

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

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ – 2016

СБОРНИК ТРУДОВ
МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
посвященной 60-летию филиала
(25 марта 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 Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2 т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – 542 с.

ISBN

В сборнике рассматриваются современные технологии, применяемые в нефтяной отрасли, отражены вопросы разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, вопросы совершенствования нефтепромысловой техники и оборудования. Рассмотрены вопросы организации управления производством, решения общинженерных задач и применения результатов исследований при подготовке кадров для ТЭК РФ.

Предназначен для специалистов нефтяной отрасли, преподавателей, аспирантов и студентов.

УДК 622.276

ББК 33.36

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

Уважаемые коллеги!

Создание шестьдесят лет назад Октябрьского филиала Уфимского государственного технического университета было ответом на требование времени в подготовке инженерных кадров нефтяников для освоения открытого в Башкортостане Туймазинского месторождения. Он внес достойный вклад в ускорение экономического и культурного развития республики и города в первую очередь.

За прошедшее время Октябрьскому филиалу УГНТУ удалось добиться немалых успехов. Сегодня это современное образовательное учреждение высшей школы с квалифицированным преподавательским составом, оснащенное новейшим действующим оборудованием. 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.

Данный сборник, отражающий результаты исследований в этой сфере, свидетельствует о высоком научном потенциале сотрудников филиала.

В канун 60-летнего юбилея Октябрьского филиала поздравляю его коллектив с этой замечательной датой! Получение университетом статуса регионального опорного вуза несомненно открывает новые перспективы развития и перед Октябрьским филиалом. Желаю вам, уважаемые коллеги, интересных творческих идей и их успешной реализации, новых достижений и открытий. Здоровья, счастья и всех благ каждому из вас!

Ректор Р.Н. Бахтизин

УДК 378.1

**О СОСТОЯНИИ И ПЕРСПЕКТИВАХ РАЗВИТИЯ НАУЧНОЙ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ФИЛИАЛЕ УФИМСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО
НЕФТЯНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
В Г. ОКТЯБРЬСКОМ**

В.Ш. Мухаметшин

*(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет» в г. Октябрьском, директор, д.г.-м.н., профессор)*

Аннотация: Подведены итоги научно-исследовательской деятельности филиала Уфимского государственного нефтяного технического университета в г.Октябрьском за последние десятилетия. 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 378.1

**ON THE STATE AND PROSPECTS OF SCIENTIFIC ACTIVITY
DEVELOPMENT IN THE DEPARTMENT OF UFA STATE PETROLEUM
TECHNOLOGICAL UNIVERSITY IN OKTYABRSKY**

V.Sh. Mukhametshin

*(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, the director,
Doctor of Geology and Mineralogy, professor)*

Annotation: The results of the research activities of the Department of Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky over the last decades 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.

За годы своего существования филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в городе Октябрьский стал не только признанным лидером высшего технического образования в западном регионе Республики Башкортостан и прилегающих районах Республики Татарстан и Оренбургской области, но и крупным научно-исследовательским центром нефтяного профиля. Это заслуга нескольких поколений преподавателей и сотрудников.

Существенную роль в становлении науки в филиале сыграли такие известные ученые-нефтяники, как д.т.н., профессор Ахметов И.Г., д.т.н., профессор М.С. Габдрахимов, к.т.н., доцент Ю.В. Крючков, к.т.н., доцент В.А. Петров, к.т.н., доцент Л.С. Каплан, к.т.н., доцент Р.Ш. Муфазалов, к.т.н., доцент Р.Г. Нурутдинов и др. Первые десятилетия становления вуза совпали с подъемом нефтедобычи в Башкирии и других регионах страны, поэтому хозяйственные работы, выполняемые преподавателями, в первую очередь учитывали потребности нефтедобывающих предприятий. В начале семидесятых стали выходить первые сборники научных статей, подготовленные совместно с инженерно-техническими работниками нефтегазодобывающих предприятий. Начали формироваться базовые направления научной деятельности. Студенты филиала принимали активное участие во всесоюзных, всероссийских и республиканских конкурсах научно-исследовательских работ.

Некоторый спад научной деятельности филиала в середине 80-х годов был связан с объективными трудностями, возникшими в промышленном секторе экономики и во всей системе отечественного образования. В этот сложный период, период смены эпох, были не только сохранены, но и начали расширяться связи с потребителями научной продукции преподавателей и сотрудников филиала. Сложились и получили дальнейшее развитие научные школы д.т.н., проф. М.С. Габдрахимова, к.т.н., доцента Л.С. Каплана, к.т.н., доцента Р.Ш. Муфазалова. В это непростое время подготовили и защитили докторские диссертации ведущие преподаватели филиала В.Ш. Мухаметшин, И.Г. Арсланов, А.С. Галеев, И.И. Галлямов. Под их руководством молодые преподаватели защищали диссертации на соискание ученой степени кандидата наук. В филиале

была создана лаборатория вибродиагностики нефтяного оборудования, сотрудники которой не только выполняли хоздоговорные научные работы, но вели занятия по повышению квалификации работников нефтяной промышленности в области диагностики и настройки насосно-компрессорного оборудования.

В последнее десятилетие наука в филиале получила дальнейшее развитие. Успехи в данной области зависят от реализации основных направлений развития нефтегазового комплекса, среди которых:

- создание новых и развитие существующих центров нефтегазовой добычи;
- создание новых и развитие существующих систем магистрального трубопроводного транспорта;
- сооружение новых нефтеперерабатывающих заводов с современной глубиной переработки.

Развитие новейших технологий в области добычи и транспортировки нефти и газа всегда были главной задачей отрасли. Это связано с возрастанием роли энергетического комплекса страны в политической сфере. В настоящее время нефтегазовая отрасль является одной из самых рентабельных. Многие российские компании ведут активный научный поиск в области добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья, так как их экспорт рассматривается как важнейший фактор получения средств для дальнейшего развития экономики страны.

В связи с этим основными направлениями развития научно-исследовательской работы вузов можно назвать:

- получение грантов от ведущих предприятий ТЭК на решение конкретных научно-исследовательских задач;
- организация авансового финансирования перспективных НИР и НИОКР;
- предоставление финансирования ведущим ученым и специалистам вузов;
- помощь в развитии и поощрение изобретательской деятельности коллективов вузов и отдельных изобретателей;
- организация приоритетного финансирования по развитию новых инновационных технологий;

- организация рекламно-информационной деятельности, популяризация новых идей и разработок для скорейшего внедрения в производство;
- участие в тендерах, проводимых профильными предприятиями ТЭК в России и за рубежом;
- организация расширения практических контактов отдельных ученых и коллективов с зарубежными предприятиями;
- организация научно-практических стажировок отдельных ученых и коллективов в ведущих отечественных и зарубежных вузах и профильных предприятиях;
- более глубокое изучение возможностей ученых и специалистов вузов в решении актуальных задач предприятий ТЭК;
- межвузовская интеграция и концентрация усилий ученых и крупных специалистов в решении отдельных исследовательских задач и крупных отраслевых научных и оптимизационных проблем;
- объединение научно-технического потенциала отдельных подразделений в решении актуальных проблем нефтегазовой отрасли с использованием научно-технического задела, созданного в предшествующий период, что будет способствовать развитию кооперации в сфере НИР и НИОКР и проектирования объектов ТЭК страны, эффективному внедрению инновационных разработок, защите авторских прав, развитию лицензионной деятельности, широкому привлечению инвестиций в области научных и прикладных исследований;
- организация и активное привлечение студентов к научному творчеству, экспериментальным и исследовательским работам, анализу, участию в научно-технических конференциях;
- организация и поощрение коллективов в перспективной подготовке кадров высшей квалификации и т.д.

Только при комплексном развитии всех этих направлений возможен успех вузов и их подразделений в решении крупных научно-исследовательских задач ТЭК нашей страны.

На сегодняшний день филиал УГНТУ в городе Октябрьском располагает

уникальным интеллектуальным потенциалом: более 15 докторов и 50 кандидатов наук. По результатам собственных научных исследований и аналитического обзора новейших разработок в нефтегазовой отрасли за последние годы опубликовано около 500 работ, в том числе монографии и учебные пособия для студентов вузов и широкого круга специалистов и инженерно-технических работников отрасли.

Еще один важный показатель, характеризующий позитивный вектор развития научной работы в университете, – число диссертационных работ, защищенных и запланированных к защите преподавателями, сотрудниками и аспирантами. За последние годы подготовили и защитили диссертации на соискание ученой степени доктора наук Л.Б. Хузина, Р.З. Минигалимов, Н.Д. Габдрахманов, Ш.Г. Мингулов, кандидата наук – И.Г. Фаттахов, Л.М. Зарипова, Э.М. Альмухаметова, Т.Н. Миннивалеев. Более 10 человек работают над диссертациями.

Эти данные характеризуют стабильное воспроизводство высококвалифицированных научно-педагогических кадров для самого вуза, а также кадров высшей квалификации для нефтяной отрасли региона. Они также свидетельствуют, что привлекательность и престижность научной деятельности сохранились на достаточно высоком уровне.

За последние десять лет филиалом приобретено значительное количество уникального оборудования, которое позволяет проводить научные исследования на самом современном уровне. Филиал ежегодно организует проведение межвузовских научных и учебно-методических конференций, в т.ч. научных конференций молодых ученых, преподавателей и аспирантов. Научная библиотека филиала входит в число самых крупных запасников научной литературы региона. Коллектив филиала обеспечен научной литературой и в виде современных информационных ресурсов. В настоящее время филиал подключен к крупным научным информационным системам, что соответствует уровню лучших университетов [1].

Современная наука – это коллективный труд. В филиале сложились науч-

ные группы в составе кафедр, которые могут предложить нефтяным компаниям комплексные исследования, направленные на увеличение нефтеотдачи пластов, разработку оборудования для бурения и добычи нефти.

На кафедре «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений» (РРНГМ) научно-исследовательская работа ведется по многим направлениям. К основным следует отнести: комплексное геолого-технологическое обоснование повышения эффективности разработки низпродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах; совершенствование методик прогноза параметров пустотного пространства нефтегазовых резервуаров по данным промысловой геофизики; теорию и интерпретацию методов ГИС, математическое моделирование геофизических полей; научные основы и технологии насосной эксплуатации малодебитных скважин в поздние периоды разработки нефтяных месторождений; создание научных основ и технологий восстановления приемистости нагнетательных скважин; разработку новых селективных водоизолирующих составов и технологий для ограничения водопритока из нефтедобывающих скважин; повышение эффективности бурения наклонно-направленных скважин с горизонтальным участком.

Созданы методические основы повышения эффективности процесса разработки сложнопостроенных низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах Волго-Уральского региона. Для этого составляются алгоритмы и проводится идентификация залежей нефти по геологическим параметрам, определение которых является возможным на стадии проведения геологоразведочных работ; устанавливаются особенности процесса нефтеизвлечения по различным группам объектов при разработке их на естественных залежах; составляются методики, позволяющие оценить степень загрязнения призабойной зоны пласта с целью своевременного проведения мероприятий по восстановлению реальных свойств пластов; создаются геолого-статистические модели для прогноза коэффициентов продуктивности скважин; определяются критерии успешного проведения солянокислотных обработок скважин; формируется комплекс методик по оценке эффективности, выбору систем размещения скважин, про-

гнозированию показателей разработки при организации внутриконтурного заводнения.

По проблеме прогноза параметров пустотного пространства нефтегазовых резервуаров решаются следующие задачи: анализ существующих моделей и разработка новой, более совершенной модели пустотного пространства природных резервуаров нефти и газа; исследование связей между фильтрационными и ёмкостными свойствами и создание методики прогноза абсолютной проницаемости коллекторов; формирование методики прогноза остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснений нефти водой с учетом радиальной и вертикальной неоднородности на основе новой, более совершенной модели пустотного пространства; определение методики оценки показателя смачиваемости продуктивных пластов, сложенных карбонатными и терригенными породами, а также методики оценки относительных проницаемостей для нефти и воды по данным промысловой геофизики.

Научные исследования по теории геофизических методов и математического моделирования геофизических полей потребовали анализа современного состояния методов решения прямых и обратных задач в геофизике, разработки эффективных (точных и быстрых) способов моделирования измерений для различных методов ГИС и эффективных способов решения обратных задач для задач интерпретации геофизических исследований скважин, а также технологии интерпретации различных методов, комплексов ГИС по открытому стволу, в обсаженной скважине и создания технологии интерпретации материалов геофизических исследований горизонтальных скважин.

Для решения проблемы повышения эффективности насосной эксплуатации малодебитных скважин в высокообводненный период разработки произведен анализ состояния эксплуатации Туймазинского нефтяного месторождения, структуры и основных видов отказов насосного оборудования в малодебитных скважинах с высокообводненной нефтью, результатов бурения боковых стволов на «старом» фонде скважин. Исследовано влияние геолого-технических, физических параметров, пространственных характеристик стволов, содержание аб-

разивных частиц в пластовых жидкостях на межремонтный период работы скважин, коэффициент подачи УСШН и скорость износа плунжерных пар. Изучены гидравлические закономерности течения двухфазных жидкостей через кольцевой зазор плунжерной пары насоса в лабораторных условиях, структуры и вязкости водонефтяной смеси, влияющих на потери производительности УСШН. Обоснованы и разработаны критерии перевода малодебитных скважин в периодический режим в высокообводненный период их эксплуатации, а также технико-экономический анализ параметров перевода в новый режим. Созданы алгоритм и методика проектирования механизированной добычи нефти из малодебитных высокообводненных скважин в постоянном и периодическом режимах. Разработана технология и технические средства обеспечения эффективности эксплуатации насосного оборудования малодебитных скважин.

С целью научного обоснования и разработки технологий и технических средств предварительной подготовки закачиваемой воды и восстановления приемистости нагнетательных скважин проанализировано влияние снижения объемов закачки воды из-за ухудшения проницаемости ПЗП нагнетательных скважин на показатели добычи нефти в очагах нагнетания на объектах разработки Туймазинской группы месторождений; исследованы основные причины ухудшения проницаемости призабойной зоны пластов в нагнетательных скважинах и анализ применяемых технологий по ее восстановлению; изучен состав сточных вод, закачиваемых в пласты, и кольтматирующего вещества, а также качества подготовки воды по содержанию твердых взвешенных частиц (ТВЧ) и нефтепродуктов (НИ) после ее сброса из отстойных аппаратов; разработаны технические средства предварительной фильтрации продукции скважин и сточной воды от ТВЧ, а также колтюбинговые технологии восстановления приемистости и обработки нагнетательных скважин; произведены опытно-промышленные испытания (ОПИ) импульсно-волнового способа воздействия на ПЗП нагнетательных скважин с устья для создания мгновенных депрессий и выноса кольтматанта из пласта; созданы теоретические основы применения метода диссипации механической энергии в тепло при закачке воды в нагнета-

тельные скважины.

С целью снижения обводненности добываемой продукции и увеличения нефтеизвлечения разработаны новые водоизолирующие составы и технология их применения, определена оптимальная область применения.

Актуальная проблема – повышение эффективности бурения наклонно-направленных скважин. Для ее решения выполнены анализ методов снижения коэффициента трения бурильной колонны о стенки промежуточной обсадной колонны или ствола скважины; обоснование и разработка повышения энергии, подводимой к породоразрушающему инструменту при бурении скважин с большими отходами; разработка способа избирательного управления динамикой бурильного инструмента с применением комплекса наддолотных технических средств путем снижения силы трения бурильной колонны о стенки ствола скважины; лабораторные исследования и промысловые испытания на месторождениях Российской Федерации комплекса технических средств (осциллятор-турбулизатор, скользящий центратор, скважинный осциллятор).

Всего по теме исследований только за последние пять лет опубликовано более 300 работ, из них 116 статей в рецензируемых журналах из списка ВАК. Получено 12 патентов на полезные модели и изобретения, опубликованы более 50 учебных пособий и монографий [1-16].

Кафедра «Нефтепромысловые машины и оборудование» (НПМО) начала свою деятельность в 1965 году. Основная ее задача – подготовка квалифицированных кадров для нефтяной и газовой промышленности по специальности «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов». Кафедра осуществляет и научную деятельность. Преподаватели ее занимаются исследованиями по различным направлениям, обеспечивающим совершенствование машин и оборудования, применяемых на нефтегазовых промыслах.

Для повышения эффективности нефтепромыслового оборудования, внедрения энергосберегающих технологий в добыче нефти и ее увеличения разработаны, изготовлены и внедрены демпферы бурильного инструмента, вибраторы, пульсаторы, опытные варианты установок УНВП, замковые опоры УСШН,

созданы технологии восстановления приемистости и профиля приемистости нагнетательных скважин пульсированной закачкой воды. Внедрение предложенных технических решений осуществлено на нефтяных промыслах республик Башкортостан и Татарстан, Оренбургской области.

Научные работы, направленные на повышение работоспособности и функциональной возможности оборудования для добычи нефти и газа, завершились разработкой метода электрогидравлического воздействия на призабойную зону скважин; технического устройства для электрогидравлического воздействия на призабойную зону скважин, технических устройств для повышения работоспособности оборудования по добыче нефти. Научная новизна исследований заключается в теоретическом обосновании техники и технологии метода электрогидравлического воздействия на призабойную зону пласта; обосновании режимов работы оборудования для обеспечения требуемых показателей; разработке методики конструирования оборудования для конкретных условий работы.

Научные изыскания в области увеличения добычи нефти методами интенсификации и повышения работоспособности нефтепромыслового оборудования привели к селективной импульсной стационарной закачке жидкости в систему поддержания пластового давления. Это позволяет не повышать объемы закачки в нагнетательные скважины, уменьшить обводненность в эксплуатационных скважинах, повысить охват воздействием по площади и снизить себестоимость добычи пластовой жидкости. Метод основан на обработке данных по работе нагнетательных скважин (приёмистость, объем закачки, давление закачки и т.д.), выборе схемы заводнения с использованием наших забойных устройств, с одновременным отключением выбранных нагнетательных скважин. Метод реализуется с помощью прогнозируемых параметров работы нагнетательных скважин путём создания стационарной (в течение года и более) импульсной закачки жидкости в нагнетательных скважинах, выбранных предварительно на основании расчётных данных, согласно разработанным программам.

Преподавателями кафедры создано устройство для импульсной термокислотной обработки нагнетательных и эксплуатационных скважин. Оно предназначено для повышения эффективности обработок кислотными растворами скважин путем исключения из схемы воздействия насосных агрегатов. Кроме того, позволяет ускорить движение кислотного раствора, произвести нагрев его до нужной температуры и создать давление (за счёт массы столба раствора внутри насосно-компрессорных труб), что способствует увеличению глубины проникновения и эффективности воздействия кислотного раствора на пласт.

Еще одна разработка кафедры – импульсное устройство для проведения гидроразрыва пласта. Оно позволяет за счёт импульсной закачки жидкости разрыва возбуждать с помощью волн обрабатываемую площадь пласта, создавать удалённые на расстоянии трещины. При закачке жидкости-песконосителя с помощью изменяющегося по амплитуде давления закреплять созданные трещины на более значительном (чем при обычном гидроразрыве) расстоянии от забоя. Кроме того, дает возможность при тщательной промывке скважины после проведения гидроразрыва разрушать до мельчайшего состояния и дальнейшего подъёма на поверхность асфальта-смолистых отложений, оставшихся в скважине. Это повышает длительную эффективность работы насосного оборудования в обработанной скважине и качество процесса гидроразрыва.

Разработанное устройство для эффективной работоспособности установки скважинного штангового насоса позволяет уменьшить нагрузку на колонну насосных штанг и снизить давление на устьевое оборудование. Оно выполнено в виде поршневого насоса с клапанной системой, которое устанавливается на переднем плече балансира станка-качалки. Работа обеспечивается применением шарнирных устройств высокой надёжности, обеспечивающих движение с двумя степенями свободы.

Актуальным является научное направление, связанное с повышением эффективности ремонта нефтепромыслового оборудования путем внедрения методов упрочнения поверхности, ремонтируемого оборудования; разработки широкопроходного клапана для плунжерных насосов; комплектования насосов

клапанами КШК при ремонте. Существует проблема повышения качества ремонтных работ, особенно на участках, непосредственно обеспечивающих надежное и бесперебойное функционирование скважинного нефтедобывающего оборудования. В ходе научных исследований получены теоретические методы определения нагруженного состояния штанговой колонны и запорных элементов клапанного узла насоса в течение рабочего цикла; обоснованы способы определения ресурса насоса при эксплуатации в различных геолого-технических условиях по степени снижения подачи за счет утечек в плунжерной паре; доказано, что новая конструкция клапанного узла насоса обеспечивает повышение надежности и снижение динамических нагрузок при работе запорного элемента; разработана технология восстановления ресурса насоса в процессе ремонта на базах производственного обслуживания нефтедобывающих предприятий в пределах нефтяных регионов; предложены рекомендации по определению срока службы насосов с усовершенствованными клапанами в промысловых условиях. Перечисленные технические решения позволяют увеличить ресурс насоса в 1,5 раза, снизить динамическую нагрузку на колонну штанг в 1,5-1,6 раза.

С целью повышения функциональной возможности оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи; снижения отказов и аварий оборудования разработаны технические устройства низа бурильного инструмента при проводке скважин; технические устройства для повышения работоспособности оборудования для добычи нефти. Повышение работоспособности и функциональной возможности оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи является главным условием эффективной работы устройств, применяемых при строительстве и эксплуатации скважин. Основные задачи, решаемые по этим направлениям, – это аналитическое исследование работы оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи; разработка математических моделей работы этого оборудования; выбор оптимальных режимов его работы; определение факторов, влияющих на эксплуатационные показатели; создание эффективного оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи. Внедрение технических устройств на нефтяных промыслах позволило повысить проходку на доло-

то и механическую скорость бурения скважин и работоспособность нефтепромыслового оборудования, что снизило время строительства скважин, повысило качество проходки скважины, показатели эксплуатации скважин.

Для совершенствования скважинного оборудования, применяемого при добыче нефти, производится оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки. В результате производимых научных изысканий установлена перспективность применения винтовых насосных установок с поверхностным приводом. Основной задачей является повышение ресурса установок путем снижения интенсивности крутильных колебаний штанговой колонны. Обоснованы аналитические зависимости поведения системы «винт - колонна штанг» от параметров самой системы и параметров эксплуатации установки, предложены рекомендации по снижению интенсивности крутильных колебаний этой системы, составлена математическая модель системы «винт - колонна штанг», разработана конструкция моментомера для определения зависимости крутящего момента в верхнем сечении штанг от времени, которая подтверждает, что в течение работы установки штанги испытывают переменные нагрузки.

Еще одно направление научной деятельности кафедры – разработка и совершенствование оборудования для механизированной добычи нефти (винтовые насосные установки со штанговым приводом) и для ремонта нефтегазовых трубопроводов, а также механизация спускоподъемных операций при подземном ремонте скважин.

При решении данной проблемы выявлены слабые стороны современных винтовых насосных установок со штанговым приводом, выбраны пути их совершенствования. На основе анализа падения скорости спускоподъемных операций в течение вахты обоснована необходимость повышения уровня механизации спускоподъемных операций, разработан эскизный проект механизированного комплекса. Проведены исследования напряженно-деформированного состояния магистральных газопроводов в Полянском ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Уфа» до и после врезки катушек, на основе исследований разработан

эскизный проект комплекса опорно-центрирующих устройств.

С целью разработки метода очистки от асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО) нефтесборных трубопроводов тепловым методом с последующим созданием низкочастотного гидродинамического пульсатора для повышения эффективности очистки от АСПО нефтепромысловых трубопроводов было усовершенствовано нефтепромысловое оборудование. В результате установлены и исследованы механизм применения пульсатора и диапазон частот гидродинамических волн (0,1-10 Гц) для эффективной очистки от АСПО насосно-компрессорных труб и промысловых нефтепроводов. Выявлены основные закономерности влияния параметров потока жидкости и рычажного механизма на амплитудно-частотную характеристику пульсатора и устойчивость излучения волн. Разработана конструкция пульсаторов, рабочим элементом которых является рычажный механизм, обеспечивающий очистку АСПО трубных систем с применением гидродинамических волн. Определены основные размеры рабочих элементов пульсатора. Применение пульсатора для очистки трубопроводов в НГДУ «Туймазанефть» ОАО АНК «Башнефть» повысило эффективность удаления АСПО на 40 %.

