижением добычи нефти, интенсивным обводнением продукции. К концу стадии из залежи было отобрано 201,7 млн т жидкости. Обводненность 90,3%.

Четвертая стадия (1975-по н/в). Характеризуется интенсификацией отбора жидкости в условиях прогрессирующего обводнения продукции. Максимальный отбор жидкости был достигнут в 1981 году и составил 36,4 млн т жидкости.

Рассмотрим эксплуатацию установок ЭЦН в скважинах с боковыми стволами в условиях ЦДНГ-1 НГДУ «Туймазанефть».

Бурение бокового ствола производится с установкой временного цементного моста. После завершения бурения бокового ствола мост разбуривается, и насосное оборудование спускается в старый ствол ниже уровня забуривания бокового ствола.

В отдельных случаях (при заклинивании в обсадной колонне подземного оборудования, инструмента или смятии колоны и др.) возникает необходимость забуривания бокового ствола малой глубины.

При эксплуатации скважин УЭЦН устье легко герметизируется, что позволяет легко собирать и отводить попутный газ. Характерной особенностью УЭЦН является простота обслуживания, экономическая выгода, небольшой межремонтный период.

Теперь рассмотрим сам погружной центробежный насос. ЭЦН имеют два исполнения: обычные – для эксплуатации нефтяных и обводненных скважин с незначительным содержанием механических примесей (до 0,01%), и износостойкие – для эксплуатации сильно обводненных скважин со значительным содержанием механических примесей (до 1 % по массе) в отбираемой жидкости.

Строительство боковых стволов на заводненных объектах с целью повышения нефтеотдачи является одной из наиболее сложных задач. Как правило, глубину зарезки бокового ствола выбирают ниже интервала установки насосного оборудования.

- Набор зенитного угла и коррекции в интервале вырезания окна должен составлять не более 50 градусов, по расчетам 1-2 градуса на 10 метров.

- В месте установки подземного оборудования зенитный угол не должен превышать 40 градусов, а набор угла не более 2,5 градусов на 100 метров.

- в интервале коррекции не более 50 градусов по расчету 1-2 градуса на 10 метров.

- Участок вскрытия пласта – прямолинейный.

На 01.01.2010 года в фонде ЦДНГ-1 НГДУ Туймазанефть находилось 82 скважины с боковыми стволами, из них 9 скважин оборудованы УЭЦН, остальные 73 эксплуатируются УШНГ.

Массированное разбуривание боковых стволов началось в 1988 году – 31 скважина. Из них 20 скважин находится в НГДУ «Туймазанефть». В этот период боковые стволы на Туймазинском месторождении бурились в основном на турнейский ярус, 17 боковых стволов пробурены на муллинский, пашийский и ардатовский горизонты с более высокой эффективностью. В последующем эта тенденция продолжилась.

Электропогружными насосами на Туймазинском месторождения ЦДНГ-1 эксплуатируется 35 скважин, при средней обводненности 98%, 14 ЭЦН на скважинах с боковыми стволами. Средний дебит по жидкости одной скважины составляет 75,2 м³/сут. при обводненности 98%.

Рассмотрим ремонтные работы УЭЦН в скважина с боковым стволом.

Большее количество отказов по эксплуатационным причинам: из-за выхода из строя погружного электродвигателя (25%), нарушения герметичности НКТ (12,5%), запарафирования НКТ (12,5%). Причиной отказов является в основном износ резьбы НКТ вследствие длительной эксплуатации, выходов сроков службы оборудования.

Большинство отказов в работе скважин, оборудованных УЭЦН, связано с электроприводной частью. Наиболее распространенные причины отказа – это снижение электрического сопротивления и пробой электроизоляции погружного двигателя (18,7%) и кабеля (6,25%).

При подборе установки выбирают такие типоразмеры насоса, электродвигателя с гидрозащитой, кабеля, трансформатора, диаметра НКТ, а так же глубину спуска насоса, сочетание которых обеспечивает освоение скважины и необходимую норму отбора жидкости.

Сначала определяют дебит скважины по уравнению протока. Затем выбирается внутренний диаметр труб по графику зависимости потерь напора от дебита скважины и КПД, в нашем случае внутренний диаметр труб равен 42 мм.