Новым и перспективным является такое научное направление, как обоснование теории очистки скважины от выбуренной породы, разработка компоновки бурильного инструмента для турбинного бурения с измельчителем шлама, создание устройств для совершенствования очистки скважины. В ходе исследований выявлено, что совершенная промывка скважины и оборудования в значительной мере влияет на успешную, безаварийную проводку скважин, а недостаточная очистка от выбуренной породы является основной причиной осложнений и аварий при проводке горизонтальных скважин. В ходе научных исследований обоснованы размеры рабочих элементов измельчителя шлама, на основе этого разработана, изготовлена и испытана конструкция наддолотного устройства, обеспечивающего дробление, просеивание и вынос шлама с забоя при бурении вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин. Применение разработанной конструкции наддолотного измельчителя шлама позволило

повысить механическую скорость на 18 % и снизить аварийность процесса по сравнению с обычным способом бурения.

Научные разработки преподавателей кафедры НПО направлены на повышение эффективности работы нефтепромыслового оборудования, отражают последние достижения в развитии техники и технологий в нефтяной и газовой промышленности [17-39].

Кафедра механики и технологии машиностроения (МТМ) создана в 2002 году. Научная деятельность ее направлена на повышение уровня учебного процесса, подготовку кадров высшей квалификации, развитие материально-технической базы кафедры.

Приоритетными направлениями научной работы кафедры являются энерго- и ресурсосберегающие технологии и оборудование; системы контроля и диагностики работы нефтегазопромыслового оборудования; интенсификация технологических процессов в нефтехимии и в нефтепереработке; стандартизация и управление качеством в машиностроении; научно-методическое сопровождение государственной экспертизы условий труда, независимого аудита состояния охраны труда, оценки и управления профессиональными рисками; методика преподавания общетехнических дисциплин в системе высшего образования.

На кафедре работают два доктора и семь кандидатов наук. Преподавателями опубликованы десятки научных монографий, сотни статей и докладов на международных, российских, региональных научных конференциях.

Современная наука – это коллективный труд. Научные группы кафедры могут предложить нефтяным компаниям и промышленным предприятиям комплексные исследования, направленные на увеличение нефтеотдачи пластов, разработку нового оборудования для бурения и добычи нефти, а также разработки, целью создания которых являются создание конкурентоспособных методик и аппаратуры диагностики технического состояния энергетического, нефтегазодобывающего и бурового оборудования. Это приборы измерения вибрации, приборы центровки насосных агрегатов серии ПЦ (индикаторные системы), приборы центровки насосных агрегатов типа ПЦ-Лазер (лазерный) с

беспроводной передачей данных, автономная система контроля и регистрации технологических параметров «АСКИР-ЦНА», измеритель теплового потока «ТЕПЛОМЕР-1», измеритель гидравлического КПД насосов «КПДмер-1».

Разработанные и изготовленные научными сотрудниками кафедры по заявкам предприятий образцы диагностического и контролирующего оборудования обеспечивают увеличение срока службы и межремонтного периода насосного оборудования, забойных телеметрических систем и систем контроля процесса бурения «Геосенсор».

Повышение эффективности машиностроительного производства, применение новых материалов и повышения качества, обеспечение требуемой надежности и долговечности являются основными направлениями технического прогресса в машиностроении и нефтегазовой промышленности. Также одним из важнейших направлений в повышении качества машин и оборудования является упорядочение производственной деятельности созданием и внедрением необходимых стандартов и метрологических систем. Практическое значение научной деятельности в этой области заключается в возможности повышения производительности обработки и качества деталей машин и развития машиностроительного производства. Преподавателями и сотрудниками кафедры на основе исследований технологических свойств материалов разработаны рекомендации по совершенствованию обрабатываемости промышленных сплавов, применению термических и термомеханических методов воздействия, обеспечению требуемой точности детали машин и выявлению технологических связей при проектировании технологии.

Одним из приоритетных направлений в научной деятельности кафедры является разработка методологических принципов управления профессиональными рисками в бурении нефтяных и газовых скважин и исследование человеческого фактора в системе человек - техническая система - производственная среда с целью повышения безопасности труда. Оценка профессионального риска должна стать 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. Очевидно, что масштаб и уровень сложности решаемой задачи в значительной степени определяют и выбор метода ее решения. Сегодня назрела необходимость, опираясь на международный опыт, разработать единую методологию оценки и управления профессиональными рисками в рамках системы управления охраной труда. Упрощение процедуры оценки рисков при сохранении ее эффективности в обеспечении безопасности и здоровья работников на работе одна из важнейших задач, которую ставят перед собой специалисты и руководители, причём как в России, так и в странах ЕС.

Сотрудниками кафедры организовано проведение прикладных научных исследований, а также инновационной и внедренческой деятельности в области охраны труда, социально-трудовых и иных связанных с ними отношений. Они проводят научно-методическое сопровождение государственной экспертизы условий труда, независимого аудита состояния охраны труда, оценки и управления профессиональными рисками.

Современная промышленность характеризуется наличием дорогостоящего оборудования, эффективность использования которого недостаточно высока из-за морального старения систем управления и низкой эффективности использования промышленного оборудования. Всесторонний анализ эффективности его использования позволяет определять «слабые места» технологического процесса и выдавать рекомендации по повышению эффективности производства без дорогостоящего процесса замены оборудования. Применение при этом современных информационных технологий обеспечивает повышение степени обоснованности принимаемых решений за счет оперативного сбора, передачи и обработки информации, рост эффективности управления.

Результаты исследований, проводимых преподавателями кафедры в данной области, могут быть использованы на предприятиях нефтегазовой отрасли и топливно-энергетического комплекса.

Научный подход к разработке и апробации современных методов преподавания общетехнических дисциплин в системе высшего образования также

является приоритетным в работе преподавателей кафедры. Анализ проходящих в вузовской системе реформ крайне важен и необходим. При этом важным аспектом реформирования высшей школы является введение многоуровневой системы образования. Одно из направлений реформы в учебном процессе высшей школы - введение рейтинговой системы оценки знаний. Рыночная экономика, научно-технический прогресс также предъявляют новые требования к уровню подготовки специалистов, оканчивающих российские высшие учебные заведения. Все эти проблемы и возможные способы преодоления трудностей переходного периода находят отражение в научно-исследовательской деятельности преподавателей кафедры.

Перспективы развития кафедры как учебно-научного подразделения высшего учебного заведения во многом зависят от привлечения к педагогической деятельности молодежи. На кафедре механики и технологии машиностроения имеется хороший научно-педагогический резерв из числа молодых сотрудников и аспирантов. Их научные разработки и диссертационные работы также входят в научную базу кафедры.

Кафедра механики и технологии машиностроения филиала УГНТУ в городе Октябрьском обладает высоким научно-теоретическим потенциалом, так как все ее сотрудники имеют ученые степени кандидатов и докторов наук и ведут интенсивную научно-исследовательскую работу по актуальным темам и направлениям, рассматривая ее как важную составную часть обеспечения учебного процесса в высшем учебном заведении и внося вклад в развитие научной школы УГНТУ [40-55].

Кафедра информационных технологий, математики и естественных наук (ИТМЕН) функционирует с 2003 года. Она образовалась на базе «Отделения математических и естественно-научных дисциплин», которое, в свою очередь, сформировалось в 1998 году из слияния пяти учебных дисциплин: математики, физики, информатики, химии и электротехники.

Идея создания единого подразделения, объединяющего ряд различных направлений, преследовала важнейшие цели: улучшение качества образова-

тельного процесса, создание условий для инновационной деятельности, усиление контроля за внедрением вузовских реформ. Это впоследствии способствовало мобилизации усилий профессорско-преподавательского состава на выполнение поставленных задач.

В первые годы был сформирован основной костяк кафедры, семь аспирантов и соискателей были подготовлены к защите кандидатских диссертаций. Преподавательский состав активно занимался научно-исследовательской работой. Умение анализировать и делать выводы по материалам исследований в самых различных научных направлениях способствовало активизации публикационной активности. Сотрудники кафедры регулярно поощрялись за достигнутые успехи и привлечение к науке студентов – ими подготовлено более 100 научных докладов и выступлений на студенческих научных конференциях. Сотрудниками кафедры опубликованы более 250 научных работ, в том числе 23 работы в изданиях, рецензируемых ВАК РФ, 16 монографий, восемь учебных пособий по различным направлениям нефтегазового дела.

На кафедре несколько отделений: высшей математики; физики; вычислительной техники и инженерной кибернетики; общей химии; отделение электротехники.

На отделении высшей математики на основе научных исследований в области педагогики активно внедряются современные образовательные технологии: решение математических задач с применением компьютеров и программных продуктов «Matematica», «Mathcad» и др., тестирование студентов на различных этапах образовательного процесса (входной, текущий и итоговый контроль, проверка остаточных знаний). Все это способствует повышению качества их знаний. Для преподавателей этого профиля характерно постоянное стремление совершенствовать свои профессиональные знания. Отделение систематически занимает на кафедре ИТМЕН первое место по успеваемости.

Научная деятельность отделения физики сконцентрирована на уникальной методике диагностики труб путем исследования их магнитных полей, разработке методик и алгоритмов, проектировании оборудования и систем для ди-

агностики нефтепромыслового оборудования, создании учебных программ и эмуляторов физических и технологических процессов. В активе преподавателей отделения множество публикаций, патенты РФ; заявки на патенты РФ и т. д. В лаборатории вибродиагностики организована научно-исследовательская работа студентов (НИРС). Они вместе с научно-педагогическими работниками разрабатывают программы визуализации физических явлений, регулярно становятся лауреатами конкурсов: СТАРТ-АП, УМНИК, Техностарт; постоянно участвуют в олимпиадах университета и других вузов. В последнее время многое сделано по укреплению материально-технической базы отделения, оснащению современным оборудованием лабораторий электричества и магнетизма, оптики, атомной и ядерной физики, механики. Это повысило качество обучения, создало условия для инновационных исследований.

Отделение вычислительной техники и инженерной кибернетики ведет свой отсчет с 1957 года, с появления в филиале ЭВМ «Мир». В конце восьмидесятых были приобретены более совершенные электронно-вычислительные машины. Отделение расширилось, пришли новые специалисты. За последние пять лет электронный парк пополнился еще ста тридцатью пятью компьютерами. В настоящее время преподаватели отделения активно занимаются научной работой. Сфера их научных интересов: гидроаэродинамика, математика, физика.

В отделении общей химии, созданном в год основания Октябрьского общетехнического факультета, с 1988 по 1995 год функционировал центр «Экология», занимавшийся вопросами снижения жесткости воды в пойме реки Ик и утилизации сточных вод промышленных предприятий. Кроме того, большое внимание уделялось изучению процесса биоразлагаемости новых поверхностно-активных веществ в пластовых условиях, разработке технологии очистки попутного нефтяного газа от сероводорода. В 2000 году были реорганизованы и заново оснащены две лаборатории: общей и неорганической химии и органической химии и реологии технологических жидкостей. В отделении трудятся три доцента кандидаты химических и биологических наук. Создана лаборатория,

которая занимается вопросами мониторинга состояния окружающей среды и проведением экспертиз технологических жидкостей, применяемых при добыче нефти. В отделении активно внедряются новые формы и методы обучения, ведутся научные исследования.

Создание отделения электротехники относится к периоду раннего формирования Октябрьского филиала Уфимского нефтяного института. Здесь немало делается для совершенствования учебного процесса, научных изысканий по направлениям: общая и социальная педагогика, машины и агрегаты нефтяной и газовой промышленности, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. В отделении имеются две лаборатории: общей электротехники и электрооборудования, оснащенные всем необходимым учебным и промышленным оборудованием.

Особенно следует выделить научную деятельность преподавателей, связанную с цифровой обработкой сигналов, интеллектуальными скважинами, вычислительными машинами и комплексами в нефтегазовой отрасли.

Кафедра информационных технологий, математики и естественных наук является важной составляющей университета, обеспеченной высококвалифицированными научно-педагогическими кадрами и современной инновационной и учебно-лабораторной базой. В 2016 г. доля преподавателей, имеющих ученые степени и ученые звания, составляла 89 %.

Произошла значительная активизация творческих сил коллектива. За 1998-2016 гг. преподавателями кафедры опубликовано в различных издательствах и научно-технических сборниках вузов более 200 материалов, в том числе 22 монографии; 32 учебных пособия; 42 статьи в изданиях, индексируемых ВАК РФ; 12 статей, индексируемых в международной базе Scopus. Получено 14 патентов на изобретения и полезные модели.

Основными направлениями научной деятельности кафедры на современном этапе являются: информационные технологии в области нефтедобычи; экспериментальные исследования макроскопических проявлений магнитного поля, в частности, изучение возможностей современной магнитометрии в неразру-

шающем неконтактном контроле промышленных и магистральных трубопроводов; аппаратура и методика экспресс-диагностики нефтепромыслового оборудования.

Важно отметить высокий профессионализм научно-педагогического состава кафедры. Подавляющее большинство является участниками вузовских и межвузовских научно-технических и методических конференций, выступает с докладами, посвященными наиболее актуальным проблемам образовательного процесса. Ежегодно проводятся студенческие научно-технические конференции, которые позволяют наращивать творческий потенциал, выявлять наиболее способных и талантливых студентов. Научно-исследовательская работа ведется ими 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 и физики в области НГД и современных технологий добычи ТИЗ.

Кафедра ИТМЕН по итогам рейтинга университета регулярно занимает призовые места среди общеобразовательных подразделений филиала УГНТУ в г. Октябрьском и входит в десятку лучших из 60 учебных подразделений УГНТУ [56-78].

Одним из безусловно приоритетных направлений развития кафедры гуманитарных и социально-экономических наук (ГСЭН) является научно-исследовательская работа, продиктованная необходимостью достижения высокого качества образования.

Кафедра основана в 2002 г. Достаточно длительная предыстория ее в качестве отделения общественных наук заложила основы научной работы, поэтому, несмотря на короткий период существования, она имеет свои традиции и опыт исследовательской деятельности. С 2002 по 2014 гг. защищены семь кандидатских диссертаций.

Мозаика тем научных исследований преподавателей объясняется тем, что кафедра структурно неоднородна, имеет несколько отделений и широкий

спектр читаемых дисциплин, а в своей научно-исследовательской деятельности ставит высокие цели, связанные, прежде всего, с необходимостью конкурентоспособности учебного заведения и развитием компетентного подхода в системе высшего образования.

Основные направления научных исследований преподавателей таковы:

- гуманитарные и социально-экономические аспекты глобализации;
- социогуманитарные проблемы современной России;
- экономические аспекты конкурентоспособности предприятий нефтегазового комплекса;
- компетентный подход в реализации ФГОС-3.

Анализ тем и содержания кандидатских диссертаций, защита которых прошла за последние 15 лет, свидетельствует о разнообразии научных интересов, актуальности и глубине научных исследований.

В центре внимания основных тем и результатов научных исследований преподавателей кафедры традиционно находятся актуальные вопросы философии, её специфичность и практическая значимость. Предметом изучения выступают категории идеализма и материализма как двух основных направлений философии, философское осмысление актуальности научного наследия К. Маркса, что нашло отражение в публикациях.

Центральными в научных исследованиях являются проблемы гражданского согласия, духовности и толерантности, диалога культур.

Современная эпоха выдвинула в число первоочередных необходимость выработки такой социальной модели существования, которая позволила бы гармонизировать жизнь обществ и государств на многоэтнической, многоконфессиональной, социально неоднородной основе.

Свое отражение в научных работах нашла тема гармоничного сосуществования драматически разнонаправленных императивов либерализма и традиционализма.

Перед Западом и Востоком поставлена сложная задача совместного поиска баланса между прогрессом в сфере соблюдения прав личности и мень-

шинств, с одной стороны, и сохранением национально-культурной и религиозной идентичности отдельных народов – с другой. Решение сложной задачи предлагается в использовании возможностей диалога.

Более 15 лет темой научных исследований является православная духовная традиция как социокультурный феномен и ее место в диалоге культур. Почти десять веков мировоззрение народов Руси формировалось в духе православного вероучения. Оно способствовало расцвету российской духовной культуры и российской государственности. Однако только теперь с началом возрождения религиозных традиций в России она получила возможность вступить в серьезную дискуссию о соотношении либерализма и традиционализма в формировании жизнеспособных социокультурных и политических стандартов, призванных ответить на вызов не только европейской, но и мировой интеграции.

В центре внимания научных исследований преподавателей кафедры судьбы этнических культур в эпоху глобализации.

Этнокультурные взаимоотношения и взаимосвязи являются весьма важными в жизнедеятельности современных государств и народов, что находит выражение в объединении этнических общностей для борьбы за обладание природными ресурсами, политическую власть, территориальную и культурную целостность. Многочисленные этнические конфликты, возникновение национальных, религиозных, культурных движений и объединений показывают, что проблемы, обусловленные мозаичностью современного мира и активным взаимодействием многообразных культурных систем, в новейшей истории не утратили своей значимости и актуальности.

В условиях радикального реформирования современного российского общества, обострившего не только социальные, но и национальные вопросы, проблема совместного функционирования и сотворчества этнических культур в многонациональном социуме на основе принципов сотрудничества, равного диалога и взаимопонимания, сохраняющих и развивающих уникальность и самобытность каждой из них, приобретает особое звучание.

Актуальность роли этничности как мощнейшего ресурса в условиях со-

временной России, и, прежде всего, в её общественно-политической жизни, позволяет продолжить разработку темы.

На кафедре совместно со студентами ведется научно-исследовательская работа по этнополитической проблематике, включая историю национального вопроса в дореволюционной России, проблемы современного российского национал-строительства, политические аспекты наших дней.

Исследование правовых аспектов современности – в спектре научных интересов преподавателей кафедры. Также изучаются возможности высшего образования в правовой социализации студентов.

Проблемы конкурентоспособности предприятий нефтегазового комплекса в современных экономических условиях, повышения экономической эффективности предприятий химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности, осуществляющих глубокую переработку природного сырья в условиях перехода Российской Федерации к устойчивому развитию, методы и инструментальные средства повышения экономической эффективности ремонтных служб химических предприятий – основные темы научных исследований преподавателей кафедры.

Экономическая эффективность предприятий перерабатывающих отраслей промышленности в значительной степени определяется состоянием и эксплуатационными характеристиками производственного оборудования, которые в свою очередь зависят от эффективности функционирования системы технического обслуживания и ремонта (ТОР). Система ТОР практически реализуется в результате деятельности ремонтных служб. Деятельность ремонтных служб особенно важна для химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих предприятий в силу их специфичности. Рациональная организация ТОР способствует повышению конкурентоспособности указанных предприятий в условиях рыночной экономики.

Актуальность исследования методов и инструментальных средств стратегического управления информатизацией нефтехимических предприятий заключается в том, что в современных экономических условиях информационные ре-

судсы являются важнейшей составляющей ресурсного обеспечения и основой конкурентного потенциала. Это в значительной степени относится к предприятиям нефтехимии, бизнес-процессы которых характеризуются высокой степенью сложности, а организационная структура - наличием большого числа производственно-технологических и организационно-управленческих подразделений. Инструменты информационного менеджмента позволяют значительно повысить эффективность функционирования и конкурентоспособность промышленных предприятий на основе рационального использования их информационных ресурсов. Изучение данной темы продолжается непрерывно, также активно исследуется экологический аспект деятельности предприятий нефтегазовой отрасли.

В научных исследованиях кафедры нашли свое отражение современное состояние мировой экономики, противоречивые тенденции глобализации и регионализации, формирование наднациональных интегрированных образований при одновременной активизации дезинтеграционных процессов.

Ведущая роль нефтегазовой отрасли в мировом промышленном производстве определяет несомненный рост интереса к вопросам, связанным с использованием средств языкового общения сотрудников, изучением языкового дискурса специалиста-нефтяника, взаимоотношениями между профессиональным языком и национальной психологией. Данный своевременный и интересный с научной точки зрения аспект также изучается преподавателями кафедры ГСЭН.

В настоящий момент деятельность нефтедобывающих компаний активно развивается в странах азиатско-тихоокеанского региона. В связи с этим существует необходимость всестороннего сравнительно-сопоставительного изучения языковых подсистем (языков для специальных целей) и профессиональных терминосистем в таких языках, как английский (общепризнанный язык мирового общения), русский – как язык межнационального общения народов Российской Федерации, татарский и башкирский – как национальные языки специалистов-нефтяников, а также арабский ввиду его исторического и генетического

влияния на многие тюркские языки и как один из наиболее перспективных языков для изучения специалистами нефтегазовой отрасли в целях использования в своей профессиональной деятельности.

Объектом исследования выступили терминологические системы исследуемых профессиональных подязыков нефтегазовой промышленности, а также терминологические единицы и их сочетания как неотъемлемая часть национальной корпоративной культуры специалиста. Корпус исследованной лексики составил около 15000 единиц. Предметом исследования стали лингвистические (номинативные, структурные, функционально-стилистические) и экстралингвистические особенности современных профессиональных подязыков нефтегазовой промышленности производства.

Подготовлен ряд публикаций по лингвистической проблематике.

Инновационный путь развития предполагает не только масштабные инновационные процессы в сфере производства, но и подготовку высококвалифицированных специалистов, обладающих экономическими знаниями, со сформированными ценностными ориентирами в сфере труда и предпринимательской деятельности, способных гибко адаптироваться к меняющимся условиям жизни с высоким уровнем экономической социализированности, готовых к эффективной работе на уровне мировых стандартов требований к специалистам.

Понятие «экономическая социализация» сравнительно недавно вошло в научный оборот. Впервые оно было использовано в неомарксистском анализе социализации в работах С. Каммингса (S. Cummings), Д. Тейбела (D. Taebel), Б. Стаси (B. Stasey) в 70 годы XX века и рассматривалось как процесс усвоения индивидуумом социального опыта в экономической сфере. Педагогическое проектирование системы экономической социализации будущих инженеров на этапе вузовского обучения – своевременное и научно востребованное исследование кафедры.

Переход страны на инновационную траекторию развития, смена парадигмы высшего образования, обусловившая необходимость формирования нового представления о современном, экономически социализированном молодом

специалисте, потребовали постановки качественно новых задач в педагогической деятельности по социализации и адаптации студенческой молодежи к современным реалиям экономической жизни общества. Обновление содержания высшего образования, ее материально-технической и информационной базы, возможность использования современных образовательных технологий обусловили необходимость выявления в процессе проектирования комплекса педагогических условий, способствующих повышению эффективности процесса экономической социализации студенческой молодежи; формирование специалиста, обладающего экономически значимыми качествами личности, экономическими компетенциями, социальной и профессиональной мобильностью. В этой связи большое значение в педагогической теории и практике приобретают проблемы научного обоснования содержания, уточнения структуры изучаемого феномена, проектирования и практической реализации педагогических условий экономической социализации студенческой молодежи, обучающейся в технических вузах.

Публикации по этой теме посвящены актуальным проблемам внедрения в образовательный процесс высшей школы интерактивных методов обучения. Исследования по научной экономической проблематике проводятся в активном сотрудничестве со студентами. В центре внимания находятся условия формирования гуманитарной культуры студентов технических вузов в эпоху современных глобальных перемен.

Актуальность исследования совершенствования системы контроллинга производственного предприятия в нефтегазовой отрасли связана с тем, что он в последние годы занимает особое место как в деятельности предприятий промышленно развитых стран Запада, так и в деятельности российских предприятий нефтегазового комплекса. Подтверждением этому служит всё возрастающее число публикаций по данной теме. Контроллингу придают чрезвычайно важное значение в системе управления предприятием.

Научное внимание преподавателей кафедры уделено английской лингвистике и методике преподавания иностранных языков, формированию поли-

культурной компетентности студентов технического вуза средствами иностранного языка.

Своё будущее развитие кафедра связывает с защитой кандидатских и докторских диссертаций и ставит высокую планку доведения острепенённости НПР кафедры до 100 %.

Об активной научно-исследовательской деятельности свидетельствуют ежегодно публикуемые монографии, статьи в журналах из списка ВАК. Заметно расширилась их география, чему в значительной мере способствуют процессы академической мобильности.

В последние годы преподаватели кафедры начинают размещать свои статьи в международных изданиях на базе Web of Science (WOS) и Scopus, что свидетельствует о качественном росте научно-исследовательской работы кафедры.

Перспективный план развития кафедры предусматривает создание условий для научно-исследовательской работы через систему грантов. На данный момент рассматривается возможность участия преподавателей в конкурсах на получение грантов федерального и регионального значений для обеспечения нормы НИОКР на одного НПР.

Преподаватели кафедры активно работают над повышением российского индекса цитирования и индекса Хирша – это говорит о научной актуальности и эффективности их исследований.

Высока активность в работе научных конференций, проводимых как на базе филиала, так и за его пределами, весомо количество публикаций по актуальным проблемам современности.

Особое внимание кафедра уделяет совместной научно-исследовательской деятельности преподавателей и студентов. Ежегодно они принимают активное участие в научно-практических конференциях, проводимых филиалом уже 43 года.

Работа в предметных (цикловых) комиссиях городской научно-практической конференции, проводимой ежегодно на базе гимназии № 2, стала

доброй традицией. Она продолжает линию научно-исследовательской работы кафедры за пределами филиала и направлена на поддержание преемственности поколений и традиций научных исследований [79-100].

Более десяти лет филиал активно сотрудничает с кафедрой Разработки нефтегазовых месторождений и геологии УГНТУ и Институтом нефтегазовых технологий и новых материалов Республики Башкортостан [101-121].

Совместные работы проводились в области повышения эффективности разработки залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами.

В результате завершенных фундаментальных исследований разработаны:

- методология стратегического и оперативного планирования и геоинформационного обоснования и мониторинга применения методов воздействия на пласт месторождений, залежей, участков, скважин;

- банк технологий увеличения нефтеотдачи, снижения обводненности продукции и интенсификации добычи нефти, включающий технологическую информацию по более чем 100 технологиям;

- методика идентификации структуры трудноизвлекаемых запасов залежей нефти и газа;

- методика классификации нефтяных месторождений в зависимости от геолого-физических и физико-химических характеристик пластовых систем и промысловых условий их эксплуатации;

- методика и программа интерпретации данных гидродинамических исследований скважин, работающих в нестандартных режимах фильтрации, при использовании осадкогелеобразующих технологий увеличения нефтеотдачи;

- методика выбора объектов и обоснования параметров циклического заводнения нефтяных месторождений;

- методика расчетов параметров парогазоциклического воздействия на пласт с учетом процессов термокапиллярной пропитки;

- новая технология комплексного газового и физико-химического воздействия на пласты истощенных рифогенных месторождений с одновременным созданием в них подземных хранилищ газа;

-методика проектирования дизайна кислотных обработок скважин.

Таким образом, стратегия развития филиала УГНТУ в городе Октябрьском как крупнейшего научно-образовательного нефтяного комплекса западного региона Республики Башкортостан, предусматривающая сочетание традиционно успешных образовательных и научно-исследовательских направлений деятельности с прорывными инновационными направлениями, обеспечивает стабильное развитие научно-исследовательской деятельности.

Список использованных источников

1. Мухаметшин, В.Ш. О состоянии и перспективах развития научной деятельности в университете [Текст] / В.Ш. Мухаметшин, И.Г. Арсланов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 3-9.
2. Ахметов, Р.Т. Элементы теории природных резервуаров нефти и газа [Текст]: монография / Р.Т. Ахметов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. – 10 с.
3. 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.
4. Потапов, А.П. Основы теории метода магнитоимпульсной дефектоскопии-толщинометрии [Текст] / А.П. Потапов, Л.Е. Кнеллер, В.В. Даниленко // Каротажник. – 2011. – № 5 (203). – С. 63-83.
5. Потапов, А.П. К теории метода скважинной магнитоимпульсной толщинометрии [Текст] / А.П. Потапов, Л.Е. Кнеллер, В.В. Даниленко // Геофизика. – 2012. – № 2. – С. 20-26.
6. Альмухаметова, Э.М. Эксплуатация скважин в осложненных условиях [Текст]: учебное пособие / Э.М. Альмухаметова, Н.Х. Габдрахманов, А.Х. Габзалилова. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2015. – 116 с.
7. Габдрахманов, Н.Х. Эксплуатация малодебитных скважин Туймазинского

нефтяного месторождения [Текст]: монография / Н.Х. Габдрахманов. – СПб.: Недра, 2004. – 215 с.

8. Шипулин, А.В. Технологии волнового воздействия на нефтяные пласты [Текст]: монография / А.В. Шипулин, Ш.Г. Мингулов. – СПб.: Недра, 2011. – 176 с.

9. Кадыров, Р.Р. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах с использованием полимерных материалов [Текст] / Р.Р. Кадыров. – Казань: ФЭН, 2007.

10. Кадыров, Р.Р. Получение ценных химических продуктов из пластовых вод Республики Татарстан [Текст] / Р.Р. Кадыров. – Казань: Плутон, 2005.

11. Хузина, Л.Б. Использование технологических решений при бурении горизонтальных скважин [Текст] / Л.Б. Хузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 9. – С. 25-26.

12. Хузина, Л.Б. Уменьшение ухабообразности забоя скважины наддолотным вибратором [Текст] / Л.Б. Хузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 9. – С. 36-37.

13. 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: Аркаим, 2016. – С. 151-157.

14. 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: Аркаим, 2016. – С. 170-178.

15. Мухаметшин, В.Ш. Зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин при разработке низкопродуктивных карбонатных залежей [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 12. – С. 26-29.

16. Мухаметшин, В.Ш. Динамика добычи нефти при разработке карбонатных

коллекторов на естественном режиме / В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 7. – С. 14-16.

17. Техника управления динамикой бурильного инструмента при проводке глубоких скважин [Текст] / Б.З. Султанов, М.С. Габдрахимов, Р.Р. Сафиуллин, А.С. Галеев. – М.: Недра, 1997. – 165 с.: ил.

18. Габдрахимов, М.С. Вибрационная техника и технология для производства скважинных работ [Текст]: монография / М.С. Габдрахимов, Н.М. Габдрахимов. – СПб.: Недра, 2007. – 146 с.

19. Петров, В.А. Установки для замера дебита скважины [Текст]: учебное пособие / В.А. Петров, М.Я. Хабибуллин, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 76 с.

20. Временная инструкция по применению электрогидравлического воздействия (эффекта) при цементировании обсадных колонн [Текст] / В.А. Петров [и др.]. – Уфа: [б.и.], 1977. – 28 с.

21. Пат. 2198288 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ закачки жидкости в нагнетательные скважины и устройство для его осуществления [Электронный ресурс] / Султанов Б.З., Тухтеев Р.М., Хабибуллин М.Я., Туйгунов М.Р.; заявители и патентообладатели Султанов Байрак Закиевич, Тухтеев Ринат Мухаметович, Хабибуллин Марат Яхиевич, Туйгунов Мухамет Рахматуллович. – № 99121394/03; заявл. 12.10.99; опубл. 10.02.2003, Бюл. № 4. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

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

23. Пат. 2548286 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20, Е 21 В 28/00. Устройство для закачки жидкости в нагнетательную скважину [Электронный ресурс] / Хабибуллин М.Я., Габдрахимов М.С.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2014110599/03; заявл. 19.03.2014; опубл. 20.04.2015, Бюл. №

11. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
24. Ковалев, Н.И. Интенсификация добычи нефти. Наземное и подземное оборудование [Текст] / Н.И. Ковалев, Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2005. – 335 с.
25. Пат. 2241825 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/18. Устройство для закачки жидкости [Электронный ресурс] / Гилаев Г.Г., Тухтеев Р.М., Хабибуллин М.Я., Ибраев Р.А.; патентообладатели Гилаев Гани Гайсинович, Тухтеев Ринат Мухаметович, Хабибуллин Марат Яхиевич, Ибраев Ринат Ахмадуллович. – № 2003104370/03; заявл. 13.02.2003; опубл. 10.12.2004, Бюл. № 34. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
26. 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.
27. Пат. 2252355 Российская Федерация, МПК F 16 К 15/02. Клапан скважинного плунжерного насоса [Электронный ресурс] / Султанов Б.З., Галимуллин М.Л.; патентообладатель ООО «Нафтасервис». – № 2003114547/06; заявл. 15.05.2003; опубл. 20.05.2005, Бюл. № 14. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
28. Динамика бурильного инструмента при проводке вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин [Текст]: монография / М.С. Габдрахимов, А.С. Галеев, Л.Б. Хузина, Р.И. Сулейманов. – СПб.: Недра, 2011. – 242 с.
29. 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.
30. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем [Текст] / А.Ю. Давыдов, А.А. Никифоров, М.С. Габдрахимов, Р.Р. Имагилов // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 10. – С. 76-79.

31. Давыдов, А.Ю. Динамика работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом [Текст]: учебное пособие / А.Ю. Давыдов, М.С. Габдрахимов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 116 с.
32. Султанов, Б.З. Затраты мощности поверхностного привода винтовой насосной установки [Текст] / Б.З. Султанов, Д.И. Сидоркин // Технологии ТЭК. – 2004. – № 3. – С. 31-35.
33. Капитальный ремонт магистрального трубопровода при помощи шагающего трубопроводного подъемника [Текст] / Ю.Д. Коннов, Ю.Г. Матвеев, Д.И. Сидоркин, А.С. Гареев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – № 4. – С. 84-86.
34. Зарипова, Л.М. Техника и технология очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений нефтепромыслового оборудования [Текст]: монография / Л.М. Зарипова, А.К. Зарипов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 213 с.
35. Зарипова, Л.М. Использование волновых процессов для очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений [Текст] / Л.М. Зарипова, М.С. Габдрахимов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 2. – С. 117-120.
36. Зайнаглина, Л.З. Результаты промысловых испытаний наддолотного измельчителя шлама [Электронный ресурс] / Л.З. Зайнаглина // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 6. – С. 76-81. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
37. Габдрахимов, М.С. Техника и технология повышения эффективности очистки скважины [Текст]: монография / М.С. Габдрахимов, Л.З. Зайнаглина, Р.И. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 100 с.
38. Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и его капитального ремонта [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 98-105.
39. Организация самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Экс-

- плуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов» [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.Л. Галимуллин, Л.М. Зарипова, Л.З. Зайнаглина // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 188-193.
40. Опыт, развитие и перспективы инженернотехнологического сопровождения процесса бурения наклонно-направленных скважин [Текст] / М.Г. Аблеев, С.С. Галеев, В.М. Григорьев, В.А. Камоцкий, И.В. Меньщиков, О.В. Филимонов // Нефть. Газ. Новации. – 2010. – № 12 (143). – С. 47-51.
41. Система контроля процесса бурения «Геосенсор» [Текст] / В.М. Григорьев, И.В. Меньщиков, М.Г. Аблеев, А.С. Галеев, А.А. Никифоров // Каротажник. – 2011. – № 5. – С. 29-33.
42. 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.
43. Автоматизированный учебный комплекс мониторинга и управления «Машинная станция – цех» [Текст] / И.Г. Арсланов, А.С. Галеев, Б.В. Колосов, А.В. Никифоров, Р.Г. Нурутдинов, А.М. Нурмухамедов, Р.Н. 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. 2. – С. 58-64.
44. Шакуров, Н.Г. Применение кинетических характеристик при выборе конструкционных материалов [Электронный ресурс] / Н.Г. Шакуров // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 475-479. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
45. 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.
46. Шангареев, Р.Р. Негативное влияние «человеческого фактора» на уровень

профессионального риска [Электронный ресурс] / Р.Р. Шангареев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 6. – С. 373-392. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

47. 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: Аркаим, 2016. – С. 237-241.

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

49. Хабибуллин, М.Я. Параметры неустановившегося движения заканчиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств [Электронный ресурс] / М.Я. Хабибуллин. И.Г. Арсланов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 1. – С. 148-165. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

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

51. Нурутдинова, А.Н. Гидравлический расчет подъемных труб нефтяных скважин [Текст] / А.Н. Нурутдинова, Р.Г. Нурутдинов, Ш.Р. Нурутдинов // 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. 113-122.

52. 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.

53. 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.

54. 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.

55. Гусейнова, Е.Л. Применение пролонгированных заданий в самостоятельной работе студентов для развития профессиональных компетенций [Текст] / Е.Л. Гусейнова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 105-109.

56. Данилова, Е.А. К вопросу о природе зон трещиноватости в карбонатных коллекторах Предуральяского прогиба [Текст] / Е.А. Данилова, Ю.А. Гуторов // Газовая промышленность. – 2013. – № 5692 (692). – С. 109-111.

57. Усманова, Ф.К. Технология модульного обучения при формировании профессиональных компетенций студентов [Электронный ресурс] / Ф.К. Усманова // Электронный журнал «Современные проблемы науки и образования». – 2014. – № 4. – С. 24. – Режим доступа: <http://www.science-education.ru>.

58. Ихсанова, Ф.А. Проектирование, подготовка материалов и создание компьютеризированного учебно-методического комплекса по математике в системе Mathematica [Текст] / Ф.А. Ихсанова // Фундаментальные исследования. – 2013. – № 8. Ч. 4. – С. 929-933.

59. Габдрахманова, К.Ф. Методика разработки диагностических средств оценки уровня сформированности профессиональных компетенций студентов технического вуза [Текст] / К.Ф. Габдрахманова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2. Ч. 15. – С. 3361-3364.

60. Игтисамова, Г.Р. Роль общественности в организации среднего профессионального образования в России в конце XIX – начале XX веков [Текст] / Г.Р. Игтисамова, Р.Х. Игтисамова // Вестник Университета Российской Академии Образования. – 2013. – № 1 (64). – С. 28-31.

61. Усманова, Ф.К. Проектирование и реализация индивидуальной траектории

- студента [Текст] / Ф.К. Усманова // The Fourth International Congress on Social Sciences and Humanities: proceedings of the Congress (2nd April, 2015) / ed. P. Busch. – Vienna: «East West» Association for Advanced Studies and Higher Education GmbH, 2015. – Pp. 112-116.
62. Usmanova, F.K. Project activity as a mean of creating students' general cultural competencies / F.K. Usmanova // Eastern European Scientific Journal. – 2014. – № 3. – Pp. 175-179.
63. Колосов, Б.В. Моделирование неньютоновских свойств жидкости [Электронный ресурс] / Б.В. Колосов, П.А. Ларин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 2. – С. 450-460. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
64. Ларин, П.А. О решении одномерного неоднородного волнового уравнения в конечном виде [Текст] / П.А. Ларин // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 9. Ч. 10. – С. 2169-2173.
65. Галлямов, И.И. Намагничивание металла трубы полосовым постоянным магнитом [Текст] / И.И. Галлямов, Н.В. Гимазетдинова, В.И. Савочкин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2015. – № 12. – С. 49-51.
66. 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.
67. Галеев, А.С. Автономная система контроля и мониторинга работы насосных агрегатов канализационной насосной станции [Текст] / А.С. Галеев, Р.Н. Сулейманов, И.Г. Арсланов // Технические науки – от теории к практике. – 2013. – № 24. – С. 13-20.
68. Зайлалова, В.Р. Анализ равновесных данных кислотно-катализируемой реакции этерификации уксусной кислоты бутанолом с помощью модели UNIFAC [Текст] / В.Р. Зайлалова // Башкирский химический журнал. – 2014. – Т. 21. – № 3. – С. 132-134.

69. Игтисамова, Г.Р. Профессиональная социализация студента в условиях инновационного общества [Текст] / Г.Р. Игтисамова, Р.Х. Игтисамова // European Social Science Journal = Европейский журнал социальных наук. – 2012. – № 4. – С. 110-114.
70. Применение модулярного кодирования информации для синтеза высокоскоростных цифровых фильтров [Текст] / Н.И. Червяков, А.В. Велигоша, К.Т. Тынчеров, С.А. Великих // Кибернетика и системный анализ. – 1998. – № 2. – С. 116-124.
71. Червяков, Н.И. Высокоскоростная цифровая обработка сигналов с использованием непозиционной арифметики [Текст] / Н.И. Червяков, К.Т. Тынчеров, А.В. Велигоша // Радиотехника. – 1997. – № 10. – С. 23-27.
72. Тынчеров, К.Т. О целесообразности реализации нейросетевых вычислений в базе непозиционной системы счисления в вычетах [Текст] / К.Т. Тынчеров // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 2. – С. 34-37.
73. Space-selective enhancement of blue photoluminescence in gallium germanosilicate glass through laser-induced nanostructuring [Text] / S.V. Lotarev, A.S. Lipatiev, N.V. Golubev, E.S. Ignat'eva, A. Paelari, V.N. Sigaev, L.Z. Usmanova, Y.S. Priseko, N.M. Lepekhin // Materials Letters. – 2014. – № 122. – Pp.174-177.
74. NEW «SP 2 –BONDED» CARBANUCLEOSIDES [Text] / N.A. Ivanova, A.G. Mustafin, F.G. Usmanova, S.P. Ivanov, M.S. Miftakhov // Russian Journal of Organic Chemistry. – 2009. – Т. 45. – № 2. – С. 256-258.
75. Усманова, Л.З. Использование эффекта дипольного сдвига для нагрева водосодержащих скважинных флюидов [Текст] / Л.З. Усманова, А.А. Галимова, М.С. Ашин // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 12. Ч. 5. – С. 960-963.
76. Янгирова, З.З. Проблемы высшего профессионального образования в аспекте формирования общекультурных компетенций будущих специалистов [Текст] / З.З. Янгирова, С.В. Иванова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конфе-

ренции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 78-84.

77. Усманова, Ф.К. Особенности работы преподавателя вуза в условиях компетентностного подхода [Текст] / Ф.К. Усманова, Л.З. Усманова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 214-218.

78. Сулейманов, Р.Н. Адекватная оценка знаний и умений студентов на примере дисциплины «Физика» [Текст] / Р.Н. Сулейманов // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 194-199.

79. Классен, Э.Г. Идеализм и материализм – эти мелкие различия и великие противостояния [Текст] / Э.Г. Классен // Исторические, философские, политические и юридические науки, культурология и искусствоведение. Вопросы теории и практики. – 2013. – № 11. Ч. 2. – С. 71-77.

80. Классен, Э.Г. Что же писал Маркс об идеальном [Электронный ресурс] / Э.Г. Классен // Известия Уральского государственного университета. Серия 3: Общественные науки. – 2011. – № 2 (91). – С. 141-148. – Режим доступа: <http://elar.urfu.ru/handle/10995/18401>.

81. Юсупов, Р.Н. Современная социально-философская методология и возможные перспективы развития религиозной философии в России [Текст] / Р.Н. Юсупов // Казанская наука. – 2014. – № 1. – С. 119-121.

82. Зайлалов, И.И. Общественное сознание в период глобализации [Текст] / И.И. Зайлалов // Общество в эпоху перемен: формирование новых социально-этнических отношений: материалы 6-й международной научно-практической конференции / коллектив авторов. – Саратов: [б. и.], 2014. – С. 112-114.

83. 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 т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 2. – С. 122-126.

84. Гареев, З.А. Актуальность этнонационального аспекта в воспитании современной молодежи [Текст] / З.А. Гареев, Э.А. Мухтасарова // Актуальные вопросы инженерного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 22-27.
85. 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.
86. Гарифуллина, З.А. Стратегические аспекты информационного менеджмента (на нефтеперерабатывающих предприятиях) [Текст] / З.А. Гарифуллина // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 4. – С. 54-56.
87. Гарифуллина, З.А. К вопросу о необходимости повышения экономической привлекательности программ по защите экологии на предприятиях нефтегазовой отрасли [Текст] / З.А. Гарифуллина // Молодой учёный. – 2011. – № 3. Ч. 1. – С. 147-149.
88. Ziyatdinov, A.M. Innovations in the Financial Management System of Oil and Gas Industry [Text] / A.M. Ziyatdinov // International Journal of Applied Engineering Research. – 2015. – Vol. 10. – № 20. – Pp. 41185-41189.
89. 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.
90. Шайдуллина, Р.М. Сущность экономической социализации студенческой молодежи в современных условиях [Текст] / Р.М. Шайдуллина // Вестник Челябинского государственного педагогического университета. – 2012. – № 1. – С. 231-242.
91. Шайдуллина, Р.М. Реализация кейс-технологий на основе принципа двуплановости в процессе экономической социализации будущих инженеров [Текст] / Р.М. Шайдуллина // Педагогический журнал Башкортостана. – 2013. –

№ 6 (49). – С. 47-55.

92. Данилова, О.В. Педагогические взгляды на формирование гуманитарной культуры студентов технических вузов [Текст] / О.В. Данилова, Э.Р. Васильева, Р.Р. Степанова // Казанская наука. – 2014. – № 3. – С. 216-220.

93. Хакимова, А.И. Полупредикативная конструкция в синтаксисе английской прессы (на примере журнала The Economist) [Текст] / А.И. Хакимова // Инновационный потенциал молодёжной науки: материалы Всероссийской научной конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во БГПУ, 2013. – С. 505-508.

94. Васильева, Э.Р. Поликультурное воспитание студентов вуза как частичная воспитательная система [Текст] / Э.Р. Васильева // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 16-22.

95. Васильева, В.П. Использование аутентичных материалов при обучении иностранному языку в вузе как необходимое условие формирования иноязычной коммуникативной компетенции [Текст] / В.П. Васильева, А.И. Хакимова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 7-10.

96. Васильева, В.П. Развитие и совершенствование грамматических навыков по теме «Сложное подлежащее с инфинитивом» в процессе обучения английскому языку студентов вуза [Текст] / В.П. Васильева, А.И. Хакимова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 11-16.

97. Данилова, О.В. Социально-психологический климат в студенческом коллективе [Текст] / О.В. Данилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 22-25.

98. Зайлалов, И. И. Особенности ФГОС третьего поколения [Текст] / И.И. Зай-

- лалов, В.Р. Зайлалова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 25-30.
99. Самигуллина, Л.З. Основы развития образовательной автономии студента технического университета как субъекта учебной деятельности [Текст] / Л.З. Самигуллина // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 60-64.
100. Шайдуллина, Р.М. Пути формирования и оценка сформированности экономических компетенций в процессе самостоятельной работы студентов технического вуза [Текст] / Р.М. Шайдуллина // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 69-74.
101. 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.
102. 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.
103. Зейгман, Ю.В. Обоснование соответствия систем заводнения особенностям геологического строения залежей [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 5. – С. 10-12.
104. 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)
105. Группирование объектов разработки при проектировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.В. Чиб-

сов, Р.Т. Ахметов, С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, А.Р. Хафизов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 89-96.

106. 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.

107. Кнеллер, Л.Е. Геофизические исследования скважин [Текст]: учебное пособие / Л.Е. Кнеллер, Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 145 с. (Допущено УМО)

108. Исследования композиции на основе полиакрилонитрила с целью адаптации технологии для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев // Международный научный институт «EDUCATIO». – 2015. – № 11 (18). Ч. 2. – С. 139-143.

109. Микробиологический метод увеличения нефтеотдачи пластов на основе активного ила биологических очистных сооружений [Текст] / Ю.А. Котенев, Л.Н. Загидуллина, В.Е. Андреев, П.М. Зобов, О.Ф. Кондрашев, В.М. Хусаинов, Н.Ф. Гумаров, И.М. Назмиев // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 4. – С. 48-50.

110. Андреев, В.Е. Метотехнологический подход как научная методология решения проблем в нефтегазодобыче [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения): сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2012. – Вып. 1 (6). – С. 36-44.

111. 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. 22-31.

112. Геолого-технологическое обоснование адресных методов увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока в залежах высоковязких нефтей [Текст] /

Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, А.Ш. Мияссаров, Р.Р. Хузин, Н.И. Хузин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 2 (92). – С. 5-15.

113. Пат. 2217464 Российская Федерация, МПК С 09 К 7/06, Е 21 В 43/12. Способ блокирования продуктивного пласта [Электронный ресурс] / Акчуринов Х.И., Сукманский О.Б., Дубинский Г.С., Чезлов А.А.; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Азимут». – № 2002120650/03; заявл. 29.07.2002; опубл. 27.11.2003, Бюл. № 33. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

114. Математическое моделирование поддержания пластовой температуры при разработке залежи высоковязкой нефти [Текст] / И.И. Абызбаев, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ю.А. Котенев, Р.Р. Хузин, А.Ш. Мияссаров, Н.И. Хузин, Е.Г. Павлов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – Т. 89. – № 3. – С. 11-18.

115. Дизайн и реализация технологии воздействия на карбонатный коллектор с использованием «замедлителя» кислоты [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Фёдоров, А.В. Андреев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 2 (96). – С. 5-14.

116. Планирование и обоснование технологии интенсификации притока в залежах высоковязких нефтей [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, О.А. Пташко, Ю.А. Котенев, А.Ш. Мияссаров, Р.Р. Хузин, Н.И. Хузин // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения): сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2012. – Вып. 1 (6). – С. 91-93.

117. Анализ эффективности энергосберегающей и экологичной системы поддержания пластовой температуры при разработке залежи высоковязкой нефти [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ю.А. Котенев, Р.Р. Хузин, А.Ш. Мияссаров, Н.И. Хузин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 1 (87). – С. 131-137.

118. Абызбаев, И.И. Прогнозирование применения новых методов увеличения нефтеотдачи при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст] / И.И.

Абызбаев, В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2007. – 204 с.