После определяется глубина спуска насоса из условий обеспечения минимального необходимого оптимального давления на приеме насоса, в нашем случае оптимальное давление составляет 3,9 МПа при обводненности 90%.

По диаметру колонны диаметр насоса будет равен 103 мм, он будет относиться к группе 5А, после выбирается тип насоса по напору и производительности. В нашем случае это УЭЦН– 50-1300 с КПД равным 40%, подачей 50 м³/сут, напором 1300 м, мощностью 32 кВт.

Наземное оборудование (двигатель, станцию управления, трансформатор, кабель) выбирается согласно комплектности поставки оборудования.

УЭЦНА5 50-1300

- шифр электродвигателя – ПЭДУ 32-117;
- температура окружающей среды - 90°С;
- скорость охлаждающей жидкости не менее 0,2 м/с;
- кабель плоский – КПБП ТУ 16-505-129-70;
- число жил и площадь сечения – 3х10 мм²;
- трансформатор – ТМПН-100/3-73У1;
- станция управления – КТП ПН КС-650/10/1,6-85УХЛ1.

Затем определяется необходимая длина кабеля – в нашем случае длина кабеля составляет 1312 метров.

После определяется возможность спуска агрегата в скважину, для чего определяются максимальные габариты и сравниваются с внутренним диаметром эксплуатационной колонны, максимальный диаметр которой равен 88,5 мм.

Для подбора оборудования ЭЦНУ к скважинам в ЦДНГ-1 НГДУ «Туймазанефть» используют компьютерную программу ПТК «Насос» v 3.0, разработанную в БашНИПИнефть.

Определяется прирост добычи нефти и суммарный прирост добычи нефти. Аналогично рассчитывается прирост добычи нефти к скважинам №1525 и №1282.

Технологический эффект в результате смены насоса в трех скважинах на подобранные составил 3,23 т/сут. и 1116,1 т/год.

Список литературы

1. Нефтепромысловое оборудование [Текст]: справочник / под ред. Е.И.Бухаленко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
2. Геологический отчет НГДУ «Туймазанефть». – Октябрьский, 2011. – 208 с.
3. Методика подбора. Глубинно-насосное оборудование: РД 03-00147275-065-2001: утв. АНК «Башнефть». – Уфа, 2001. – 83 с.

4. Методическое руководство по проектированию, строительству и эксплуатации дополнительных (боковых) стволов скважин: РД 39-00147275-057-2000: утв. БашНИПИнефть. – Уфа, 2000. – 48 с.

5. Каплан, Л.С. Развитие техники и технологий на Туймазинском нефтяном месторождении [Текст]: учебник / Л.С. Каплан, А.В. Семенов, Н.Ф. Разго-няев. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1998. – 416 с.

УДК 622.276.6

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ОБЪЕКТАХ ЛАНГЕПАССКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С. А. Яскин

(ТПП «Лангепаснефтегаз»),

В.В. Мухаметшин

(Проектный офис «Ранняя нефть» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»),

А. В. Чибисов

(Государственное автономное научное учреждение

«Институт нефтегазовых технологий и новых материалов

Республики Башкортостан»)

Аннотация: В статье рассмотрено состояние выработки запасов по основным объектам разработки лангепасской группы месторождений и результаты анализа эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Ключевые слова: пласт, коллектор, запасы, углеводороды, нефть, методы увеличения нефтеотдач.

UDC 622.276.6

EFFECTIVENESS OF OIL RECOVERY INCREASE METHODS AT LANGEPAS GROUP OF FIELDS

S.A. Yaskin

(TPE «Langepasneftegas»)

V.V. Mukhametshin

(Project Office «Early oil» LLC «LUKOIL - WESTERN SIBERIA»)

A.V. Chibisov

(State autonomous scientific institution «The Institute of petroleum and gas technologies and new materials of Bashkortostan Republic»)

Abstract: The article reviews the status of reserves development for the main development targets of Langepas group of fields and analyzes the effectiveness of increased oil recovery methods.

Keywords: layer, reservoir, reserves, hydrocarbons, oil, increased oil recovery methods

Проблеме повышения эффективности разработки нефтяных месторождений и оценке этой эффективности при использовании первичных методов

увеличения нефтеотдачи посвящено значительное количество работ[1-5]. В меньшей мере это относится к объектам Лангепасской группы месторождений.

Нефтеносность месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» связана с отложениями мезозоя. Промышленно-нефтеносные пласты содержатся в пяти комплексах: алымской (АВ), вартовской (БВ), мешонской (БВ), васьюганской (ЮВ) свитах и ачимовской толще. Продуктивность этих толщ, равно как и запасы, сильно различаются. Основная доля запасов приходится на залежи, приуроченные к алымской свите. Основная доля накопленной добычи нефти получена из залежей пластов БВ[6].

В целом по месторождениям ТПП добыто 220083 тыс. т нефти. Наибольшая доля добычи начальных запасов приходится на Урьевское месторождение. Наименьший объем запасов приходится на Чумпасское месторождение. По общепринятой классификации к месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами нефти относятся месторождения, содержащие нефти с вязкостью более 30 мПа·с, с проницаемостью коллектора менее 0,05 мкм² и с нефтенасыщенной толщиной менее 1,5 м. Далее будем называть эти критерии геологическими. Дополнительно к общепринятой классификации выделяют трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) и по промысловым критериям: накопленная добыча нефти превышает 60% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), обводненность добываемой продукции более 75% и запасы залежей, находящиеся под газовой шапкой. Доля ТРИЗ по месторождениям всего ТПП «Лангепаснефтегаз» от суммарных запасов составляет по геологическим критериям 3,5% по промысловым критериям – 44,8%, соответственно активные запасы – 51,7% от текущих извлекаемых запасов. В целом по месторождениям ТПП «Лангепаснефтегаз» можно отметить снижение доли активных запасов и рост ТРИЗ. Это объясняется достаточно благоприятной выработкой высокопродуктивных горизонтов и недостаточной эффективностью разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами.

В работе проведен анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на основных объектах разработки месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз».

Большая часть годовой добычи нефти происходит из объектов, находящихся на стадии падения добычи. Объекты характеризуются высокой обводненностью добываемой жидкости, истощением запасов нефти в высокопродуктивных пропластках и снижением эффективности заводнения [7-10]. Для удержания уровня добычи необходимо применение новых прогрессивных методов и технологий, позволяющих повысить эффективность традиционного заводнения. Замедление падения годовых уровней добычи нефти ТПП «Лангепаснефтегаз» идет в основном за счет применения методов воздействия на пласт (МВП). Доля дополнительной добычи в 2010 г. составила 4,9% от годовой, в 2013 г. – 10%. В дальнейшем доля добычи за счет применения МВП в годовой добыче будет нарастать. Применение новых технологий позволит не только стабилизировать годовую добычу, но и выйти на более высокий уровень добычи.

За счет применения всех МВП в 2010-2012 гг. дополнительно было добыто 4550,2 тыс. т (25 % от суммарной добычи за эти годы). В это время доля дополнительной добычи за счет применения физических МУН в общей добыче нефти постепенно уменьшается. Если в 2010 г. доля физических МВП в общей дополнительной добыче была 60 %, то в 2012 г. - 44,2 %. Более 97 % добычи физических МУН приходится на ГРП.

Максимальная добыча нефти за счет химических МУН получена в 2010 г. Добыча составила 361,1 тыс. т. В 2012 г. добыча за счет применения гидродинамических методов снизилась и составила 228 тыс. т. Основную долю в дополнительную добычу вносят методы вовлечения в разработку запасов застойных зон и участков пласта.

Химические методы увеличения нефтеотдачи в 2010-2011 гг. играли незначительную роль в дополнительной добыче. В 2012 г. эти методы прочно заняли второе место в дополнительной добыче и почти достигли по объемам физические методы. Добыча составила 616 тыс. т. нефти.

Добыча нефти за счет методов ОПЗ постепенно возрастает с 61,4 тыс. т. в 2010 г. до 105,4 тыс. т. в 2012 г. Доля этих методов в дополнительной добыче незначительна и составляет 4-6 %.