119. Пат. 2181427 Российская Федерация, МПК Е 21 В 33/138. Гелеобразующий состав для регулирования проницаемости пластов [Электронный ресурс] / Селимов Ф.А., Хайредин Н.Ш., Блинов С.А., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Чупров Н.М., Кононова Т.Г., Качин В.А., Кузин С.Л., Пахомов И.М., Шакиров А.Н.; заявитель Селимов Фарид Абдурахманович и патентообладатели Селимов Фарид Абдурахманович, Хайредин Нил Шахиджанович, Блинов Сергей Алексеевич, Андреев Вадим Евгеньевич, Котенев Юрий Алексеевич. – № 2001108260/03; заявл. 27.03.2001; опубл. 20.04.2002, Бюл. № 11. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

120. Дубинский, Г.С. О вовлечении в разработку залежей с трудноизвлекаемой нефтью [Текст] / Г.С. Дубинский // Наука XXI века: теория, практика, перспективы: сборник статей Международной научно-практической конференции (Уфа, 3 марта 2015 г.) / коллектив авторов. – Уфа: РИО МЦИИ ОМЕГА САЙНС, 2015. – С. 161-164.

121. Выбор технологий увеличения дебита нефти и ограничения водопритока в терригенных отложениях залежей Южно-Татарского свода [Текст] / Р.Р. Хузин, А.Ш. Мияссаров, Н.И. Хузин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ю.А. Котенев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 2 (84). – С. 5-14.

УДК 550.832

ПОДЪЕМНИК КАРОТАЖНЫЙ САМОХОДНЫЙ ПКС 5-01Г/5-02Г на шасси Урал NEXT

К.Т. Тынчеров

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

Аннотация: Статья посвящена разработке подвижного каротажного комплекса, оснащенного современными системами спутниковой связи, навигации и управления. Благодаря этому заказчик получит современное надежное комфорта-

бельное геофизическое средство в арктическом исполнении, способное значительно улучшить логистику использования техники, сократить затраты на ремонт, значительно повысить охрану труда при производстве работ и возможность приема-передачи скважинных данных на любые расстояния.

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

UDC 550.832

LOGGING TRUCK HOIST

PC 5-01G/5-02G on the chassis Ural NEXT

K.T. Tyncherov

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky)

Annotation: The Article is devoted to the development of rolling stock logging system, equipped with modern satellite communication systems, navigation and control. Because of this, the customer will receive a modern reliable comfortable means of geophysical in the Arctic execution, is able to significantly improve the logistics of the use of equipment, reduce repair costs, and significantly improve labor protection in the production of works and the possibility of transfer of downhole data at any distance.

Keywords: engineering, a well logging truck hoist, geophysical equipment, communication system and control, customer, partners, competitors, chassis, satellite communication, data exchange.

Машиностроение является ведущей базовой отраслью экономики и ее главным системообразующим элементом, определяющим состояние производственного потенциала и обороноспособности государства, устойчивое функционирование всех отраслей промышленности и наполнение потребительского рынка. Продукция предприятий машиностроения играет решающую роль в

реализации достижений научно-технического прогресса во всех областях хозяйства. К сожалению, для современного состояния машиностроительной отрасли характерны такие тенденции, как дефицит денежных ресурсов по причине низкой рентабельности производства (по данным Росстата 5-7%) и несовершенной кредитной и инвестиционной политики в машиностроительной отрасли; отсутствие свободного рынка сбыта продукции; нехватка молодых квалифицированных кадров на производстве (по данным Росстата 30-50%); необходимость модернизации большинства технологических линий и полная замена основных производственных фондов (по данным Росстата до 70%).

Как зеркальное отражение степени развития машиностроительной отрасли можно представить состояние геофизического направления России, основной перечень нерешенных задач которого связан:

- со значительным устареванием парка мобильных каротажных подъемников (40-70%);
- с вынужденным использованием техники, произведенной в 80-90 гг. с ежегодным допуском к работам на основе переосвидетельствования;
- снижением спроса на иностранную продукцию в связи с санкционной политикой и высокой стоимостью (350-380 тыс. \$) за ед.;
- с закупкой в соответствии с ФЗ-44, формальное выполнение требований которого, иногда провоцирует выход на торги недобросовестных в ценообразовании производителей, сбивающих стоимость товара за счет снижения его качественных характеристик. Негативные последствия приобретения такой техники выявляются только после ввода в эксплуатацию.
- с отставанием возможностей предлагаемых производителями каротажных подъемников от предъявляемых заказчиками требований к обеспечению комплексов современными системами связи и управления, системами спутникового аудио и видеоконтроля, системами жизнеобеспечения;
- с тем, что при решении вопросов сбыта своей продукции производители вынуждены изготавливать дешевые, значительно отстающие от современных требований, единичные каротажные подъемники с привязкой к

устаревшим стандартам.

Таким образом, разработка высоконадежного комфортабельного многоцелевого каротажного мобильного комплекса, оснащенного современными системами связи и управления для проведения геолого-геофизических операций при исследовании скважин в интересах нефтегазовых компаний, представляется актуальной проблемой и для геофизических компаний и для машиностроительной отрасли России в целом.

В качестве решения проблемы предлагается разработка нового самоходного каротажного подъемника на современном шасси типа «Урал-next» в комфортабельном кунге арктического исполнения, оборудованном современными средствами спутниковой связи и управления, контроля и жизнеобеспечения.

Предварительный расчет экономического эффекта, который получит заказчик от внедрения в производство 1 единицы разрабатываемой техники составит:

$$\mathcal{E}_T = \sum_{t=1}^T [-\Delta C_{\text{вх}t} + \Delta C_{\text{пр}t} + (C_{\text{нт}} - C_{\text{ст}})] N_t - Z_{\text{вх}} = 340 \text{ (тыс. руб./год)},$$

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

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

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

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

$C_{\text{ст}}$ — то же, старого;

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

$Z_{\text{вх}}$ — единовременные затраты (инвестиции) на повышение качества "входа" (анализ ситуации, формулирование проблемы, заключение новых договоров,

разработка организационных проектов и т.п.).

Экономический эффект обусловлен рядом факторов:

- высокой наработкой на отказ каротажного подъемника до 4,5 тыс. часов (1,5 года);
- совершенной логистикой использования передвижного оборудования;
- развитой сетью сервисных услуг, оказываемых ремонтными предприятиями (по сравнению с импортной техникой);
- экономией расходов на простои и оплату больничных издержек за счет обеспечения более совершенной охраны труда;
- использованием в качестве шасси отечественного автомобиля «Урал-пехт» 2016 года выпуска, отвечающего современным требованиям по экологии, проходимости, ремонтпригодности, экономичности и комфортабельности.

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

Подобное сочетание умений ученых университета выполнять хозяйственные работы на основе научно-инновационных разработок [1-20], богатый практический опыт предприятий-изготовителей и желание вывести на качественно новый уровень геофизическое оборудование предприятий – заказчиков создали условия для консолидации усилий всех участников договора.

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

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

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

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

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

Список использованных источников

1. Васильева, В.П. Использование аутентичных материалов при обучении иностранному языку в вузе как необходимое условие формирования иноязычной коммуникативной компетенции [Текст] / В.П. Васильева, А.И. Хакимова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 7-10.
2. Васильева, Э.Р. Поликультурное воспитание студентов вуза как частичная воспитательная система [Текст] / Э.Р. Васильева // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С.

16-22.

3. Данилова, О.В. Социально-психологический климат в студенческом коллективе [Текст] / О.В. Данилова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 22-25.
4. Зайлалов, И. И. Особенности ФГОС третьего поколения [Текст] / И.И. Зайлалов, В.Р. Зайлалова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 25-30.
5. Самигуллина, Л.З. Основы развития образовательной автономии студента технического университета как субъекта учебной деятельности [Текст] / Л.З. Самигуллина // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 60-64.
6. Шайдуллина, Р.М. Пути формирования и оценка сформированности экономических компетенций в процессе самостоятельной работы студентов технического вуза [Текст] / Р.М. Шайдуллина // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 69-74.
7. Янгирова, З.З. Проблемы высшего профессионального образования в аспекте формирования общекультурных компетенций будущих специалистов [Текст] / З.З. Янгирова, С.В. Иванова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 78-84.
8. Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и его капитального ремонта [Текст] / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа:

Аркаим, 2016. – С. 98-105.

9. Гусейнова, Е.Л. Применение пролонгированных заданий в самостоятельной работе студентов для развития профессиональных компетенций [Текст] / Е.Л. Гусейнова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 105-109.

10. 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: Аркаим, 2016. – С. 151-157.

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: Аркаим, 2016. – С. 170-178.

12. Организация самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов» [Текст] / Р.И. Сулейманов, М.Л. Галимуллин, Л.М. Зарипова, Л.З. Зайнаглина // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 188-193.

13. Сулейманов, Р.Н. Адекватная оценка знаний и умений студентов на примере дисциплины «Физика» [Текст] / Р.Н. Сулейманов // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 194-199.

14. Усманова, Ф.К. Особенности работы преподавателя вуза в условиях компетентностного подхода [Текст] / Ф.К. Усманова, Л.З. Усманова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Междуна-

родной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 214-218.

15. Сургучев, М.Л. Гидродинамическое, акустическое, тепловое циклические воздействия на нефтяные пласты [Текст] / М.Л. Сургучев, О.Л. Кузнецов, Э.М. Симкин. – М.: Недра, 1975. – 184 с.

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

17. Бурьян, Ю.А. Вибросейсмическое воздействие на нефтегазовые пласты – технология XXI века [Электронный ресурс] / Ю.А. Бурьян, В.Н. Сорокин // Национальные приоритеты России. – 2009. – № 1 (1). – Режим доступа: http://omskmark.moy.su/publ/national_priorities_of_russia/technologies_and_innovations/2009_burjan_ju_a_sorokin_v_n_vibrosejsmicheskoe_vozdejstvie/41-1-0-311#top.

18. Тынчеров, К.Т. О целесообразности реализации нейросетевых вычислений в базисе непозиционной системы счисления в вычетах [Текст] / К.Т. Тынчеров // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 2. – С. 34-37.

19. Применение модулярного кодирования информации для синтеза высокоскоростных цифровых фильтров [Текст] / Н.И. Червяков, А.В. Велигоша, К.Т. Тынчеров, С.А. Великих // Кибернетика и системный анализ. – 1998. – № 2. – С. 116-124.

20. Тынчеров, К.Т. Модулярный мультинейропроцессор для АСУТП нефтегазового комплекса [Электронный ресурс] / К.Т. Тынчеров // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» – 2011. – № 6. – С. 18–23. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

СЕКЦИЯ «РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

УДК 622.276.1/.4

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАВОДНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АНДИЖАН

А.А. Агзамов

(АО «УзЛИТИнефтьгаз»)

А.А. Закиров, С.Н. Уринов

(Ташкентский государственный технический университет)

Аннотация: Приведен метод оценки технологического эффекта ГТМ по интенсификации добычи и увеличению КИН. На базе использования характеристик вытеснения нефти водой предложен метод оценки прироста конечного КИН, за счёт применения метода заводнения необходимо обеспечить определённую величину промывки пласта, величина которой для геолого-технических условий и системы разработки залежей нефти месторождения Андижан колеблется в пределах 2-2,5.

Ключевые слова: объект, разработка, метод заводнения, вытеснение, эффект, КИН.

UDC 622.276.1/.4

ANDIJAN FIELD WATER FLOODING EFFECTIVENESS

A.A. Agzamov

(JSC «UzLITIneftgaz»)

A.A. Zakirov, S.N. Urinov

(Tashkent State Technical University)

Annotation: Data are given about GTM technology effect evaluating method to intensify production and increase recovery factors. On the basis of the use of oil displacement water characteristics, method for estimating growth in the final recovery factor is proposed, due to the use of water flooding method you must provide a certain amount reservoir flushing, the value of which for the geological and technical conditions in Andijan oil field deposits is in the range of 2-2,5.

Keywords: object, design, water flooding method, displacement effect, CIN.

Проблема объективности оценки эффективности заводнения нефтяного месторождения на всех стадиях разработки представляет собой актуальную задачу. Способы решения проблемы могут быть различными. Для этих задач широкое использование нашли эмпирические методы – характеристик вытеснения, описывающих историю эксплуатации объектов разработки.

Характеристики вытеснения применяются как для оценки технологических эффектов от реализации отдельных технологических процессов (заводнение, применение процессов воздействия на пласт химическими реагентами и разными вытесняющими агентами, осуществление ГТМ по повышению производительности скважин и т.д.), так и для прогноза показателей разработки.

Оценка технологического эффекта от заводнения на основе показателей только определенной стадии или этапа эксплуатации, а также какого-либо параметра разработки (пластового давления, дебита скважин, обводненности продукции скважин и др.) может привести к ошибочным выводам. Применение каждого метода по совершенствованию системы разработки нацелена на увеличение конечного КИН. Поэтому нами для оценки эффективности заводнения была использована величина увеличения (прироста) конечного коэффициента извлечения нефти, определяемая как разница КИН достигаемая при естественном режиме разработки залежи и с применением заводнения:

$$\Delta\eta = \eta_z - \eta_{бз} \quad (1)$$

где $\Delta\eta$ – увеличение (прирост) КИН от применения заводнения; η_z – КИН достигаемый с применением заводнения; $\eta_{бз}$ – КИН достигаемый без применения заводнения на естественном режиме.

Необходимо отметить, что данный коэффициент является комплексным показателем, характеризующим свойства коллекторов и пластовых флюидов, систему разработку и экономические критерии, т.к. на объектах разработки месторождения Андижан заводнение было осуществлено после значительного периода разработки залежей на естественном режиме – упругий с последующим переходом в режим растворенного газа, с начала по характеристикам вытесне-

ния нефти водой были определены извлекаемые запасы нефти для периодов разработки до и после применения заводнения. Для определения извлекаемых запасов нефти выделенных периодов разработки залежи нефти, использована характеристика вытеснения предложенный Г.С. Камбаровым [1], т.к. этот метод является наиболее предпочтительным с точки зрения обеспечения точности расчетов (до 2,6 %) [2].

Основная расчетная зависимость определения извлекаемых запасов нефти по этому методу имеет вид:

$$Q_n \cdot Q_{ж} = c + dQ_{ж} \quad (2)$$

где Q_n и $Q_{ж}$ – накопленные отборы нефти и жидкости, соответственно; c , d – коэффициенты, определяемые из графиков или методом наименьших квадратов, соответственно.

По характеристикам вытеснения нефти водой определялись запасы нефти ($Q_{изв}(\infty)$) которые можно извлечь из залежи при $Q_{ж} \rightarrow \infty$ и при условии сохранения реализованной системы разработки залежи. Значение коэффициента “ c ” в формуле (2) соответствует величине извлекаемых запасов нефти при бесконечной промывке пласта. В соответствии с методическим руководством по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр на характеристиках вытеснения нефти водой построенных по объектам исследования выделялись заключительные прямолинейные отрезки для определения НИЗ нефти для выделенных периодов разработки залежей нефти.

КИН для условий разработки залежей нефти определены по следующим формулам:

$$\eta_z = \frac{Q_z}{Q_6} \quad (3); \quad \eta_{6z} = \frac{Q_{6z}}{Q_6} \quad (4)$$

где Q_z и Q_{6z} – извлекаемые запасы нефти для условий разработки залежей без и с заводнением, определенные по характеристикам вытеснения нефти водой; Q_6 – балансовые запасы нефти.

Для сопоставления эффективности систем разработки с применением заводнения с объектами эксплуатируемых на естественном режиме были по-

строены характеристики вытеснения по залежам нефти ККС и VII пластов и определены величины НИЗ и КИН.

Необходимо отметить то, что выделенные на характеристиках вытеснения прямолинейные участки как для участков до заводнения, так и после него свидетельствуют о высокой зависимости $Q_n \cdot Q_{ж}$ от $Q_{ж}$, с коэффициентами корреляции 0,9865-0,9992 для периода эксплуатации на естественном режиме и 0,9494-0,9998 для периода с заводнением (табл. 1).

Анализ и сопоставление результатов расчета показывают, что:

- при разработке залежей нефти ККС, I, III, и V пластов на естественном режиме ни по одному из них не было бы достигнута КИН утвержденный при подсчете запасов. Более высокая величина КИН с достижением ее проектного значения по залежи нефти VII пласта объясняется относительно однородным строением продуктивного пласта;
- от применения заводнения достигнуты различные величины увеличения КИН, наибольшая в залежи не I пласта – 22,95 %, наименьшая в залежи нефти III пласта;
- по сравнению с объектами разрабатываемых на естественном режиме на залежах нефти эксплуатируемых с заводнением достигнуты более высокие значения КИН.

Таблица 1

Основные показатели и результаты расчетов КИН, объектов разработки месторождения Андижан

№	Показатели	ККС	I	III	V	VII
1	Период разработки залежей нефти на естественном режиме	1959-2013	1957-1981	1945-1958	1945-1963	1945-2013
2	Накопленная добыча нефти до применения заводнения, тыс. т	–	1769	1613,3	400,3	–
3	Накопленная добыча жидкости до применения заводнения, тыс. т	–	10325,3	1876	933,5	–
4	КИН на начало заводнения, %	–	17,46	15,92	44,9	–
5	Обводненность продукции скважин на начало заводнения, %	–	92	26	77	–

6	Извлекаемые запасы нефти на естественном режиме, тыс. т	305,6	1919,4	2590	1319,5	486,6
7	Извлекаемые запасы нефти с заводнением, тыс. т	–	3036,9	3050	1543,4	–
8	КИН нефти при естественном режиме разработки, %	23,54	39,42	25,46	59,57	67,12
9	КИН нефти с заводнением, %	–	62,37	30,11	69,68	–
10	Прирост КИН нефти за счет применения заводнения, %	–	22,95	4,65	10,11	–
11	Коэффициенты зависимости: – на период разработки на естественном режиме					
	«с»	305,6	1919,4	2580	1319,5	486,6
	«d»	-10226	-2560256	-1796249	-549908	-71367
	коэффициент корреляции	0,9865	0,9915	0,9980	0,9991	0,9992
	– на период разработки с заводнением					
	«с»	–	3036,9	3050	1543,4	–
12	«d»	–	-13663695	-291647	-920895	–
	коэффициент корреляции	–	0,9998	0,9494	0,9999	–
	Проектный КИН нефти (утвержденный при подсчете извлекаемых запасов), %	42,53	42,31	38,00	64,01	65,93

Список использованных источников

1. Гомзилов, В.К. Исследование влияния основных геологических и технологических факторов на конечную нефтеотдачу пластов при водонапорном режиме [Текст] / В.К. Гомзилов, Н.А. Молотова, А.А. Румянцева // ВНИИ: труды. – М., 1976. – Вып. 58. – С. 16-30.
2. Ефремов, Е.П. Влияние совместной разработки на нефтеотдачу многопластовых объектов [Текст] / Е.П. Ефремов, А.Н. Янин, Э.М. Халимов // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 8. – С. 32-37.
3. Иванова, М.М. Динамика добычи нефти из залежей [Текст] / М.М. Иванова. – М.: Недра, 1976.
4. Крейг, Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении [Текст]: пер. с англ. / Ф. Крейг. – М.: Недра, 1974.
5. Методы повышения нефтеотдачи пластов [Текст] / М.Ф. Свещев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 10. – С. 29-31.
6. Борисов, Ю.П. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности [Текст] / Ю.П. Борисов, В.В. Вои-

нов, З.К. Рябинина. – М.: Недра, 1976.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ПЛАСТЕ БВ6 ПОТОЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.А. Алексеева, В.Е. Андреев

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа)

Аннотация: На основании данных о текущем состоянии разработки пласта, рассмотрены применяемые методы интенсификации добычи нефти на пласте. Проанализированы данные о дополнительной добыче нефти по каждому методу.

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

UDC 622.276

THE ANALYSIS OF EFFICIENCY OF THE APPLIED OIL PRODUCTION INTENSIFICATION METHODS ON THE RESERVOIR BV6 POTOCHNOGO OILFIELD

D.A. Alekseeva, V.E. Andreev

(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa)

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

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

Пласт БВ6 Поточного месторождения разрабатывается с 1978 года. К пласту приурочены 33% НИЗ месторождения. Пласт характеризуется средними показателями разработки, а также наиболее оптимальными показателями закачки. Отбор запасов в конце второй стадии составил 10%.

Вода в добываемой жидкости присутствовала с первого года разработки.

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

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

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

На пласте БВ6 пробурено 5 горизонтальных скважин. Все горизонтальные скважины пробурены по кровле пласта БВ6. Снижение дебитов происходило с разной степенью интенсивности, в зависимости от местоположения скважины на залежи, вскрытой нефтенасыщенной толщины, качества строительства скважины и др. Накопленная добыча нефти по 5 пробуренным на объекте горизонтальным скважинам на 01.01.2012 г. составила 104.1 тыс.т, что составляет 0.6 % от накопленной добычи нефти по объекту в целом. Добыча нефти за 2011 год – 16.8 тыс.т (17.4 % добычи объекта).

С 2003 года на месторождении ведется бурение боковых стволов, всего пробурено 1 боковой ствол с горизонтальным окончанием, пробурено на пласте БВ6. Длина горизонтального участка составила 174.6 м, по нефтенасыщенной части проходит 155.8 м. Скважина запущена в работу с входным дебитом нефти 7.1 т/сут, дебитом жидкости 125.8 т/сут при обводненности 94.4 %. Высокий процент воды обусловлен особенностями геологического строения пласта, связанными с присутствием активной подошвенной воды. Дополнительная добыча по скважине на начало 2012 года составила 1,5 тыс.т нефти. Донором для

бурения БС послужила скважина этого же объекта, находившаяся в неработающем фонде.

Перевод скважин с объекта на объект на Поточном месторождении осуществляется с 1984 года. За историю разработки на объект БВ6 переведено 116 скважин (31.7 % перебивавшего фонда), накопленная добыча по переведенным скважинам составила 2003.8 тыс.т (12.5 % от общей добычи по объекту), в среднем 161.3 тыс.т на одну переведенную скважину. Доля переведенного фонда в общей добыче объекта в настоящее время составляет 31 %. Сравнивая входные показатели по успешным переведенным скважинам с показателями окружающих скважин на момент перевода, можно отметить, что 52 (43 %) скважины вошли с дебитом нефти выше, чем у окружающих, в среднем на 12.9 т/сут. Входная обводненность 47 % скважин ниже, чем у окружающих, в среднем на 24 %.

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

При проведении ОПЗ на Поточном месторождении применялись следующие технологии и составы: «Гелий», «Элтинокс», «Аксис», Солянокислотная обработка (СКО), Глино-кислотная обработка (ГКО), Кислотная микроэмульсия (КМЭ), Гидро-вибрационное воздействие (ГВВ), Виброволновое и депрессионно-химическое воздействие (ВДХВ). Распределение технологических показателей относительно технологий представлено на рисунках 1 и 2.