Рассмотрим динамику дополнительной добычи нефти за последние три года. Наибольшей добычей в 2010 г. характеризуется Нивагальское месторождение. В 2011 г. количество скважино-обработок существенно увеличили с 66 до 114. Несмотря на это, объемы дополнительной добычи снизились почти в 2 раза. Это произошло в основном из-за снижения эффективности нестационарного заводнения. В 2012 г. сократили втрое количество скважино-операций в основном за счет малоэффективных гидродинамических методов. Добыча нефти увеличилась с 239,2 до 316,9 тыс. т. Около 54,4 тыс. т нефти получено от обработок химических МУН в 1999 г. Наиболее эффективны физические и химические методы, такие как: ГРП, ПКВ и СПС+ПКВ.

За счет МВП в 2010 г. на Южно-Покачевском месторождении добыто 250 тыс. т нефти, что составляет 40,7 % от текущей добычи. К 2011 г. объемы внедрения МВП снизили до 64 скважино-обработок против 96 скважино-обработок в 2010 г. Снижение эффективности и количества скважино-операций повлекло за собой снижение дополнительной добычи. Увеличение скважино-операций в 2012 г. до уровня 1998 г., тем не менее, не позволило достичь уровня дополнительной добычи на эту дату. Наиболее эффективны методы: ГРП, СПС+ПКВ, СПС.

Динамика дополнительной добычи Локосовского месторождения характеризуется постепенным ростом с 36,4 тыс. т в 2010 г. до 100,4 тыс. т в 2012 г. Доля дополнительной добычи составляет 2,56 % от текущей. Наиболее эффективные методы: ГОС на основе силиката натрия, ГОС «Гивпан», ЭСС.

В 2010-2011 гг. добыча за счет применения новых технологий на Покамасовском месторождении выросла с 111,2 до 135,5 тыс. т. Несмотря на увеличение объемов использования МУН в 2012 г. с 33 скважино-операций до

82 скважино-операций, уровень добычи снизился до уровня 1998 г. Всего за три года добыто 359,4 тыс. т нефти. Наиболее эффективны: ГРП и ПК.

Список литературы

1. Мухаметшин, В.Ш. Прогнозирование эффективности применения внутриконтурного заводнения в условиях низкопродуктивных турнейских залежей нефти [Текст] / В.Ш. Мухаметшин, А.М. Попов // Нефтяное хозяйство. 1991. – №6. – С.5-6.
2. Мухаметшин, В.Ш. Факторы, влияющие на эффективность заводнения залежей в карбонатных коллекторах башкиро-верейского возраста платформенной Башкирии / В.Ш. Мухаметшин, Ф.Р. Билалов // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 4. – С. 12-14.
3. Мухаметшин, В.Ш. Оценка конечной нефтеотдачи залежей в карбонатных коллекторах по геологопромысловым данным / В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 12. – С.12-15.
4. Мухаметшин, В.Ш. О выработке запасов нефти турнейских залежей платформенной Башкирии / В.Ш. Мухаметшин // Известия Высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1984. – С.35-39.
5. Мухаметшин, В.Ш. Влияние степени дренирования карбонатных залежей на нефтеотдачу / В.Ш. Мухаметшин, М.А. Токарев // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 3. – С. 5-6
6. Андреев, В. Е. Анализ структуры запасов ТПП «Лангепаснефтегаз» и рекомендации по их выработке / В. Е. Андреев, Ю. А. Котенев, В. Глебов и др. // Сб. тр. «Проблемы нефти и газа» Уфа: «Реактив», 2001. – С. 21-22.
7. Баталов, Д.А. Обобщение результатов лабораторных исследований для адаптации технологий воздействия на пласты для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, Г.С. Дубинский // Научные преобразования в эпоху глобализации: сборник статей Международной научно-практической конференции в 2 ч. (Екатеринбург, 18 декабря 2015 г.) / коллектив авторов. – Уфа: РИО МЦИИ ОМЕГА САЙНС, 2015. – Ч. 2. – С. 304-306.
8. Прогнозирование применения ПАВ-щелочного воздействия на объектах разработки Урьевского и поточного месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» [Текст] / С.А. Яскин, В.Е. Андреев, А.В. Чибисов, А.П. Чижов, В.В. Мухаметшин, А.П. Аверьянов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 132-136.
9. Группирование объектов разработки при проектировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.В. Чибисов, Р.Т. Ахметов, С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, А.Р. Хафизов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 89-96.
10. Зейгман, Ю.В. Выбор расстояний между скважинами для повышения эффективности заводнения по залежам в терригенных коллекторах [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом

деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 112-116.

СОДЕРЖАНИЕ

Мухаметшин В.Ш. Научная деятельность студентов, аспирантов и молодых ученых.....	3
СЕКЦИЯ «РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»	
Абдрахманов Р.Н., Тагиров Р.Р., Аду Д.Н. Определение адсорбции «неклассических» лигносульфонатов как основы получения буровых реагентов.....	19
Альмухаметова Э.М., Владимиров И.В., Кильмаматова Э.Т. Общие положения применения теплового воздействия.....	22
Альмухаметова Э.М., Владимиров И.В., Кильмаматова Э.Т. Применение теплового воздействия на модели двойной проницаемости	25
Арсланова Л.З. Микробиологические технологии по предотвращению образования солей в системе сбора продукции скважин.....	29
Ахметов Р.Т., Матвеев С.В. Гипано-кислотная обработка карбонатных трещиновато-пористых коллекторов с высокой обводненностью.....	32
Ahtyamov M., Al-Baghdadi , Awsan AbdulAziz Replacement of old well-heads with modern geothermal wellheads in Yemen's oil and gas fields.....	35
Ахтямов М.М., Червяков В.О., Витковский П.С. Исследование системы удаления попутного газа из нефтяных скважин.....	39
Баталов Д.А., Мухаметшин В.В., Дубинский Г.С. Моделирование гелевых экранов в призабойной зоне пласта.....	45
Бахир А.С., Ворсина Н.А. К вопросу подбора объектов и прогноза успешности углекислотной обработки призабойной зоны пласта.....	48
Бахир А.С., Ворсина Н.А. Особенности подбора скважин для проведения термогазохимического воздействия.....	54
Баязитова Л.Р., Миннивалеев Т.Н. Современное состояние вопроса о технике и технологиях снижения пульсаций давления промывочной жидкости в процессе бурения.....	60
Бохан М.М., Хромых Л.Н. Технология установки гелевых экранов в удаленной зоне пласта.....	65
Брусничкин А.М., Грибенникова С.Е. Оценка влияния геометрических параметров хвостовика на эффективность работы скважин, оборудованных ШСНУ.....	68
Брусничкин А.М., Грибенникова С.Е. Определение эффективности хвостовиков в скважинах, оборудованных ШСНУ.....	71
Брусничкин А.М., Грибенникова С.Е. Оценка влияния обводненности на эффективность хвостовиков в скважинах, оборудованных ШСНУ.	74
Валиуллин И., Салимгараев А., Тастемиров С., Валишин Э. Исследование нового продуктивного Бланкского месторождения.....	76