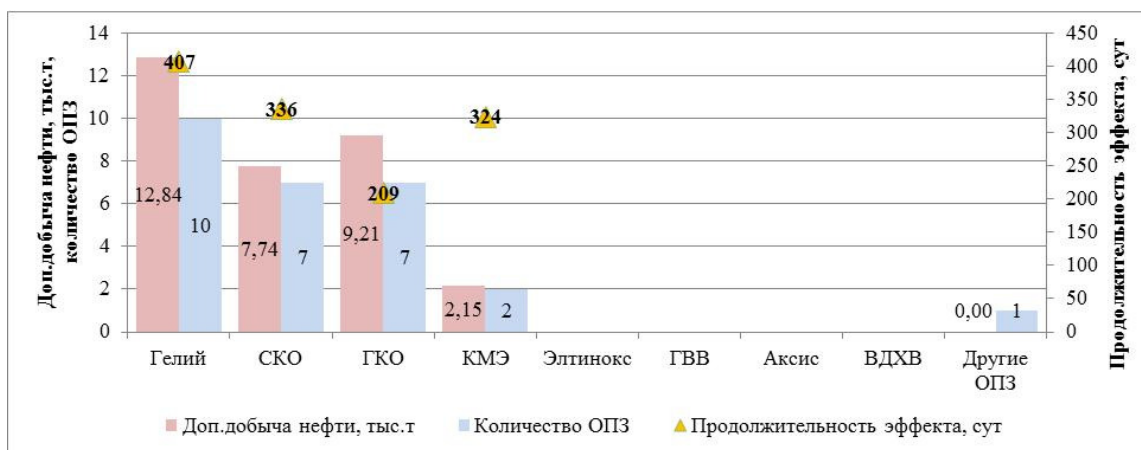


Рисунок 1 – Распределение технологических показателей относительно технологий

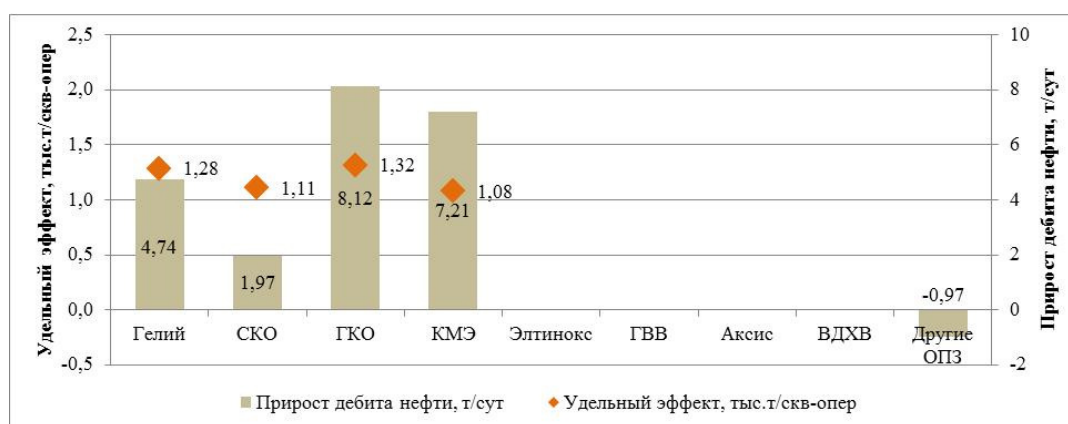


Рисунок 2 – Распределение технологических показателей относительно технологий

На пласте БВ6 большинство обработок произведено по технологии «Гелий», за счет этого и получено 12.84 тыс.т нефти дополнительно. Однако наиболее эффективно проявились ОПЗ с глинокислотным воздействием – удельный эффект и прирост дебита нефти составляют соответственно 1.32 тыс.т/скв-опер и 8.12 т/сут (у обработок «Гелий» эти показатели значительно ниже).

Вследствие малого количества обработок пласта кислотными микро-эмульсиями, получены незначительные объемы дополнительной нефти – 2.15 т, но удельный эффект и прирост дебита нефти также высоки 1.08 тыс.т/скв-опер и 7.21 т/сут.

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

ная выборка.

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

Список использованных источников

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

EXPLORATION AND PRODUCTION OF OIL AND GAS IN YEMEN

O.A. Grezina

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, senior lecturer department of exploration and development of oil and gas fields)

A.M. Al-Malawi

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, BGR 12-11)

David Nketia Nyame

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, BGR 12-12)

Annotation: This article discusses the exploration and production 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 stimulates the consumption rate of oil and gas in Yemen 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 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, wells, development, drilling bits, consumption rate, exploration, oil rigs, thermal power plant.

Yemen, Republic of Yemen (al-al-Yamani Jumhuriyah), the state in the southwest of the Arabian Peninsula, was established on May 22, 1990 through the merger of the Yemen Arab Republic (North Yemen) and the People's Democratic Republic of Yemen (South Yemen). It borders on the north by Saudi Arabia and on the east – with Oman. The south of Yemen is washed by the Arabian Sea and the Gulf of Aden,

west coast is washed by the Red Sea. The Area of Yemen is 527.9 thousand sq. km. The Capital is Sana. In 2007, it commissioned a cable linking power system in Yemen and Saudi Arabia. It is planned to expand the capacity of the cable electricity to 500-1000 thousand kW. In 2014 gas powered CHP Marib power station operation started (capacity of 0.4 million kW). The state has also planned construction of three thermal power plants in cooperation with the Chinese National Corporation of Overseas Economic Cooperation. The name of the country «Al-Yaman» can be translated from Arabic as «right side» or «happiness», «prosperity».[1]

Oil field – a set of oil deposits in the territory [2]. It usually takes several hundred kilometers, and used for the extraction of oil from oil wells, which are built in the drilling process.

Oil and gas production which began in the late 1980s in both parts of Yemen's contributed to a marked improvement in economic performance and raising living standards. However, Yemen is still largely dependent on foreign aid. Remittances from Yemenis in exile, particularly in Saudi Arabia, were in the late 1980's and were 1 billion Dollars per year. Suspension of payments in 1990 caused serious damage to the economy [4, 5]. The subsequent period of political instability and civil war virtually paralyzed economic life. Yemen Riyal was devalued. The total amount of damage to farm by fighting only in 1994 was estimated at \$ 6,5-11 billion dollars.

Government's economic policy is aimed at restructuring the economy, giving the priority development of the oil and gas industry, increase in agricultural production, creation of free economic zones to attract foreign capital into the country [3]. However, the solution of these problems is complicated by high population growth and domestic political controversy.

At present, the backbone of the economy is the oil industry. In 1995 the share of fuels and lubricants in the country's exports amounted to 84 %. Agriculture was being modernized slowly. The main cash crops are cotton, coffee and fruit. For domestic consumption are grown sorghum, potatoes, wheat and barley. Livestock and fisheries are also important. [7]

The main place in the extraction of natural resources belong to the oil industry.

Oil exploration in Yemen began in 1938. In 1972 it discovered oil field in Tihama. In 1981, the American Petroleum Corporation «Hunt Oil Company» has received a concession for the development of oil, which began in 1984 in the basin of Marib, Al Jawf, in the south-east of the country. In Southern Yemen in 1987, announced the opening of commercial oil deposits in the region of Shabwa, 200 kilometers east of Marib. In 1991 the Soviet Union «Tekhnoexport» built a 190-kilometer pipeline to the town of Bir-Ali on the coast of the Gulf of Aden. In 1991 oil also found in the province of Hadramaut (Masil). In 1993, West consortium started exporting oil from the area; in 1999, oil production in Masil reached 420 thousand barrels/day.

Yemen Arab Republic and the Government of Southern Yemen in 1988 established a joint venture for oil production («Yemen's state-owned oil and gas»), partly helped and partly the result of convergence of Aden and Sana'a. At present, there are 23 oil companies, most of them are American, English, Indonesian, Italian, Canadian, Malaysian, Russian, French, Persian Gulf countries.

Proven oil reserves are estimated at 3.2 billion barrels (2001). In 1990, oil production was 5.4 million tons, in 1995 - approx. 11 million tons, in 1997 - 19 million tons per year. Daily oil production in 2001 reached 438.5 thousand Barrels. In Yemen, the discovery of new deposits preliminary estimates the volume of proven reserves may reach 390 million barrel. Nowadays (since June 2004) produces about 450 tons barrel every day.

The largest industrial enterprise in the country is an oil refinery in Aden, built by «British Petroleum Company» in 1954. Aden refinery capacity is approx [6]. 5 million tons per year, but with the introduction into service of two new oil storage facilities (25 thousand m each) processing is expected to increase. In 1986, the refinery was built in Marib, and in 1987 – a pipeline (440 km) to the Red Sea coast. In the first half of the 1990s the power of Aden and Marib Refinery due to the effects of the conflict in the Persian Gulf and the fighting in Yemen were involved in about 50 %. Provides for the construction of additional refineries in Mukalla, Shahr and Maaribe, oil-Safir Shabwa for oil and a number of other projects.

Natural gas can be promising for Yemen, with estimated reserves of 480 billion

cubic m. The Government encourages investment in gas exploration to multinational companies. It is planned to build gas storage, gas for domestic and industrial needs, as well as exports [8]. 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.

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).

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.

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 [8, 10]. 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.

In 2011, the gross electricity production in Yemen was 6.21 billion kWh (20.0 % compared to 2010). Yemen has a high level of losses in the networks, which in 2011 amounted to 27 % of all electricity produced in the country. As a result, electricity consumption in 2011 amounted to 4.10 billion kWh (-18.5 % compared to 2010). The supply of electricity is as follows: households is 62 %, commercial and public sector – 15 %, industry – 4 %, other sectors – 19 %.

The value of the oil and gas industry in the national economy is enormous. Virtually all industries, agriculture, transportation, medicine and just population at the present level of development of its oil, natural gas and petroleum products. At the same time, their consumption in the country grows from year to year.

Prospects of development of oil and gas due to the huge potential oil and gas resources, which lie in the ground and have not yet been explored [9]. These include large areas of prospective land. Among them first are Marib, Shabwa, Mahra, Hajj, and Hadramaut Al Jawf, Arabian Sea, the Red Sea and the Strait of Bab el Mandeb. In these areas should be focused and significant projected oil and gas resources that need to be explored and to increase hydrocarbon reserves in the country in the near future.

In these regions, the prospects for the search for new oil and gas fields may be associated with: – the identification of promising horizons in deep water (more than 4.5 km); – from prospecting and exploration of oil and gas in carbonate reservoirs; – the identification of non-structural traps and the search for hydrocarbon deposits on the slopes of the sides of the arched uplifts and depressions, and others. In addition, the prospects of finding new oil and gas fields could exist in unexplored parts of Yemen, where exploration work has never been carried out or in small amounts and which did not give a positive result.

A list of sources used

1. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component [Text] / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 2. – С. 108-111.
2. Гарифуллина, З.А. К вопросу о ключевых особенностях управления буровыми предприятиями [Текст] / З.А. Гарифуллина, Т.Д. Дихтярь, Р.Р. Степанова // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2014. – № 1 (12). – С. 127-133.
3. 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.
4. 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.
5. 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>.
6. 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.
7. К вопросу о расчете прироста добычи нефти от осуществления мероприятий по интенсификации [Текст] / И.К. Хламушкин, З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова, Р.Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1. – С. 21-25.
8. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверх-

высокой 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. Tyncherov, K.T. Smart oil fields – the urgent necessity nowadays [Text] / K.T. Tyncherov // 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. 23-27.

УДК 622.276

ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

И.В. Владимиров

(зам. генерал. директора ООО «Конкорд», проф., д.т.н.)

Э.М. Альмухаметова

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доц., к.т.н.)

Н.Х. Габдрахманов

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, проф., д.т.н.)

Аннотация: По мере выработки запасов «легкой» нефти доля запасов «тяжелой» высоковязкой нефти (ВВН), которые традиционно относят к трудноизвлекаемым, в общем балансе запасов нефти возрастает. Поэтому будущее нефтедобывающей промышленности неизбежно связано с разработкой залежей высоковязкой тяжелой нефти.

В России геологические запасы высоковязкой нефти и битумов по разным оценкам варьируются от десяти до нескольких десятков млрд. тонн. Разработка таких месторождений требует применения специальных дорогостоящих технологий. В то же время, ВВН относятся к категории низкосортной нефти и стоят дешевле маловязкой. Данные факты обуславливают низкую заинтересованность нефтяных компаний в разработке и переработке высоковязкой нефти

[1,2].

Ключевые слова: нефть, добыча, вязкость, трудноизвлекаемые запасы, неоднородность пласта.

UDC 622.276

HIGHLY VIACOUS OIL-FIELD DEVELOPMENT TECHNOLOGY

I.V. Vladimirov

(Deputy Director General LTD «Concord», prof., DR-ING)

E.M. Almoukhametova

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, assistant professor, doctor of Science)

N.H. Gabdrahmanov

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, prof., DR-ING)

Annotation: While producing reserves of low-density oil, the part of high-density and high-viscosity oil \which are traditionally hard to recover in whole balance of oil deposits \ increases. That is why the future of oil industry is connected with oil production of high viscosity.

In Russia geological reserves of high-viscosity oil and bitumen vary from ten to tens of billions tons of oil. Oil deposits production requires using special expensive technologies. At the same time high-viscosity oil belongs to category to low –grade oil and are cheaper than low-viscosity one. These facts cause low interest of oil companies in developing and processing high-viscosity oil.

Keywords: oil, field production, viscosity, hard-to recover petroleum reserves, heterogeneity.

Согласно устоявшимся представлениям тяжелой нефтью являются углеводородные жидкости с плотностью 920–1000 кг/м³ и вязкостью от 10 до 100

мПа·с. В другом конце категории тяжелой нефти находятся природные битумы. Это слаботекучие или полутвердые смеси преимущественно углеводородного состава с плотностью более 1000 кг/м^3 и вязкостью выше 10000 мПа·с . В промежутке между тяжелой нефтью и битумами находятся сверхтяжелые высоковязкие нефти с вязкостью от 100 до 10000 мПа·с и плотностью около 1000 кг/м^3 .

Мировой опыт разработки месторождений высоковязкой нефти показывает, что рентабельная разработка большинства из них ограничена в силу малодебитности нефтяных скважин и низкой нефтеотдачи достигаемой при эксплуатации залежи на естественном режиме или заводнении. Если первая из этих проблем достаточно удачно решается в последнее время путем бурения горизонтальных и многозабойных скважин, то для решения второй необходимо внедрение различных технологий воздействия на пласт (тепловые методы, реализация смешивающегося вытеснения и т.д.), не всегда показывающих высокую эффективность.

На рисунке 1.1 представлена схема, описывающая существующие на сегодня технологии разработки высоковязкой нефти. Схема является достаточно условной, т.к. в настоящее время существует тенденция комбинирования различных технологий.

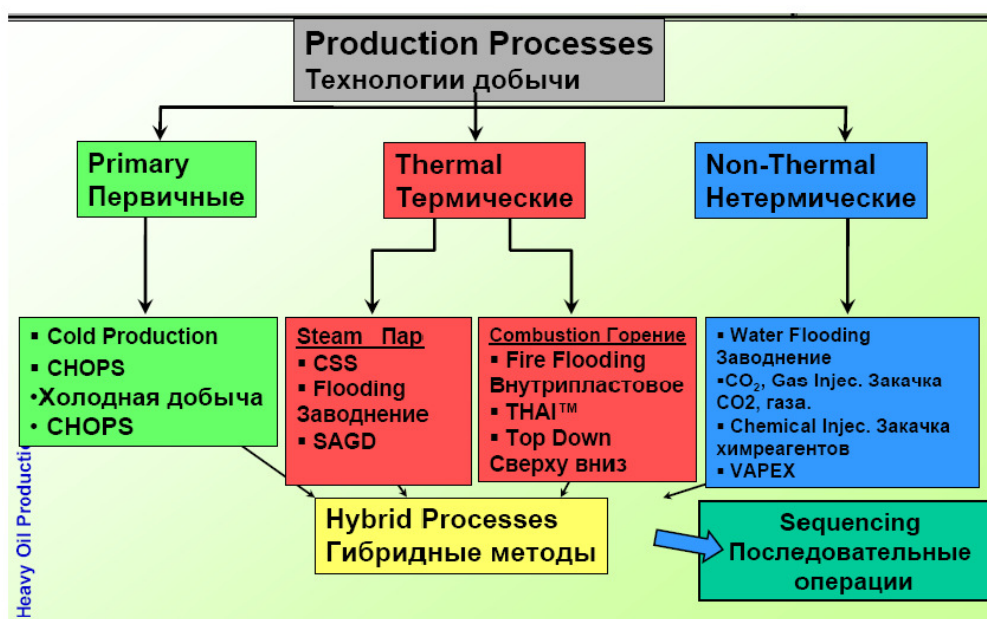


Рисунок 1.1. Технологии разработки залежей высоковязкой тяжелой нефти.

Технологии разработки месторождений ВВН условно можно разделить на три группы: 1 - так называемые «холодные» способы добычи; 2 – тепловые методы добычи, 3 – нетермические технологии, включающие в себя ряд различных методов вытеснения нефти .

Рассматривая вторую и третью группы методов разработки залежей ВВН можно отметить следующее. Основная проблема разработки месторождений тяжелой нефти заключается в её вязкости, а именно в неблагоприятном соотношении подвижности вытесняемого (нефти) и вытесняющего агента (например, вода). Изменить данную диспропорцию можно путем уменьшения вязкости самой нефти, либо путем увеличения вязкости вытесняющего агента, либо изменяя эти или другие управляющие вытеснением величины одновременно. В соответствии с принципом изменения соотношения подвижностей методы второй и третьей групп можно условно разделить на подгруппы. К методам, направленным на снижение вязкости нефти относят тепловое воздействие, реализацию смешивающегося или частично смешивающегося вытеснения. К методам, направленным на увеличение вязкости вытесняющего агента можно отнести полимерное, пенное, эмульсионное, щелочное заводнение, гелеполимерное воздействие и т.д. В то же время существуют комплексные методы, к ним можно отнести термощелочное, термополимерное, конденсатополимерное, паропенное воздействия и другие.

Рассмотрим гидродинамические методы, нестационарное заводнение при разработке месторождений ВВН.

Нестационарные (гидродинамические) методы заводнения в силу простоты своей технологической организации активно используются при разработке нефтяных месторождений. Существует опыт их эффективного применения на месторождениях нефтей повышенной вязкости (до 100 мПа·с), среди которых наиболее крупное в РФ – Ромашкинское месторождение [3]. Гидродинамические методы заводнения включают не только управление движением агента вы-

теснения с помощью согласованного во времени и по площади разработки изменения режима работы нагнетательных и добывающих скважин, темпов нагнетания и отбора, внутрипластового воздействия по ограничению водопритокков, обработки ПЗП и т.п., но и оптимизацию в целом системы поддержания пластового давления. Гидродинамическое воздействие на разработку месторождения осуществляется и без спланированных технологических намерений в силу введения в эксплуатацию новых скважин, проведения ГТМ или наступления иных обстоятельств, связанных с изменением режима работы скважин.

В отличие от стационарного заводнения, циклическая закачка воды создает условия для интенсивного обмена флюидами между гидродинамически связанными слоями коллектора разной проницаемости. Тем самым увеличивается текущий коэффициент охвата пласта заводнением [4,5]. Нестационарное заводнение или упруго-капиллярный циклический метод заводнения основан на создании периодического воздействия на неоднородные пласты, при котором в продуктивных пластах создается нестационарное распределение пластового давления и возникает неустановившееся движение жидкостей и газа [5]. Согласно данным разных исследователей эффективность нестационарного заводнения неоднородных по проницаемости пластов определяется двумя процессами: внедрением воды в малопроницаемые зоны пласта при циклическом воздействии и капиллярным удержанием ее в малопроницаемых зонах пласта [6,7]. Технологии НЗ привлекательны своей низкой стоимостью, отсутствием капитальных вложений и незначительным изменением эксплуатационных затрат. Нестационарное поле пластового давления возникает в результате периодического включения/отключения нагнетательных и добывающих скважин, изменения объема нагнетаемого вытесняющего агента и добываемой из пласта жидкости.

Как показано в ряде работ использование технологий нестационарного заводнения на ряде месторождений дало значительный эффект. Однако, как показывает практика, технологии НЗ имеют свойство «старения», т.е. длительное применение одной и той же технологии НЗ приводит к снижению ее эффектив-

ности [7].

Опыт применения технологий НЗ на залежах ВВН небольшой. Имеются данные о снижении вязкостной неустойчивости за счет применения циклического заводнения и существенного улучшения показателей разработки залежей вязких нефтей с вязкостью более 90 мПа·с. Залежи высоковязких нефтей характеризуются резким нарастанием эффекта от нестационарного заводнения и быстрым его снижением. Для поддержания эффекта НЗ на этих залежах необходимо часто изменять применяемую технологию. НЗ также эффективно в разработке залежей высоковязкой нефти в карбонатных и терригенных коллекторах и даже "в сравнительно однородных пластах, содержащих вязкую нефть" (см. таблицу 1.1).

Таблица 1.1. Геолого-физические условия применимости методов нестационарного заводнения и циклического воздействия (по данным работы [3])

Нефть, вода	Коллектор
Маловязкая легкая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния	Песчаный неистощенный, высокопроницаемый, низкопроницаемый, неоднородный
Маловязкая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния	Карбонатный неистощенный, высокопроницаемый, трещиноватый, пористый, неоднородный
	Карбонатный заводненный, высокопроницаемый, слаботрещиноватый, неоднородный
Средневязкая, смолистая (активная) парафинистая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния	Песчаный неистощенный высокопроницаемый, низкопроницаемый, неоднородный
	Карбонатный неистощенный, высокопроницаемый, трещиновато-пористый, неоднородный
Высоковязкая тяжелая нефть, вода пластовая с большим содержанием солей	Песчаный высокопроницаемый, низкопроницаемый, неоднородный

В работе [5] было показано, что применение технологий нестационарного воздействия на нефтенасыщенные коллектора более эффективно на тех объектах разработки, где, при прочих равных условиях, выше величина соотношения:

$$k_{эфф} = \frac{Q_{подвижные}^0}{Q_{извлекаемые}^0},$$

где $Q_{подвижные}^0$ - величина начальных потенциальных подвижных запасов нефти объекта, $Q_{извлекаемые}^0$ - величина начальных извлекаемых запасов нефти для стационарной системы разработки. Т.е. чем больше величина потенциальных под-

вижных запасов нефти, которые не могут быть освоены действующей стационарной системой разработки, тем выше эффект от применения технологий НЗ + ИНФП. В связи с данным принципом особое значение приобретают карты недраенируемых подвижных запасов нефти, указывающие на области эффективного применения технологий НЗ [8].

Особенности нестационарного воздействия на коллектора залежей вязкой и высоковязкой нефти рассмотрены в работах [6,7 и др.].

Применение нестационарных процессов возможно и на сравнительно макрооднородных пластах, насыщенных вязкой нефтью. Из-за высокого соотношения вязкости нефти и воды происходят локальные прорывы нагнетаемой воды в добывающие скважины, что резко снижает безводную и текущую нефтеотдачу пласта. В коллекторе при высокой остаточной нефтенасыщенности формируются большие поверхности раздела между нефтью и водой. Это обстоятельство может быть использовано для осуществления циклического заводнения [9].

Для месторождений с высокой вязкостью нефти (более 100 мПа·с) нестационарные процессы в пласте имеют ряд особенностей. Эти особенности обусловлены: 1) предельно резко различающиеся времена реакции зон пластовой системы, отличающихся по проницаемости и насыщенности флюидами, на гидродинамические возмущения; 2) возможным выделением растворенного газа и дегазацией нефти при перераспределении давления по пласту. Высокий контраст пьезопроводности различных участков пласта (пропластков) приводит к высоким градиентам давления в межпластовых контактах и интенсивным перетокам флюидов. Наряду с положительным эффектом межпластовых перетоков флюидов для перенаправления фильтрационных потоков в зоны невыработанных запасов, при неадекватном выборе динамики изменения режима работы скважин могут возникать осложнения в разработке. К таким осложнениям относятся: 1) возможное повреждение коллектора, главным образом в ПЗП и на контакте пласта с эксплуатационной колонной, которое может привести к появлению заколонных водоперетоков или образованию в ПЗП стойкой водонеф-

тяной эмульсии; 2) формирование неустойчивых фронтов вытеснения и новых языков обводненности в пласте, приводящее к усилению расчлененности коллектора зонами высокой подвижности флюидов и ухудшению извлекаемости запасов; 3) неоднозначные последствия быстрого разгазирования нефти в пропластках, исходно слабо экранированных от основного продуктивного горизонта. Близкое к пластовому давлению давление насыщения нефти газом ограничивает также возможности форсирования отбора и некоторых других гидродинамических манипуляций, связанных со снижением забойного давления на добывающих скважинах.

При правильном выборе динамики изменения режимов работы скважин, которая не должна допускать избыточно высоких градиентов давления, особенно в ПЗП, применение методов нестационарного заводнения месторождений ВВН имеет высокий потенциал воздействия на разработку. Значительное увеличение эффективности гидродинамических методов достигается, когда они включены в комплексную систему разработки с использованием тепловых, потокоотклоняющих методов, горизонтальных и многоствольных скважин, а также увязаны с введением в эксплуатацию вновь пробуренных скважин и проведением других ГТМ на месторождении.

Список использованных источников

1. Акишев, И.Т. Битумные залежи пермских отложений Татарии, перспективы их поисков и разведки [Текст] / И.Т. Акишев, Р.Х. Муслимов, Н.П. Лебедев // Геология нефти и газа. – 1974. – № 4. – С. 23-27.
2. Мингареев, Р.Ш. Эксплуатация месторождений битумов и горючих сланцев [Текст]: учебное пособие / Р.Ш. Мингареев, И.И. Тучков. – М.: Недра, 1980. – 572 с.
3. Муслимов, Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения [Текст]: учебное пособие / Р.Х. Муслимов. – Казань: Изд-во Казанского университета, 2002. – 596 с.
4. Владимиров, И.В. Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы

развития, современное состояние и перспективы) [Текст]: учебное пособие / И.В. Владимиров. – М.: ВНИИОЭНГ, 2004. – 216 с.

5. Применение нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости. Теория [Текст] / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова, Д.Т. Абилхаиров // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4 (98). – С.16-25.

6. Владимиров, И.В. Применение нестационарного заводнения в однородном по проницаемости коллекторе, насыщенном 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. 50-52.

7. 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.

8. Владимиров, И.В. Определение оптимальных периодов работы/простоя нагнетательных скважин при нестационарном заводнении залежей высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости [Текст] / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4 (98). – С. 64-74.

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

УДК 622.276

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

А.В. Андреев

(Государственное автономное научное учреждение «Институт нефтегазовых технологий и новых материалов Республики Башкортостан» (ГАНУ ИНТНМ РБ), г. Уфа, старший научный сотрудник)

В.Ю. Бухарметов

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, магистрант)

Аннотация: Статья посвящена проблемам освоения трудноизвлекаемых запасов нефти с применением современных технологий нефтеизвлечения. Рассмотрены основные группы трудноизвлекаемых запасов и перспективы их освоения.

Ключевые слова: запасы, ресурсы, залежь, месторождение, технология, скважина, высоковязкая нефть, трудноизвлекаемые запасы.

UDC 622.276

ADVANCED TECHNOLOGY DEVELOPMENT OF HARD RECOVERABLE OIL RESERVES

A. V. Andreev

(State autonomous research institute «The Institute of oil technology and new materials of Bashkortostan Republic», Ufa, senior researcher)

V.Yu. Buharmetov

(Ufa State Petroleum Technological University, undergraduate)

Annotation: Article is devoted to problems of development of of hard recoverable oil reserves with application of the modern technologies of oil recovery. Basic groups of hard recoverable oil reserves and prospects of their development are considered.

Keywords: stocks, resources, deposit, field, technology, well, high-viscosity oil, hard recoverable oil reserves.

Последние десятилетия происходит рост доли трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) нефти и газа, в связи с чем все более актуальной становится задача разработки и промышленного внедрения инновационных технологий для освоения ТриЗ, или нетрадиционных ресурсов углеводородов (УВ). Эффектив-

ность известных методов извлечения нефти обеспечивает конечный КИН в пределах $0,25 \div 0,45$, что явно недостаточно для увеличения ресурсов нефти. То есть остаточные запасы или не извлекаемые промышленно освоенными и широко применяемыми методами разработки составляют примерно 55 – 75 % от геологических запасов нефти в недрах и представляют собой ощутимый резерв для прироста извлекаемых ресурсов с применением методов повышения нефтеотдачи пластов [1].

Согласно современным представлениям, к трудноизвлекаемым запасам нефти могут быть отнесены следующие группы [2, 3]:

- 1) тяжелые высоковязкие и сверхвязкие нефти (ТН, ВВН, СВН), природные битумы (ПБ) и битуминозные пески (плотностью более $0,9 \text{ г/см}^3$); в России геологические запасы таких УВ оцениваются в миллиарды тонн, в основном они сосредоточены в Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях;
- 2) УВ (нефть и газ) в сложнопостроенных залежах, в пластах с пониженными свойствами коллекторов, с низким коэффициентом извлечения, метан угольных пластов (МУП), нефть и газ в глинистых, слоистых и трещиноватых коллекторах (типа доманиковых отложений в Западной Сибири или Башкортостане), плотных песчаниках, глинистых сланцах, меловых породах, породах промежуточного комплекса и др.;
- 3) остаточные запасы углеводородов в нерационально освоенных залежах со сложными геолого-физическими и промысловыми условиями. Такого рода ресурсы встречаются в Западной Сибири, Урало-Поволжье, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Предкавказье;
- 4) неразрабатываемые залежи в отдельных горизонтах эксплуатируемых месторождений, запасы законсервированных месторождений (после этапа освоения, или без освоения), запасы на участках санитарных, водоохраных и прочих территориях с ограничениями, малodeбитные, мелкие и мельчайшие по величине скопления запасов. Значительная доля таких уже разведанных запасов локализованы в хорошо освоенных нефтедобывающих регионах: Уральском

(70,4%), Приволжском (10,3%) и Северо-Западном федеральных округах (7,7%) [1].

Во всем мире технологии добычи, ставшие традиционными, в зависимости от горно-геологических условий залежей и свойств нефти (величины вязкости в большой степени), обеспечивают ее извлечение до 20-40%, а из пластов с ВВН (вязкость более 30 мПа·с) традиционные технологии добычи экономически неэффективны. Разработка залежей ВВН связана со значительными трудностями, так как фильтрация в пористой среде нефтей, отличающихся большим содержанием асфальтенов, смол и парафинов, сопровождается существенным отклонением от классических законов Ньютона и Дарси. На Российских месторождениях средний коэффициент извлечения нефти (КИН) уменьшается последние годы. В этих условиях целесообразно проводить поиск и применение инновационных способов разработки [2, 3, 4, 5, 6].

Одновременно с уже традиционными тепловыми технологиями с использованием вертикальных скважин (закачка пара, горячей воды, внутрипластовое горение) уже применяют на месторождениях ряда стран, в том числе России, новые методы освоения запасов ВВН и ТН, основанные на применении различных физико-химических эффектов, использовании наклонных, горизонтальных и многоствольных скважин [2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10]. Созданы технологии разработки запасов тяжелых и битуминозных нефтей, основанные на эффекте совместного гравитационного и теплового воздействия, а также планируются и уже применяются методы, основанные на механо-химических воздействиях – волновом и гидроразрыве пласта совмещаемые с реагентным воздействием [4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12].

Волновое поле, при определенных частотных и амплитудных характеристиках (для конкретных геолого-физических условий подбираются), будет инициировать приток флюидов из блоковой части коллектора в трещины, то есть будет происходить вовлечение в процесс движения нефть из неподвижных целиклов в блоках [9, 10, 13], это соответственно увеличивает КИН. Волновым воздействием (ВВ) можно увеличивать нефтеотдачу за счет вовлечения в дви-

жение флюида, насыщающего блоки коллектора, увеличения подвижности флюидов, очистки порового пространства. Технология ВВ основана на формировании в продуктивном пласте поля упругих деформаций и интенсивной сейсмической эмиссии, разрушающих пленки связанной воды и стимулирующие фильтрационные процессы. Для залежей нефти в низкопродуктивных коллекторах разработана теория волнового воздействия и излучатели различного типа [10, 11]. Также ВВ используется в комплексе с обработкой призабойной зоны пласта кислотами и по технологии ограничения водопритока с использованием гелеобразующего реагента с последующей стимуляцией притока/приемистости.

Термические методы имеют ряд ограничений и недостатков, которые описаны в открытой печати, поэтому логично улучшать их комплексированием с другими технологиями. Есть положительный пример совмещения закачки горячей воды и волнового воздействия [8].

Мелкие месторождения часто разрабатываются в режиме истощения с небольшими дебитами. Здесь выбор метода воздействия на продуктивный пласт зависит от длительности получения дополнительной добычи нефти и стоимости. Были разработаны критерии для разных групп методов и с их помощью подобраны адресные технологии [10, 11, 14]. Методы воздействия на продуктивные пласты, основанные на комплексировании тепловых, и химических методов с импульсным и волновым воздействиями широкого частотного диапазона, учитывающие резонансные и иные отклики пластовой системы, могут интенсифицировать положительные физико-химические процессы, увеличивающие коэффициенты вытеснения и охвата пласта процессом фильтрации [6, 8, 9, 11, 13].

Разработанные устройства и технологии позволяют применять модификации импульсных и волновых методов: акустический, вибросейсмический, виброволновой, электрогидравлический, мгновенных депрессий-репрессий, имплозионный, сейсмический, депрессионное. В определенных геолого-технологических условиях каждая из них дает определенный положительный

эффект. Следовательно, перспективными можно считать комплексные методы, соединяющие нестационарное (вариации различных волновых процессов) воздействие с химическим и (или) тепловым.

Большая доля запасов нефти является неподвижной или малоподвижной при существующих геолого-физических условиях в залежах, это в значительной мере связано с неоднородностью коллекторских свойств или ухудшением их по разным причинам (кольматация и т.п.). Для вовлечения в разработку неподвижных запасов необходимо создание высокопроницаемых каналов для соединения зон пласта, содержащих такие запасы, со скважиной. Для обеспечения рентабельного извлечения из недр нефти необходимы технологии с большим радиусом действия. Одним из таких методов является гидравлический разрыв пласта (ГРП) [2, 4, 8, 12]. Опыт применения метода ГРП показывает, что при большом расчленении пласта и в краевых зонах нефтяных залежей можно значительно увеличить коэффициент охвата пласта разработкой и соответственно степень извлечения нефти. В сочетании с интенсификацией отборов нефти, происходит прирост коэффициента извлечения нефти. Поэтому следует прогнозировать эффективность и для конкретной скважины, и для участка залежи [8]. Анализ показывает, что корректное прогнозирование эффекта ГРП, оценка состояния участка залежи позволяет получить прирост нефтеотдачи и повысить эффективность разработки залежи нефти.

Значительные запасы нефти, в том числе и высоковязкой содержат карбонатные коллекторы, но в настоящее время, при недостаточно высоком КИН, мало технологий для увеличения эффективности освоения запасов залежей приуроченных к карбонатным пластам. Для залежей нефти в карбонатных и карбонатсодержащих коллекторах разработана методика и технологии воздействия на пласт с целью интенсификации притока и увеличения КИН [15]. В силу наличия особенностей процесса кислотного воздействия на минеральный скелет разработана технология кислотного воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) с использованием «отклонителя» и замедлителя» кислоты [15]. Такая технология применима и в терригенных коллекторах. Для избирательно-

го стимулирования притока флюида в скважину или избирательного увеличения приемистости производится отклонение закачиваемого рабочего кислотного раствора путем создания гелевого барьера в высокопроницаемых интервалах пласта. При этом для кислотного воздействия используют композиционный состав, содержащий «замедлитель» кислоты, позволяющий доставить активный кислотный раствор на большую глубину в пласт. Происходит вскрытие бездействующих (застойных) нефтенасыщенных прослоев и очистка призабойной зоны от кольматантов и, как следствие, увеличение коэффициента охвата фильтрацией. Такие обработки можно проводить и в нагнетательных скважинах.

Анализ разработки месторождений с ТриЗ показывает [2, 3, 5, 14, 16], что корректное планирование технологии воздействия на пласт с моделированием процессов ПЗП и в целом в пласте и адресное воздействие позволяют увеличить эффективность освоения таких запасов нефти.

Список использованных источников

1. Григорьев, М.Н. Региональная специфика трудноизвлекаемых запасов нефти России [Текст] / М.Н. Григорьев // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 5. – С. 14-19.
2. Дубинский, Г.С. О вовлечении в разработку залежей с трудноизвлекаемой нефтью [Текст] / Г.С. Дубинский // Наука XXI века: теория, практика, перспективы: сборник статей Международной научно-практической конференции (Уфа, 3 марта 2015 г.) / коллектив авторов. – Уфа: РИО МЦИИ ОМЕГА САЙНС, 2015. – С. 161-164.
3. Геотехнологическое обоснование ресурсосберегающих методов освоения трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст]: учебное пособие / Р.Р. Хузин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ш.Х. Султанов, В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 265 с.
4. Дубинский, Г.С. Перспективные технологии освоения запасов высоковязких нефтей (обзор) [Текст] / Г.С. Дубинский, Н.И. Хузин // Роль инноваций в трансформации современной науки: сборник статей Международной научно-

практической конференции / коллектив авторов. – Уфа: [б.и.], 2015. – С. 198-202.

5. Дубинский, Г.С. Геологические особенности залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов и их влияние на выбор технологии освоения запасов [Текст] / Г.С. Дубинский // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. – 2015. – № 21. – С. 70-75.

6. Перспективы увеличения эффективности разработки залежи высоковязкой нефти с применением энергоресурсосберегающих технологий [Текст] / Р.С. Хисамов, Р.Р. Хузин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.Ш. Мияссаров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 4. – С. 52-55.

7. Опыт бурения многозабойных горизонтальных скважин и их освоение с применением двухлифтового оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации / И.А. Галикеев, Р.Р. Хузин, А.Ш. Мияссаров, Н.И. Хузин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2015. – Т. 1. – № 1. – С. 8-11.

8. 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.

9. Ганиев, Р.Ф. Приложение эффектов нелинейной волновой механики в процессах нефтегазодобычи [Текст] / Р.Ф. Ганиев, Л.Е. Украинский, О.Р. Ганиев // Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов: сборник научных трудов VI Конгресса нефтепромышленников России. Секция В (Уфа, 25 мая 2005 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Монография, 2005. – С. 10-15.

10. Ганиев, О.Р. Резонансная макро- и микромеханика нефтяного пласта. Интенсификация добычи нефти и повышение нефтеотдачи. Наука и практика [Текст]: монография / О.Р. Ганиев, Р.Ф. Ганиев, Л.Е. Украинский. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 256 с.

11. Проблемы и перспективы волновой технологии многофазных систем в нефтяной и газовой промышленности [Текст] / Р.Ф. Ганиев, Л.Е. Украинский, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев. – СПб.: Недра, 2008. – 214 с.
12. Перспективы применения гидроразрыва пласта для интенсификации отбора запасов нефти и увеличения нефтеотдачи [Текст] / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XV Международной научно-практической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во ГУП «ИПТЭР»: Изд-во ГАНУ ИНТНМ РБ, 2015. – С. 109-110.
13. Дубинский, Г.С. Об отклике фрактальных структур флюидонасыщенных пород-коллекторов при волновом воздействии на них [Электронный ресурс] / Г.С. Дубинский // The development of science in the 21st century: natural and technical sciences: сборник научных статей / коллектив авторов. – New York: Глобальное партнерство по развитию научного сотрудничества = Global Partnership on Development of Scientific Cooperation; Ron Bee & Association. – С. 51-56. – Режим доступа: http://archiv.gpscience.org/wp-content/uploads/2015/07/0415_ny51-56.pdf.
14. Абызбаев, И.И. Прогнозирование применения новых методов увеличения нефтеотдачи при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст] / И.И. Абызбаев, В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2007. – 204 с.
15. Дизайн и реализация технологии воздействия на карбонатный коллектор с использованием «замедлителя» кислоты [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Фёдоров, А.В. Андреев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 2 (96). – С. 5-14.
16. Планирование и обоснование технологии интенсификации притока в залежах высоковязких нефтей [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, О.А. Пташко, Ю.А. Котенев, А.Ш. Мияссаров, Р.Р. Хузин, Н.И. Хузин // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения): сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2012. – Вып. 1 (6). – С. 91-93.

УДК 622.276

РАЗДЕЛЕНИЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ТИПУ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА

Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.Ш. Мухаметшин

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

Аннотация: Показано, что для достоверного разделения карбонатных коллекторов по типу пористости необходимо использовать эффективный радиус фильтрационных каналов. Получена формула для расчета эффективного радиуса.

Ключевые слова: карбонаты, поровое пространство, тип коллектора, ГИС.

UDC 622.276

CARBONACEOUS RESERVOIRS CLASSIFICATION ACCORDING TO VOIDS TYPE

R.T. Akhmetov, A.V. Andreev, V.Sh. Mukhametshin

*(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher
Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky)*

Annotation: The authors state that it is necessary to use the effective radius of filtration channels for adequate classification of carbonate reservoirs by type of porosity. There has been obtained the effective radius formula.

Keywords: carbons; pore space; reservoir type; geophysical well logging (GWL).

Для надежного выделения коллектора, его промышленной оценки и определения подсчетных параметров по геофизическим материалам необходимо правильно установить тип коллектора.

Известно, что карбонатные коллекторы отличаются большим разнообразием морфологии пустотного пространства [1-5].

С позиции нефтепромысловой геологии и геофизики наибольший интерес представляют параметры пустотного пространства различных структурно-генетических типов карбонатных пород, определяющие ФЕС карбонатных кол-

лекторов. Анализ показывает, что характер корреляционных связей между отдельными петрофизическими параметрами в первую очередь определяется структурой пустотного пространства и литогенетическим типом карбонатных пород.

Подробнее остановимся на структуре пустотного пространства пород. Важной характеристикой порового пространства являются размеры пустотных каналов и их распределение.

Поровые каналы реальных карбонатных пород-коллекторов имеют сложную форму, поэтому трудно охарактеризовать в каждой точке порового пространства определенным геометрическим параметром. Принято считать, что диаметр поры в любой точке порового пространства равен диаметру наибольшей сферы, которую можно вписать в данное пространство.

Поскольку на практике для определения структуры порового пространства чаще используются капиллярные свойства пород, то следует использовать понятие эквивалентности порового пространства исследуемой породы-коллектора некоторой специально выбранной трубчатой капиллярной модели. Под диаметром порового канала породы понимается в этом случае диаметр капилляра, эквивалентного по своим свойствам данному поровому каналу [6-8].

В соответствии с вышеизложенным, представим пустотное пространство горной породы системой трубчатых капилляров одинакового размера. В этом простейшем случае пустотное пространство характеризуется лишь двумя параметрами эффективным радиусом капилляров (r_3) и их площадной плотностью (N_p).

Для коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) и параметра пористости (P_n) трубчатой модели получим следующие простые формулы:

$$K_{пр} = \frac{1}{8} \pi \cdot r_3^4 \cdot N_F$$

$$P_n^{-1} = \pi \cdot r_3^2 \cdot N_F$$

Решение данной системы уравнений дает следующие выражения для эффективного радиуса и плотности капилляров.

$$r_3 = \sqrt{8K_{пр} \cdot P_n},$$

(1)

$$N_p = \frac{1}{8\pi \cdot K_{\text{пр}} \cdot P_n^2}$$

(2)

Если учесть, что $P_n = \frac{1}{K_n^m}$,

где m – показатель цементации, то получим:

$$r_3 = \sqrt{8 \cdot \left(\frac{K_{\text{пр}}}{K_n^m} \right)}$$

(3)

Поскольку чаще всего $m \approx 2$, окончательно имеем

$$r_3 \approx 2,83 \frac{\sqrt{K_{\text{пр}}}}{K_n}$$

(4)

Общепринятая формула для расчета среднего радиуса капилляров

$\left[R = 2,83 \sqrt{\frac{K_{\text{пр}}}{K_n}} \right]$, получена из представления пористости как суммарного объема

капилляров, то есть является среднеемкостным радиусом. Однако суммарный объем фильтрационных капилляров всегда меньше пористости, поскольку эффективный размер капилляров меньше размеров пор, а ближе к размеру межпоровых канальцев. Ведь они и создают основное фильтрационное и электрическое сопротивление движению жидкости или прохождению электрического тока через пустотное пространство породы.

Сейчас представим себе породу, пронизанную капиллярами такого малого размера, движение нефти по которым при существующих перепадах давления практически невозможна. Однако, с увеличением густоты поровых каналов, будут возрастать пористость и воздухопроницаемость, хотя сама порода в целом для нефти остается неколлектором.

Отсюда следует, что граница "коллектор-неколлектор" должна определяться в первую очередь средним эффективным размером поровых каналов.

Использование среднего эффективного радиуса поровых каналов позво-

ляет также классифицировать коллекторы по типу пустотного пространства (рисунок 1). Как и следовало ожидать, породы-коллекторы каширо-подольского возраста Арланского месторождения в системе координат r_3 – $K_{п}$ с высокой достоверностью подразделяются на три основных класса:

I) Доломиты высокые, со вторичной пористостью ($K_{п} > 20\%$, $r_3 > 1,8$ мк);

II) Известняки относительно низкопоровые, вероятно, микротрещиноватые ($K_{п} < 15\%$, $r_3 > 2,4$ мк);

III) Известняки и сульфатизированные, пелитоморфные доломиты, слабопроницаемые ($r_3 = 1,0 \div 1,6$ мк).

IV) Плотные, а также пелитоморфные известняки и доломиты, относящиеся к разряду неколлекторов, обладают эффективным радиусом фильтрационных каналов $r_3 < 1$ мк.

Микротрещиноватость вызывает упрощение структуры порового пространства и, как следствие, увеличение эффективного радиуса фильтрационных каналов. В результате происходит переход пород коллекторов из третьего класса во второй.

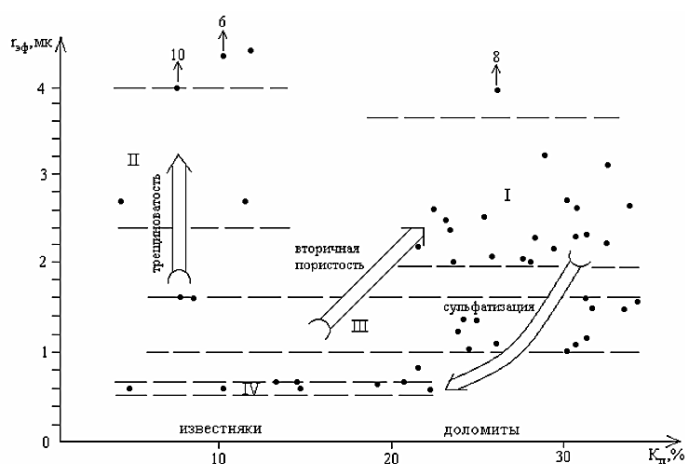


Рисунок 1 - Сопоставление эффективного радиуса фильтрационных каналов с пористостью (Арланское месторождение, средний карбон)

Вторичная пористость вызывает как увеличение пористости породы, так и увеличение эффективного радиуса каналов фильтрации. В результате

происходит переход из третьего класса в первый.

Сульфатизация пустотного пространства вызывает уменьшение радиуса каналов фильтрации (межпоровых каналов) и в меньшей степени – пористости породы. В результате этого породы-коллекторы, например, первого класса переходят в третий, а при сильной сульфатизации – в разряд неколлекторов (см. рисунок 1).

Таким образом, эффективный радиус фильтрационных каналов является важной характеристикой породы на микроуровне, позволяющей провести наиболее достоверную границу между коллекторами и неколлекторами, а также разделить породы –коллекторы по типу пустотного пространства.

Список использованных источников

1. 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.
2. Зейгман, Ю.В. Обоснование соответствия систем заводнения особенностям геологического строения залежей [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 5. – С. 10-12.
3. Якупов, Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере Турнейского яруса Туймазинского месторождения [Текст] / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106-110.
4. Геолого-технологическое обоснование и прогнозирование применения методов увеличения нефтеотдачи для крупных нефтегазоносных территорий [Текст]: учебное пособие / Н.Ш. Хайредин, В.Е. Андреев, К.М. Федоров, Ю.А. Котенев, В.Ш. Мухаметшин, А.В. Сиднеев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1997. – 116 с.
5. Термические методы увеличения нефтеотдачи [Текст]: учебное пособие / В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, Н.Ш. Хайредин, В.Р. Складов, Ю.А. Котенев, В.Ш. Мухаметшин, А.В. Сиднеев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 116 с.

- О.З. Исмагилов, К.М. Федоров, В.Ш. Мухаметшин, С.С. Бадретдинов, Р.Г. Вагапов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – 195 с.
6. 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.
7. Ахметов, Р.Т. Гантельная модель пустотного пространства природных резервуаров нефти и газа [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 5. – С. 31-35.
8. 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.
9. 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.
10. Ахметов, Р.Т. Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 12. – С. 39-42.
11. 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. 22-31.
12. Геолого-технологическое обоснование адресных методов увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока в залежах высоковязких нефтей [Текст] / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, А.Ш. Мияссаров, Р.Р. Хузин, Н.И. Хузин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 2

(92). – С. 5-15.

13. Пат. 2217464 Российская Федерация, МПК С 09 К 7/06, Е 21 В 43/12. Способ блокирования продуктивного пласта [Электронный ресурс] / Акчурина Х.И., Сукманский О.Б., Дубинский Г.С., Чезлов А.А.; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Азимут». – № 2002120650/03; заявл. 29.07.2002; опубл. 27.11.2003, Бюл. № 33. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

14. Абызбаев, И.И. Прогнозирование применения новых методов увеличения нефтеотдачи при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст] / И.И. Абызбаев, В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2007. – 204 с.

15. Выбор технологий увеличения дебита нефти и ограничения водопритока в терригенных отложениях залежей Южно-Татарского свода [Текст] / Р.Р. Хузин, А.Ш. Мияссаров, Н.И. Хузин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ю.А. Котенев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 2 (84). – С. 5-14.

УДК 622.276:550.83

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИС

Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.Ш. Мухаметшин, А.Н. Пахомкин

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

Аннотация: Рассмотрены вопросы математического моделирования структуры пустотного пространства. Получена функциональная взаимосвязь между проницаемостью и отношением пористости к остаточной водонасыщенности. Показана необходимость разделения коллекторов по степени гидрофильности, коэффициенты вытеснения которых существенно различаются, и обоснована необходимость оценки их для каждого класса в отдельности.

Ключевые слова: коэффициент вытеснения, коллекторские свойства, гидрофильность, ГИС.