Валиуллин И., Салимгараев А., Тастемиров С., Валишин Э. Моделирование изменения давлений двух-фазного потока во времени в пористой среде.....	79
Валиуллин И., Салимгараев А., Тастемиров С., Валишин Э. Межфазные скорости и капиллярные градиенты давлений во время скачков Хайнса	82
Ворсина Н.А., Комаров Р.Ф. Применение кислоты замедленного действия в условиях Туймазинского месторождения.....	85
Ворсина Н.А., Комаров Р.Ф. Эффективность волновых технологий очистки призабойной зоны пласта.....	89
Ворсина Н.А., Червяков В.О., Витковский П.С. Система расчета высоты установки обратного клапана над ЭЦН при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.....	93
Ворсина Н.А., Столяров С.Ю. Повышение эффективности добычи сверхвязких нефтей на Ашальчинском месторождении НГДУ «Нурлат-нефть».....	97
Ворсина Н.А., Газизова С.Г. Совершенствование системы подготовки газа на Пеляткинском месторождении.....	103
Vorsina N., Lekwauwa Caleb Ugwumsinachi Challenges of pipeline transportation of petroleum products in Nigeria.....	108
Габзалилова А.Х., Червяков В.О., Витковский П.С. Исследование системы удаления попутного газа из нефтяных скважин.....	113
Gabzalilova A., Albaghdadi A.A. Methods of increasing oil productions in Yemen recent advances in aphron drilling fluids.....	118
Gabzalilova A., Bassam The effect of wellbore high temperatures and bottom-hole pressures on drilling tools in Yemen's oil and gas fields and their solutions.....	122
Галиуллин А.А., Грибенников О.А. Определение глубины начала кристаллизации парафина.....	127
Гареев Л.Р., Шакурова Алсу Ф., Шакурова Айгуль Ф. Результаты применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении.....	131
Грезина О.А., Егоров Д.С., Дагирманова Д.М. Методика определения скин-эффекта по кривой восстановления давления.....	137
Гусейнова Е.Л., Зернов М.Н. Применение смазочных и противoadгезионных добавок к промысловым жидкостям	141
Гусейнова Е.Л., Кузнецов Е.А. Применение смазочных добавок как средство предупреждения прихватов при бурении скважин.....	145
Гуськова И.А., Ахметшина Д.Т. Исследования влияния растворителей для удаления АСПО на коллоидную устойчивость нефти.....	149
Дагирманова Д.М. Водогазовое воздействие как метод утилизации попутного газа в условиях Биавашского месторождения.....	152

Дихтярь Т.Д., Беркутов Е.А. Применение эмульсионных промывочных жидкостей для бурения интервала под эксплуатационную колонну.....	154
Дихтярь Т.Д., Талипов Р.Д. Применение роторных управляемых систем на Ванкорском месторождении.....	158
Ефарова А.А., Гарипова Л.И. Анализ результатов применения технологии закачки высокопрочных сшитых композиций в НГДУ «Елховнефть» на участке Ново-Елховского месторождения.....	163
Зацепин О. Г., Стенькин А.В., Икс В.В., Котенев Ю. А., Чудинова Д.Ю. Проблемы интенсификации добычи нефти в низкопродуктивных пластах сложного геологического строения месторождений Краснотенского свода Западной Сибири.....	166
Зацепин О.Г., Стенькин А.В., Икс В.В., Султанов Ш. Х., Никифоров В.В. Перспективы увеличения дебитов нефти из низкопроницаемых пластов тюменской свиты современными технологиями	170
Козлов Д.С., Баландин Л.Н. Анализ теплового состояния погружного электродвигателя.....	176
Максаков К.И., Ковалева Г.А. Применение ПАВ-полимерного заводнения (ПАПС) на различных месторождениях.....	181
Максаков К.И., Баландин Л.Н. Анализ зависимости наработки на отказ от различных факторов.....	185
Маннанов И.И., Гимазова Л.Я. Анализ применения закачки гидрофобной эмульсионной системы для регулирования разработки в условиях Акташской площади Ново-Елховского месторождения НГДУ «Елховнефть».....	189
Мингулов Ш.Г., Червяков В.О., Малышев П.М. Система расчета высоты установки обратного клапана над ЭЦН при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.....	193
Мингулов Ш.Г., Салимов А.В., Малышев П.М. Методы повышения стабильной работы УЭЦН с помощью станций управления с частотным преобразователем (ЧП) и вентильным электродвигателем (ВЭД).....	198
Мингулов Ш.Г., Дагирманова Д.М., Салимов А.Л., Малышев П.М. Водогазовое воздействие как метод утилизации попутного газа в условиях Биавашского месторождения.....	203
Миннивалеев Т.Н., Миннивалеев А.Н., Сидоркин Д.И. Влияние колебаний расхода промывочной жидкости на работу винтового забойного двигателя.....	208
Мухамадеев И.Р. Обзор новых технологий освоения запасов высоковязких нефтей.....	210
Мухамадеев И.Р. Обработка призабойной зоны пласта химическими реагентами для интенсификации добычи нефти	214
Нафикова Р.А., Кутузов А.Ю. Кислотный гидравлический разрыв пласта в карбонатных коллекторах.....	217