UDC 622.276:550.83

CARBONACEOUS RESERVOIRS DISPLACEMENT FACTOR ESTIMATION BASING ON GEOPHISICAL WELL LOGGING DATA

R.T. Akhmetov, A.V. Andreev, V.Sh. Mukhametshin, A.N. Pakhomkin

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky)

Annotation: The paper deals with problems of void structure mathematical modeling. There has been obtained the functional relationship between permeability and porosity-residual water saturation ratio. The authors point out the necessity of reservoir classification by rate of hydrophility, displacement efficiency of those may significantly differ. Grade evaluation necessity of then has also been grounded.

Keywords: displacement efficiency; reservoir properties; hydrophilic behaviour; geophysical well logging (GWL).

Важное значение при выборе методов увеличения нефтеотдачи имеют полнота и точность информации о свойствах продуктивных пластов. Неполный объем этой информации – одна из причин недостаточной обоснованности принимаемых решений при проектировании МУН и, как следствие этого, неудач при их практическом осуществлении [1-5].

Коэффициент вытеснения определяется, как правило, путем моделирования в лабораторных условиях.

Учет влияния изменчивости коллекторских свойств продуктивных пластов осуществляется путем использования зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости, полученной в лабораторных условиях. Однако часто такие зависимости являются недостаточно тесными и обладают низким коэффициентом корреляции.

Надёжные методики количественной оценки коэффициента вытеснения

по данным геофизических методов исследования скважин (ГИС) в настоящее время вообще отсутствуют.

В Октябрьском филиале УГНТУ проводятся исследовательские работы по изучению структуры и созданию математических моделей пустотного пространства коллекторов, позволившие разработать методику оценки коэффициента вытеснения по известным параметрам продуктивных пластов (пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность), оценённым по данным ГИС.

Исследование механизма вытеснения нефти водой из пород-коллекторов показывает, что величину коэффициента вытеснения определяют такие петрофизические характеристики коллектора, как неоднородность структуры пустотного пространства, размеры пор, удельная поверхность, вещественный состав и смачиваемость коллектора, а также характеристики пластовых жидкостей вязкость и состав нефти, межфазное натяжение нефти на границе с вытесняющим агентом и температура. Коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость, начальная водонасыщенность, удельная поверхность) являются интегральными характеристиками структуры пустотного пространства коллекторов.

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

В настоящее время существуют прямые методы изучения пустотного пространства, позволяющие в лабораторных условиях путем изучения шлифов получить кривые распределения пор и поровых каналов по размерам.

Однако наибольший интерес представляет проблема создания косвенных методов изучения структуры пустотного пространства, например, по данным промыслово-геофизических методов исследования скважин. Практическая ценность решения данной проблемы очевидна, поскольку она позволит получить

функциональные связи между основными физико-емкостными параметрами коллекторов. Для решения этой проблемы необходима постановка широких целенаправленных исследований как структуры пустотного пространства, так и основных физико-емкостных свойств продуктивных пластов.

В настоящее время по данным промыслово-геофизических методов исследования скважин можно оценить не более 2-3 характеристик продуктивных пластов: пористость, начальную или текущую водонасыщенность, а в отдельных благоприятных условиях – коэффициент проницаемости.

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

$$K_{пр} = A * (K_p / K_{во})^W$$

Данная формула при низких значениях остаточной водонасыщенности переходит в формулу Котеса-Дюмануара и по существу является ее модификацией. При средних и низких значениях проницаемости полученная формула дает более точные результаты по сравнению с формулой, которая используется американскими геофизиками. Формула позволяет также количественно оценить толщину пленки связанной воды по данным лабораторных исследований коллекторских свойств.

В качестве примера рассмотрим вопросы количественной оценки коэффициента проницаемости для продуктивных пластов турнейского яруса Знаменской группы месторождений Республики Башкортостан.

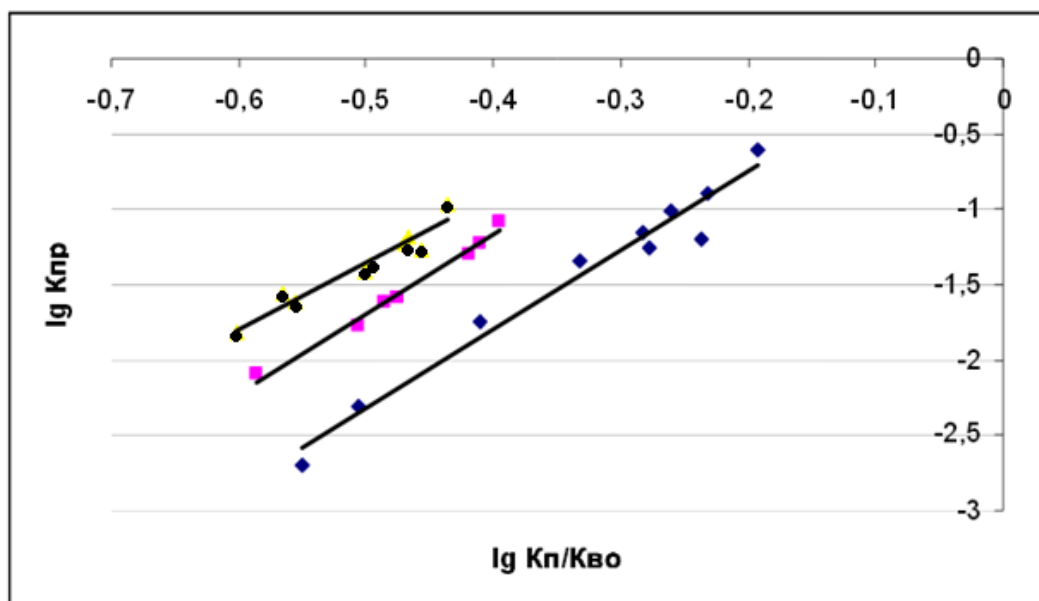


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента проницаемости от параметра $K_{п}/K_{во}$

В результате сопоставления коэффициента проницаемости с отношением $K_{п}/K_{во}$ в линейном масштабе выявлено наличие трех семейств точек и соответственно трех разных зависимостей. Все три зависимости представляют собой параболы с единой вершиной в начале координат и имеют различную крутизну ветвей.

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

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

На этом этапе предлагается следующая простая схема количественной оценки коэффициента вытеснения нефти водой по данным ГИС:

1. По данным геофизических исследований скважин определяются пористость и остаточная (начальная) водонасыщенность продуктивного пласта или прослоя. При этом для определения пористости используются методы ПС или НГК, а остаточная водонасыщенность определяется по величине удельного

электрического сопротивления пласта (прослая).

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

3. По графикам зависимости $K_{\text{выт}}$ от $\frac{k_{\text{п}}}{k_{\text{во}}}$ оценивается коэффициент вытеснения. При этом необходимо использовать зависимость, соответствующий данному классу коллектора.

Список использованных источников

1. 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.
2. Зейгман, Ю.В. Обоснование соответствия систем заводнения особенностям геологического строения залежей [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 5. – С. 10-12.
3. Якупов, Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере Турнейского яруса Туймазинского месторождения [Текст] / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106-110.
4. Геолого-технологическое обоснование и прогнозирование применения методов увеличения нефтеотдачи для крупных нефтегазоносных территорий [Текст]: учебное пособие / Н.Ш. Хайрединев, В.Е. Андреев, К.М. Федоров, Ю.А. Котенев, В.Ш. Мухаметшин, А.В. Сиднеев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1997. – 116 с.
5. Термические методы увеличения нефтеотдачи [Текст]: учебное пособие / В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, Н.Ш. Хайрединев, В.Р. Складов, О.З. Исмагилов, К.М. Федоров, В.Ш. Мухаметшин, С.С. Бадретдинов, Р.Г. Вагапов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – 195 с.

6. 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.
7. Ахметов, Р.Т. Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 12. – С. 39-42.
8. 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.
9. 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.
10. 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)
11. 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.
12. 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.
13. Дизайн и реализация технологии воздействия на карбонатный коллектор с использованием «замедлителя» кислоты [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Фёдоров, А.В. Андреев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта

нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 2 (96). – С. 5-14.

14. Абызбаев, И.И. Прогнозирование применения новых методов увеличения нефтеотдачи при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст] / И.И. Абызбаев, В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2007. – 204 с.

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ С
ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ ПРИ УСЛОВИИ ВВОДА СИСТЕ-
МЫ ППД С ПОМОЩЬЮ МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Д.А. Аюпов, Б.А. Ерёменко, И.В. Владимиров

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа)

Аннотация: В данной статье с помощью гидродинамического симулятора RoxarTempestMore рассмотрены и проанализированы различные варианты развития событий при разработке залежи нефти с высоким газовым фактором. Выявлены базовые закономерности, влияющие на эффективность разработки такой залежи.

Ключевые слова: моделирование, высокий газовый фактор, гидродинамический симулятор RoxarTempestMore, эффективность разработки, система ППД.

UDK 622.276

**THE ANALYSE OF EFFICIENCY DEVELOPMENT OF THE DEPO-
SIT OIL WITH THE HIGH GAS FACTOR WITH CONDITIONS OF INPUT
OF THE PPD SYSTEM THROUGH SIMULATION**

D.A. Ayupov, B.A. Eremenko, I.V. Vladimirov

(Ufa State Petroleum Technical University, Ufa)

Annotation: Different scenarios of development of oil pool with high gas factor by means of hydrodynamic simulator Roxar Tempest More are reported in this article. Also basic regularities influencing development of oil pool are reported here.

Keywords: modeling, high gas factor, hydrodynamic simulator Roxar Tempest More, efficiency of development, reservoir pressure maintenance system.

При естественно-упругом режиме разработки пласта в зависимости от свойств флюида и темпов падения пластового давления возможно значительное разгазирование нефти в пластовых условиях [1]. В связи с этим вопрос о своевременности и условиях ввода системы ППД для нефтяных залежей с высоким газовым фактором остается все еще актуальным [2].

Рассмотрим четыре варианта разработки залежи с легкой маловязкой нефтью и высоким начальным газовым фактором с различными условиями ввода системы ППД:

- 1) Система ППД вводится сразу с начала разработки залежи;
- 2) Система ППД вводится, как только дебит по нефти снижается в 2 раза;
- 3) Система ППД вводится, как только дебит по нефти падает до отметки в $1 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- 4) Система ППД вводится, как только пластовое давление приближается к отметке давления насыщения нефти газом.

Коллектор залежи однородный по проницаемости и относится к чисто нефтяной зоне. Моделирование проводится с использованием гидродинамического симулятора RoxarTempestMore. Исходные параметры гидродинамической модели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для ГДМ

ρ_n , кг/м ³	ρ_g , кг/м ³	ρ_v , кг/м ³	$P_{пл}$, атм	$P_{нас}$, атм	T_n , °C	Γ_f , м ³ /м ³	$H_{зал}$, м	m , %	$k_{абс, МД}$
750	0,9	1100	200	170	80	600	2500	20	500

Рассмотрим все четыре варианта для одних и тех же стартовых дебитов ($Q_{н.старт} = 200 \text{ м}^3/\text{сут}$) и забойных давлений на нагнетательных скважинах ($P_{заб}=400 \text{ атм}$), после чего проанализируем влияние на добычу нефти изменения этих двух параметров. Условием остановки расчетов для всех рассмотренных вариантов является достижение предельной обводненности 0,98 д.ед. Результаты по всем вариантам сведены в таблицу 2.

Что касается процессов, происходящих в пласте, все варианты при $Q_{н.старт}=200 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $P_{заб}=400 \text{ атм}$ идентичны друг другу. Напротив, при снижении стартового дебита (при постоянном забойном давлении) и при снижении забойного давления на нагнетательных скважинах (при постоянном стартовом дебите) наблюдаются ярко выраженные перемены, как следствие, влекущие за собой изменение конечного КИН. Рассмотрим эти изменения более подробно.

1. Зависимость КИН от стартовых дебитов

В общем случае высокие стартовые дебиты помимо частых проблем, связанных с выносом песка и загрязнением ПЗП, влекут за собой достаточно быструю выработку залежи, что с одной стороны хорошо, но кроме этого они влекут за собой и высокий темп обводнения добывающих скважин [3]. Что касается стартовых дебитов равных $50 \text{ м}^3/\text{сут}$, соответствующих щадящему режиму, то в общем случае они все же отстают в значениях конечного КИН от более высоких начальных дебитов и, как правило, разрабатываются такие залежи гораздо дольше.

Таблица 2 – Результаты вычислительных экспериментов

Время ввода системы ППД	Стартовый дебит, м ³ /сут	Забойное давление нагнетательной скважины, $P_{заб.н}=400$ атм.				Забойное давление нагнетательной скважины, $P_{заб.н}=300$ атм.			
		КИН, д.ед	Темп отбора (Z(t)), д.ед	$Q_{зак.в}/Q_{доб.в}$, д.ед	$Q_{нак.н}/Q_{зак.в}$, д.ед	КИН, д.ед	Темп отбора (Z(t)), д.ед	$Q_{зак.в}/Q_{доб.в}$, д.ед	$Q_{нак.н}/Q_{зак.в}$, д.ед
1. Сразу	200	0,73	0,343	2,38	0,237 4	0,736	0,349	2,391	0,244
	100	0,840	0,374	4,383	0,378	0,850	0,378	4,396	0,388
	50	0,836	0,180	4,201	0,372	0,848	0,183	4,237	0,384
2. Когда Q_n упал в 2 раза	200	0,716	0,284	2,247	0,224	0,723	0,291	2,270	0,232
	100	0,707	0,162	2,190	0,217	0,715	0,173	2,300	0,233
	50	0,704	0,093	2,280	0,224	0,713	0,097	2,331	0,235
3. Когда Q_n снизился до 1 м ³ /сут	200	0,716	0,258	2,245	0,224	0,721	0,268	2,312	0,235
	100	0,705	0,157	2,219	0,219	0,714	0,165	2,299	0,233
	50	0,702	0,095	2,265	0,222	0,711	0,098	2,295	0,232
4. $P_{пл}$ приближается к $P_{нас}$	200	0,716	0,319	2,304	0,229	0,724	0,322	2,288	0,234
	100	0,841	0,374	4,404	0,377	0,849	0,382	4,512	0,389
	50	0,837	0,183	4,210	0,373	0,849	0,186	4,242	0,384

Из таблицы 2 видно, что в первом и четвертом варианте при стартовых дебитах равных 100 и 50 м³/сут конечный КИН в среднем на целых 13% больше, чем при 200 м³/сут. В первом варианте, когда система ППД вводится сразу, этот скачок объясняется тем, что пластовое давление просто не успевает упасть до давления насыщения и поэтому залежь практически с первых дней старта разрабатывается в водонапорном режиме, что отсекает возможность использовать упругую энергию растворенного в нефти газа (КИН=0,833). В четвертом варианте, когда система ППД вводится в момент приближения значения пластового давления к отметке давления насыщения, высокий конечный КИН достигается за счет непродолжительного, но эффективного разгазирования залежи [4]. То есть, вводя в разработку систему ППД в определенный момент, мы допускаем кратковременное падение пластового давления ниже давления насы-

щения, что влечет за собой скачок газового фактора, сигнализирующий о выделении газа в свободную фазу, после чего система ППД начинает повышать пластовое давление, что позволяет достичь максимальных значений КИН ($КИН=0,835$).

2. Зависимость КИН от забойных давлений нагнетательных скважин.

Из таблицы 2 видно, что, создавая высокие депрессии в пласте, помимо всего прочего мы, так или иначе, теряем в КИН. Тот же эффект достигается и в других вариантах независимо от начальных дебитов и времени ввода системы ППД.

Таким образом, влияние стартовых дебитов и забойных давлений на нагнетательных скважинах, так или иначе, оказывают влияние на эффективность применения систем ППД, своевременный ввод которых в свою очередь так же является немаловажным фактором эффективности разработки в целом. Для того чтобы наиболее эффективно использовать весь потенциал залежи легкой маловязкой нефти с высоким газовым фактором, необходимо тщательно продумывать проект разработки, включающий установление стартовых дебитов и забойных давлений на нагнетательных скважинах. Кроме этого необходимо своевременно вводить систему ППД, не позволяя залежи полностью разгазироваться [5].

В данном исследовании наиболее оптимальным вариантом разработки оказался четвертый вариант, когда система ППД вводится в момент приближения значения пластового давления к отметке давления насыщения, при $Q_{н.старт}=100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $P_{заб}=300$. Здесь наряду с первым вариантом достигаются самые высокие КИН равные 0,85 д. ед., но в четвертом варианте более высокие темпы отбора (0,382 против 0,378), да и ко всему прочему система ППД вводится позже, чем в первом варианте, что целесообразней с экономической точки зрения.

Список использованных источников

1. Муслимов, Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения [Текст]: учебное пособие / Р.Х. Муслимов. – Казань: Изд-во Казанского университета, 2002. – 596 с.
2. Уолш, М. Первичные методы разработки месторождений углеводородов [Текст]: пер. с англ. А.В. Корнилов, В.А. Коротовских, Т.Р. Мусабиров / М. Уолш, Л. Лейк; под ред. Н.Н. Михайлова. – М.; Ижевск: ИКИ: НИЦ «РХД», 2008. – 672 с.
3. Исследование процессов выработки запасов нефти из пласта с искусственно созданными областями свободного газа [Текст] / И.В. Владимиров, В.В. Васильев, А.А. Хальзов, Б.И. Вафин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 3. – С. 65-68.
4. Интеллектуализация управления системой поддержания пластового давления [Текст] / А.П. Вережкин, И.Д. Ельцов, О.В. Кирюшин, Ю.И. Зозуля // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2007. – № 4. – С. 40-43.
5. Мимеев, М.С. Система поддержания пластового давления при заводнении месторождений нефти [Текст] / М.С. Мимеев, В.А. Бешенцев // Горные ведомости. – 2016. – № 1-2 (140-141). – С. 82-91.

УДК 622.276

КОМПЛЕКС ПРОМЫСЛОВЫЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ – НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГКИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.А. Бабяк

(Тюменский государственный нефтегазовый университет, студент 2 курса)

Аннотация: В работе рассмотрена установка для проведения газоконденсатных исследований скважин методом отбора части потока без вывода из технологии систем сбора. Рассмотрен вариант применения установки для оптимизации разработки и эксплуатации месторождений углеводородов.

Ключевые слова: газоконденсатные исследования, исследования скважин, обводнение скважин, отбор части потока.

UDC 622.276

**THE COMPLEX FIELD MEASUREMENT THE LATEST TECHNOLOGY
RESEARCH WELLS IN THE DEVELOPMENT
AND EXPLOITATION OF FIELD**

M.A. Babiak

(Tyumen state oil and gas university, 2nd course student)

Annotation: In operation the set-up for gas-condensate well tests method of selection of part of the flow without the technology of collection systems. A variant of the treatment plant to optimize the development and exploitation of hydrocarbon fields.

Keywords: gas-condensate studies, research wells, watering holes, selection of part of the flow.

Одним из основных векторов развития технических наук, в настоящее время, является удешевление и упрощение технологии - чем проще используемое оборудование, тем быстрее и дешевле технологический процесс. По данному пути развития пошла и ЗАО «Производственно-геологическое объединение «Тюменьгеология». Была реализована новейшая технология в области газоконденсатных исследований – определение дебита скважин методом отбора части многофазного потока без вывода из технологии систем сбора. В ЗАО «ПГО «Тюменьгеология» разработаны технические условия, а так же изготовлен и аттестован в Ростехнадзоре Комплекс Промысловый Измерительный «КПИ-1». Задачей данного комплекса является определение дебита скважин,

определение обводненности продукции добывающих скважин, а также отбор проб нефтяных, газоконденсатных и газовых скважин.

Технология отбора части многофазного потока известна относительно недавно, но и за это короткое время она приобрела несколько вариации. Рассмотрим далее, что же представляет из себя Комплекс Промысловый Измерительный. КПИ-1 состоит из трех основных элементов – многофазного пробоотборника, блока управления, и сепарационной емкости (рис. 1).

Основным узлом комплекса является многофазный пробоотборник[4]. Разберем конструкцию пробоотборника собранного и апробированного ЗАО «ПГО «Тюменьгеология». Пробоотборник служит для отбора представительной части многофазного потока. В состав комплекса входит комплект пробоотборников различных типоразмеров для фонтанных арматур с рабочим давлением 35-70 МПа - это позволяет проводить исследования на скважинах с любым устьевым давлением [1]. Пробоотборник монтируется на буферную задвижку фонтанной арматуры скважины, время монтажа 15-20 минут. Пакерный узел герметизирует зазор между сужающим устройством и фонтанной арматурой поток проходит через сужающее устройство и направляется транзитом в систему сбора через окна пробоотборника(рис. 2). При течении смеси через сужающее устройство формируется осе симметричное распределение газовой и жидкой фазы потока[4]. Вращением зонда пробоотборника обеспечивается сканирование по сечению сужающего устройства. Проба отбирается диффузором последовательно из пяти колец, от центра к краю, при этом время нахождения диффузора в каждом кольце строго пропорционально его площади (рис. 3).

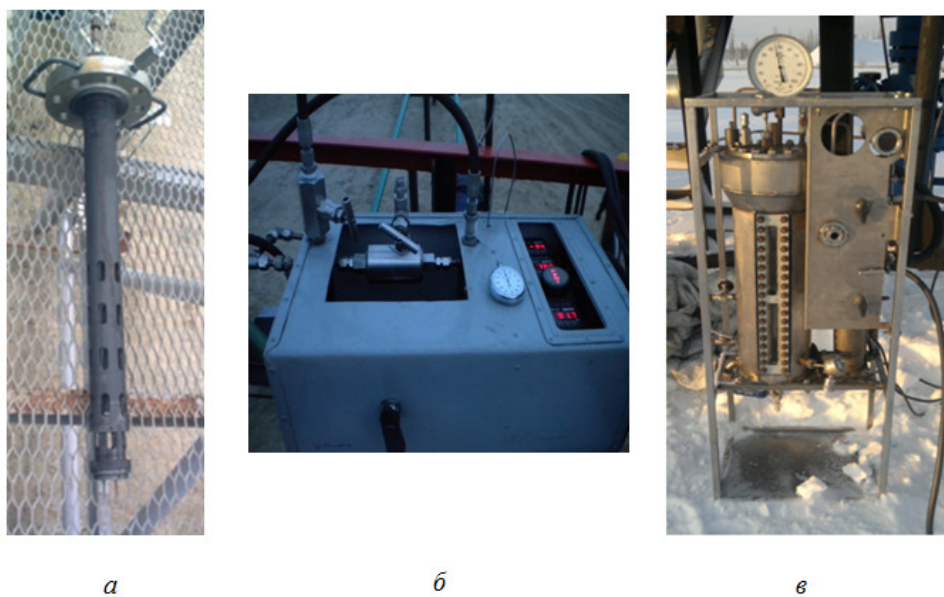


Рис. 1. *а* – пробоотборник; *б* – блок управления; *в* – сепарационная емкость.

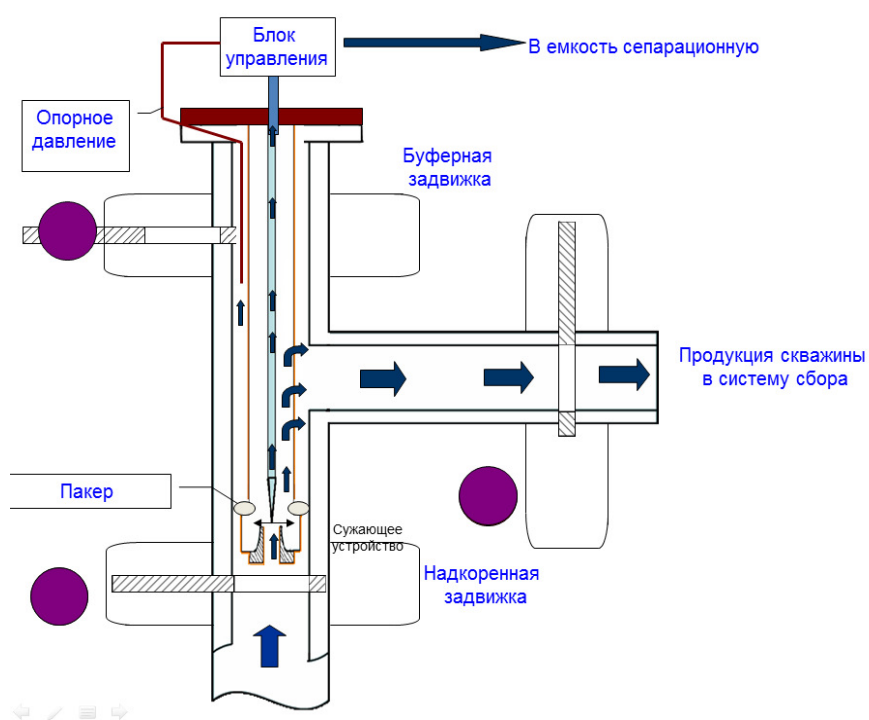


Рис. 2. Схема отбора части потока пробоотборником КПИ-1.