Нафикова Р.А., Баязитова Л.Р. Реконструкция ДНС «Стаханово» для повышения эффективности сбора и транспорта нефти в НГДУ «Туймазынефть».....	222
Низовитин А.Н., Коновалов В.В., Татарина Е.Э. Исследования состава отложений, образующихся на нефтепромысловом оборудовании	228
Петрова Л.В., Галиев Р.Р., Биктимиров Р.Р., Камалеева А.Ф. Геологическое изучение Приобского нефтяного месторождения	230
Петрова Л.В., Фаррахов И.И., Монтейро С. Метод нестационарного заводнения с изменением фильтрационных потоков.....	233
Petrova L., Kakinda Adelcio A.V Pipeline renovation in Angola's oil and gas Fields.....	236
Рудь О.Н., Хохлова Н.Ю. Эксплуатация электрических погружных насосов в условиях повышенного содержания газа.....	241
Сабитова А.И., Давыдов А.Ю. Повышение эффективности эксплуатации фонда скважин, осложненного выносом механических примесей, на Ардамовском месторождении.....	243
Сексенбай М.Ж. Некоторые аспекты газификации южных регионов РК.....	246
Сексенбай М.Ж., Ибылдаев М.Х. Особенности подготовки специалистов для нефтегазовой отрасли в условиях многоуровневой системы образования.....	252
Соколовская К.П., Хромых Л.Н. Анализ и перспективы разработки СВН пласта У2 Карабикуловского месторождения.....	256
Тактаева Д.М., Елашева О.М. Использование внутритрубной деэмульсации для улучшения прокачиваемости высоковязких нефтей месторождений Самарского региона.....	260
Фазылова Л.Р., Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Чудинова Д.Ю. Особенности распределения физических свойств нефти в пластах Ватъеганского нефтяного месторождения.....	263
Фазылова Л.Р., Валеев А.С., Дулкарнаев М. Р., Султанов Ш. Х., Никифоров В.В. Оценка влияния неоднородности пластов-коллекторов нижнего мела на разработку запасов.....	267
Фокин А.А., Баландин Л.Н. Анализ изменения расчетной и фактической плотности жидкости в затрубном пространстве	272
Хайрутдинова А.А. Системный анализ применения метода ГРП в нагнетательных скважинах для регулирования разработки.....	275
Шакиров А.А., Салимов А.Л., Егоров Д.С. Методика определения пористость по данным гамма – гамма плотностного каротажа.....	278
Шакурова А.Ф., Акимов А.В., Калинина С.В. Интеллектуальное нефтяное месторождение.....	282
Shakurova A., Gehad A.A. C Condition of development and regulation problem oil and gas complex of Yemen.....	284
Shakurova A., Al Khilial Ruslan Enhancement of oil recovery through water injection in Yemen's oil and gas wells.....	289

Шакурова А.Ф., Метдиев К. Д. Повышение продуктивности скважин за счет кислотного гидроразрыва пласта.....	294
Шарапова А.Т. Применение гипанокислотных обработок призабойной зоны турнейского яруса для повышения нефтеотдачи в условиях Копей-Кубовского месторождения НГДУ «Туймазанефть».....	298
Шакурова Алсу Ф., Шакурова Айгуль Ф., Егоров Д.С. Применимость закона Дарси при плоскорадиальной фильтрации нефти к совершенной скважине.....	302
Шангареев Р.Р., Хайдаров А.Р., Ахметшина Д.И. Краткий анализ профессиональных рисков при выполнении спуско-подъемных операций в бурении нефтяных и газовых скважин.....	308
Якупов Р.Ф. Некоторые вопросы разработки залежей пласта D2ps Туймазинского месторождения в поздней стадии.....	311
Якупов Р.Ф. Проблемы конусообразования в поздней стадии разработки на примере терригенных коллекторов девона Туймазинского месторождения.....	320
Яппаров Р.Р., Давыдов А.Ю. Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами в условиях Туймазинского месторождения нефтегазодобывающего управления Туймазанефть.....	326
Яскин С.А., Мухаметшин В.В., Чибисов А.В. Эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи на объектах Лангепасской группы месторождений.....	330

Научное издание

**Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической
конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной
60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском**

Подписано в печать 5.09.2016 г. Формат 60х84 1/16.
Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс» Печать ризографическая.
Объем 19,8 п. л. Тираж 50 экз. Заказ 2335.

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.