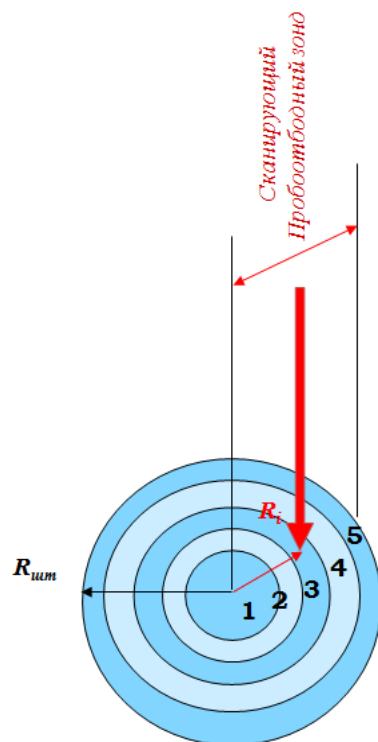


Рис. 3. Виртуальная разбивка на кольца сечения сужающего устройства.

Блок управления формирует изокINETический режим отбора пробы, оснащен теплообменником, автоматом регулирования режима отбора полуавтоматического действия, высокоточными датчиками давления. Емкость сепарационная имеет строго калиброванную мерную часть, предназначена для разделения фаз и их последующего учета, а также отбора проб продукции скважины.

В чем же преимущества КПИ-1 над стандартными большими промышленными сепараторами? Их не так уж и мало. Перечислим основные. Самое важное достоинство данного комплекса, в отличие от промышленного полнопоточного сепаратора – это проведение исследований без нарушения эксплуатационного режима скважины, т.е. скважина не переводится на газово-факельный узел, работает в шлейф - добыча не останавливается на период исследований[4]. Следующее немало важное преимущество – компактность и мобильность комплекса: он состоит из трех элементов, вес каждого не превышает 50 килограмм, что дает возможность отказаться от использования крана при погрузочно-разгрузочных работах; малые размеры позволяют осуществлять транспорти-

ровку любыми транспортными средствами. Быстрый монтаж и демонтаж оборудования – на подготовительно-завершительные работы бригада тратит не более часа. Стоит отметить возможность проведения комплекса исследований при широких диапазонах дебита скважин, и соотношения жидкость-газ в продукции скважины а так же исследований скважин, которые не оборудованы для подключения промысловых полнопоточных сепараторов.

Какую же роль данный комплекс может играть при эксплуатации месторождений? При эксплуатации месторождений, неизбежно происходит обводнение скважин. В случаях неверно выбранного проекта разработки может происходить преждевременное обводнение, что влечет нерентабельность дальнейшей добычи[3]. При помощи КПИ-1 возможно определить начало обводнения скважин, и принять соответствующие меры – изменить режим отбора, или же провести капитальный ремонт скважины. Выявление начальных стадии обводнения фонда скважин может предупредить обводнение всего месторождения углеводородов[2].

В настоящее время в ЗАО «ПГО «Тюменьгеология» собраны четыре установки КПИ-1, что позволяет работать одновременно нескольким бригадам, на разных месторождениях. Производится непрерывная модернизация комплекса, направленная на автоматизацию установки, что даст возможность управлять технологическим процессом, не находясь непосредственно на скважине, и приведет к уменьшению числа обслуживающего персонала. Раз в два месяца все узлы комплекса проходят полную техническую ревизию, производится очистка сепарационной емкости и осуществляется опрессовка всей системы, что обеспечивает гарантию точности показаний исследований и безопасность всего технологического процесса как для работников бригады, так и для экологии. Несомненно, новые технологии, мало знакомые инженерам, технологам, механикам, вызывают множество вопросов, требуют доработок, являются причинами кропотливых споров о целесообразности применения и правильности технического решения. Но Комплекс Промысловый Измерительный уже зарекомендовал себя как высокоточный и надежный и завоевал доверие и на таких

месторождениях крайнего севера как Южно-Тамбейское, Новопортовское, Ханчейское, и это далеко не полный список, который с каждым годом пополняется.

Список использованных источников

1. Комплекс промысловый измерительный [Текст]: КПИ-1.00.00.000 РЭ. Паспорт. Руководство по эксплуатации. / коллектив авторов. – Тюмень: Тюменьгеология, 2014.
2. Васильевский, В.Н. Оператор по исследованию скважин [Текст]: учебник / В.Н. Васильевский, А.И. Петров. – М.: Недра, 1983. – С. 231-234.
3. Мулявин, С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебное пособие / С.Ф. Мулявин. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2012. – С. 108-109.
4. Методика отбора проб многофазных потоков на устье скважин, кустовой замерной установки, установок промысловой подготовки [Текст] / ТюменНИИгипрогаз. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – С. 34-36, 40-41.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ТЕХНОЛОГИЙ СТИМУЛЯЦИИ СКВАЖИН ГЛИНОКИСЛОТНЫМ
ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ**

Д.А Баталов

*(ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»,
заместитель главного инженера – начальник ЦДУ)*

В.В. Мухаметшин

*(ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»,
руководитель проектного офиса «Ранняя нефть»)*

В.Е. Андреев

*(Государственное автономное научное учреждение «Институт нефтегазовых
технологий и новых материалов Республики Башкортостан», директор)*

Г.С. Дубинский

*(Государственное автономное научное учреждение «Институт нефтегазовых
технологий и новых материалов Республики Башкортостан»,
ведущий научный сотрудник)*

Аннотация: Показана необходимость моделирования и прогнозирования эффективности применения глинокислотного воздействия. Выполнено моделирование и прогнозирование эффекта при обработке моделей скважины типичных для основных пластов Лангепасской группы месторождений.

Ключевые слова: моделирование, призабойная зона пласта, стимуляция, продуктивность.

MODELLING AND FORECASTING OF EFFICIENCY OF TECHNOLOGIES OF WELL STIMULATION WITH MUD ACID IMPACT ON THE BOTTOMHOLE ZONE

D.A. Batalov

*(LLC "LUKOIL – Western Siberia", Kogalym,
deputy chief engineer – head of CDU)*

V.V. Mukhametshin

*(LLC "LUKOIL – Western Siberia", Kogalym,
head of project office "Early oil")*

V.E. Andreev

*(State autonomous research institute “The Institute of oil technology
and new materials of Bashkortostan Republic”,
director)*

G.S. Dubinsky

*(State autonomous research institute “The Institute of oil technology
and new materials of Bashkortostan Republic”,
leading Researcher)*

Annotation: Need of modeling is shown and need forecasting of efficiency of application of glinokislotny influence is shown. Modeling and forecasting of effect when processing models of a well of fields, typical for the main layers of Langepassky group, is executed.

Keywords: mathematical modeling, bottomhole formation zone, stimulation, productivity of well.

Последнее десятилетие происходит рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) в общем балансе России и во всем мире. Значительные объемы ТРИЗ сосредоточены в низкопроницаемых глинизированных терригенных коллекторах сложного геологического строения. В процессе разработки происходит ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора в приза-

бойной зоне пласта (ПЗП) [1, 2]. ПЗП выделяют как часть пласта, свойства которой могут отличаться от свойств остальной его части. Из-за ухудшения ФЕС ПЗП при вскрытии пласта и в дальнейшем, а также вследствие объективных физических явлений [3, 4, 5, 6, 7, 8, 9] в этой небольшой части пласта происходит потеря основной доли энергии, расходуемой на движение нефти и газа в пласте.

Основные факторы, ухудшающие ФЕС это: разбухание глинистого цемента пород-коллекторов, привнесение мельчайших механических частиц в призабойную зону в процессе работы скважины и ее ремонта, происходит уплотнение горных пород, появляются адсорбционные слои различного состава на поверхности пор и трещин. К ухудшению ФЕС ПЗП также приводит выпадение солей и самых разных продуктов реакций, после закачки химических реагентов, увеличение водонасыщенности коллектора и уменьшение фазовой проницаемости для нефти при смене пластовой минерализованной воды на инородную или пресную воду [1, 2, 3, 4, 6, 7, 8]. Радиус призабойной зоны принимают от нескольких десятков сантиметров до нескольких метров.

Важной задачей при эксплуатации скважин является сохранение ФЕС призабойной зоны в состоянии максимально близком к начальному или улучшение ее характеристик. Как следствие существует необходимость восстановления и улучшения ФЕС в ПЗП для интенсификации добычи нефти.

Естественное разнообразие минерального состава коллекторов, различие структуры порового пространства и многообразие влияющих на снижение проницаемости факторов требуют индивидуального подхода к выбору действующего агента для обработки призабойной зоны пласта [3, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17].

Для базового обоснования выбора метода интенсификации добычи нефти в данной работе проведен сравнительный анализ геолого-физических характеристик и текущего состояния разработки эксплуатационных объектов Лангепасской группы месторождений, приуроченных к Западно-Сибирской НГП. Для всех исследуемых объектов характерно повышенная глинистость (до 14%), низ-

кая карбонатность (менее 1%) высокая расчлененность продуктивных пластов. Различия заключаются в фациальных условиях и как следствие этого различие в минералогическом составе, коллекторских свойствах.

Для прогнозирования и анализа эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи были разработаны упрощенные модели исследуемых пластов. Было выполнено группирование объектов и выделение объектов полигонов по известным методикам [18, 19, 20, 21]. На основе анализа усредненных геолого-статистических разрезов продуктивных толщин, обработанных математическими методами [22], были выделены основные пропластки и их параметры. Значения этих параметров таковы, что средние величины проницаемости модели пласта, пористости и продуктивной толщины соответствуют реальным значениям характеристик пластов. Свойства выделенных пропластков постоянны по простиранию. Параметры моделей объектов-полигонов сведены в таблице 1.

Таблица 1 – Модели пластов объектов-полигонов, используемых для математического моделирования

Пласт, месторождение	Номер пропластка	Толщина, м	Абсолютная проницаемость, мД	Пористость, %
ЮВ1/1, Лас-Еганское	1)	3	14	16
	2)	1.5	5	16
БВ8, Урьевское	1)	4.5	302	21
	2)	2.5	120	21
	3)	1.2	50	21
БВ6, Поточное	1)	4.26	463	20
	2)	5.3.	180	20
АВ1/3, Южно-Покачаевское	1)	0.54	99	19
	2)	0.95	45	19
	3)	1.4	20	19

Первый объект характеризуется низкой песчанистостью, поэтому соотношение вертикальной и горизонтальной составляющих проницаемости равно 100. Пропластки принимаются гидродинамически связанными, так как только в этом случае применение циклического воздействия имеет положительный эффект. Распределение нефте- и водонасыщенности в пласте определяется решением двумерной задачи вытеснения нефти водой до значения обводненности

получаемой продукции, равной величине средней текущей обводненности (72%).

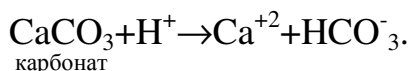
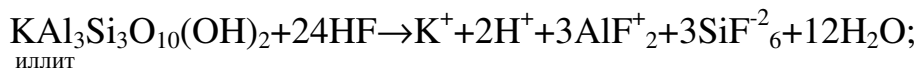
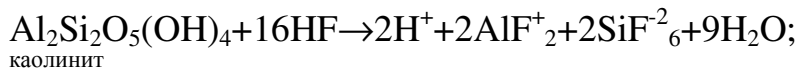
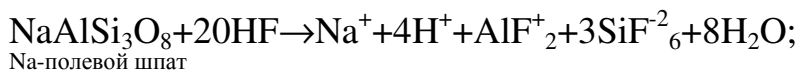
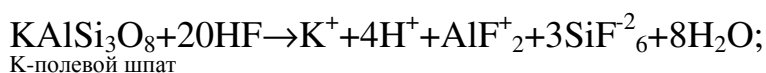
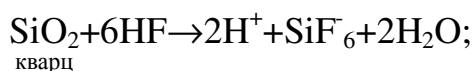
В остальных принятых моделях пропластки считаются гидродинамически несвязанными. Распределение нефте-водонасыщенности также задается решением задачи вытеснения до значений средней текущей обводненности продукции: 88,3 %, 97,3 % и 55.6% для второго, третьего и четвертого объекта-полигона.

Метод стимуляции нагнетательных и добывающих скважин глинокислотой - композицией из соляной и плавиковой кислот со стабилизирующими от выпадения нерастворимых солей добавками (органические кислоты) широко применяется для обработки призабойной зоны скважин [6, 9, 10, 11, 23, 24, 25, 26]. Раствор воздействует на минералы пород (карбонаты и глины) технологические жидкости и отложения, попадающие в призабойную зону пласта. Растворение отложений приводит к росту пористости и проницаемости призабойной зоны. Ограничением является высокая карбонатность пласта, в этом случае выщелачивание происходит в виде «червоточин».

ПАВ-кислотное воздействие (ПКВ) также распространено [27, 28]. Оно оказывает комплексное воздействие: отмывает углеводородные отложения, воздействует на скелет пласта (в основном глины и карбонаты), технологические жидкости и отложения, попадающие в призабойную зону пласта. Ограничения на применение отсутствуют, за исключением высокой обводненности продукции в добывающих скважинах.

Были рассмотрены нефтесодержащие коллекторы пласта ЮВ 1/1 Лас-Еганского месторождения. В этом пласте содержится большое количество (до 34%) полевых шпатов, глины (до 11%) и карбонатов (6%). С целью повышения дебитов скважин, вскрывающих пласт ЮВ 1/1, можно использовать обработки скважин глинокислотным раствором.

Основные химические реакции взаимодействия кислот с минералами породы описываются следующими схемами [29]:



Теория расчета основных параметров глинокислотной обработки (глубина проникновения кислотного раствора и прирост продуктивности скважины после обработки) приведена в работе [30]. В этой работе рассмотрена одномерная осесимметричная фильтрация раствора кислот в пористой среде при наличии химических реакций. Рассмотрена закачка кислотного раствора в слоистый пласт с гидродинамически изолированными пропластками. Значения искомых параметров обработки находятся из условия баланса масс реагирующих компонентов на фронтах химических реакций при условии равновесности процесса. В модели учитываются: минеральный состав пород, образующих пласт, состав кислотного раствора, стехиометрические коэффициенты основных реакций растворения породы кислотами, строение пласта (проницаемость, пористость, мощность пропластков, слагающих пласт). Полученное значение глубины проникновения кислотного раствора использовалось для оценки относительной продуктивности скважины после проведения обработки.

Для оценки эффективности воздействия рассматривалась модельная скважина с геолого-статистическим разрезом, построенным на основании данных таблиц 1 и 2, и составом пород. При моделировании использовался опыт аналогичных работ [31, 32, 33, 34]

Таблица 2 – Данные по строению и приемистости скважин, выбранных под глинокислотную обработку

Пласт	Проницаемость пропластка, мД	Мощность пропластка, м	Максимальный дебит скважины за все время эксплуатации $Q_{\max}$, т/сут	Дебит скважины в настоящее время Q , т/сут
ЮВ1/1	0,014 0,005	3 1.5	40	8
АВ1/3	0,099 0,045 0,02	0.54 0.95 1.4	120	80

Основными критериями для отбора скважин под обработку являются следующие: падение расходов жидкости в процессе эксплуатации более чем в два раза, низкие значения дебитов по жидкости в данное время (для нагнетательных скважин ниже $200 \text{ м}^3/\text{сут}$, для добывающих ниже $40 \text{ м}^3/\text{сут}$), невысокая неоднородность пласта по мощности (коэффициент расчлененности порядка 3). По данным о падении дебитов скважин были оценены размеры зоны загрязнения призабойной зоны.

Для расчетов эффективности проведения кислотных обработок выбранных скважин принимался следующий состав основного реагента рабочего раствора: 1% HF + 7% HCl. Концентрация кислот в растворе выбиралась исходя из требований минимизации коррозии обрабатываемых скважин. Объем закачки кислотного раствора выбирался в зависимости от продуктивной мощности пласта: из расчета 20 м^3 раствора на метр мощности [35].

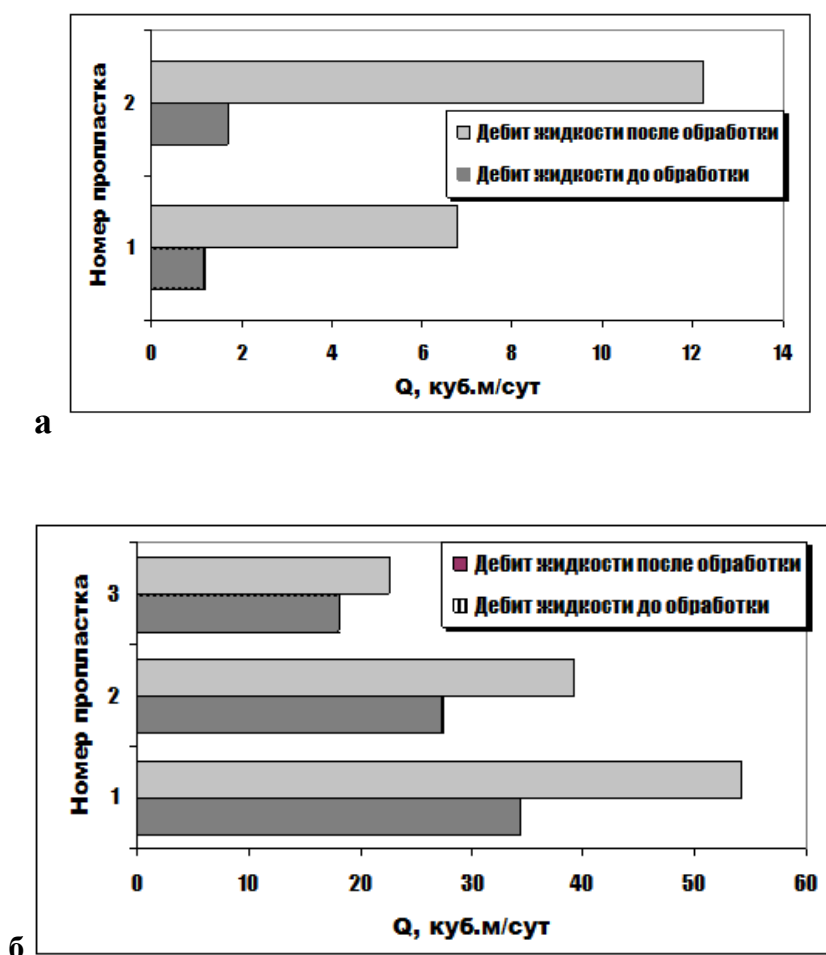


Рис.1. Диаграммы распределения приемистостей по пропласткам до и после кислотной обработки модельных скважин пластов

а) I группы, б) II группы

Прогноз эффективности обработки модели скважины сводятся к следующему. Общий объем рекомендуемой закачки кислотного раствора составляет 225 м³ и 144,5 м³ по объектам. В зависимости от проводимости пропластков указанные объемы распределяются по сечению пластов соответственно номерам пропластков следующим образом: 205,14, 19,9 и 80,7, 45,5, и 18,26 м³. Расчетные глубины проникновения загрязнения по пропласткам, для рассмотренных скважин, с учетом падения их приемистости в процессе эксплуатации составили: 0,66 м, 0,339 м, 0,66 м, 0,387 м и 0,261 м. Радиусы проникновения кислотного раствора по пропласткам в анализируемых скважинах, рассчитанные по упомянутой методике составили: 0,41 м, 0,231 м, 0,582 м, 0,355 м и 0,23 м. Изменения расхода жидкости после кислотной обработки ПЗП рассчитывались

для каждого пропластка по обобщенной формуле Дюпюи с учетом зональной неоднородности призабойной зоны скважин (зон выщелачивания породы кислотой и загрязнения). Распределение приемистостей модельных скважин по пропласткам до и после кислотной обработки приведено на рисунке 1.

Таким образом, выполнено моделирование процесса кислотного воздействия на ПЗП с целью интенсификации притока нефти и газа и сделан прогноз эффективности. Такое моделирование следует выполнять при планировании воздействия на ПЗП и прогнозировании технологического эффекта, что является неременным элементом метотехнологии восстановления и увеличения продуктивности скважины и нефтеотдачи пластов [6, 12, 13, 15, 33, 36, 37].

Список использованных источников

1. 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.
2. Котенев, Ю.А. Геология и разработка нефтяных месторождений при заводнении [Текст]: учебное пособие / Ю.А. Котенев, В.Е. Андреев, А.П. Чижев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – 188 с.
3. Анализ некоторых факторов, влияющих на качество вторичного вскрытия продуктивных пластов [Текст] / Р.Р. Ганиев, В.Г. Султанов, Г.С. Дубинский, Г.А. Шамаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1998. – № 11. – С. 34-36.
4. Дубинский, Г.С. О влиянии электрокинетических явлений на процессы в призабойной зоне скважины при первичном и вторичном вскрытии продуктивного пласта [Текст] / Г.С. Дубинский // Stredoevropsky vestnik pro vedu a vyzkum. – 2015. – Т. 81. – С. 45.
5. Дубинский, Г.С. Учет факторов влияющих на качество вскрытия продуктивного пласта в метотехнологии освоения скважин [Текст] / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев // Stredoevropsky vestnik pro vedu a vyzkum. – 2015. – Т. 80. – С. 51.
6. Метотехнология воздействия на продуктивный пласт при вскрытии и освое-

нии пласта [Текст] / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев, А.Ш. Мияс-саров, Н.И. Хузин // *Stredoevropsky vestnik pro vedu a vyzkum.* – 2015. – Т. 81. – С. 60.

7. Дубинский, Г.С. О необходимости учета электрокинетических явлений при вскрытии продуктивного пласта [Текст] / Г.С. Дубинский, С.А. Блинов // *Экспозиция. Нефть. Газ.* – 2008. – № 5 (73). – С. 46-48.

8. О снижении набухания глинистой составляющей коллекторов при контакте с фильтратом бурового раствора и жидкостью перфорации [Текст] / Г.С. Дубинский, С.А. Блинов, А.В. Овсюков, Г.В. Конесев // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* – 1999. – № 3. – С. 32-34.

9. Дубинский, Г.С. О необходимости планирования дополнительных мероприятий при освоении скважин из бурения [Текст] / Г.С. Дубинский, Р.Ш. Давлетов // *Stredoevropsky vestnik pro vedu a vyzkum.* – 2015. – Т. 75. – С. 80.

10. Канзафаров, Ф.Я. Планирование методов интенсификации притока нефти и увеличения нефтеотдачи с учетом свойств системы пласт-флюиды [Текст] / Ф.Я. Канзафаров, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // *Stredoevropsky vestnik pro vedu a vyzkum.* – 2015. – Т. 54. – С. 40.

11. О методе выбора скважин для проведения мероприятий по интенсификации притока нефти [Текст] / М.С. Антонов, М.Н. Шаймарданов, В.В. Пшеничников, В.Ш. Мухаметшин // *Нефтепромысловое дело.* – 2011. – № 12. – С. 29-30.

12. Дубинский, Г.С. О планировании технологий стимуляции скважин и ограничения водопритока [Текст] / 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. 138-146.

13. Алгоритм геолого-технологического обоснования применения адресных технологий освоения трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст] / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, А.Ш. Мияссаров, Р.Р. Хузин, Н.И. Хузин // *Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев.* – Уфа: Монография, 2013. – Вып. 2 (7). – С. 253-262.

14. Мухаметшин, В.В. Обобщение опыта проведения соляно-кислотных обра-

- боток 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.
15. 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 международной научно-технической конференции 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.
16. 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 международной научно-технической конференции 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.
17. Комплексный подход обоснования выбора скважин под технологии воздействия на остаточные запасы [Текст] / А.П. Чижов, А.В. Чибисов, О.В. Терехов, В.И. Стрелков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 9. – С. 34-36.
18. 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.
19. Группирование эксплуатационных объектов Лангепасской группы месторождений [Текст] / В.Е. Андреев, С.А. Яскин, А.П. Чижов, А.В. Чибисов // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: материалы Международной научно-практической конференции (Уфа, 21 мая 2015 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во Института проблем транспорта энергоресурсов Республики Башкортостан, 2015. – С. 57-58.

20. Мухаметшин, В.Ш. Группирование нефтяных залежей и его использование для повышения эффективности разработки месторождений [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Геология нефти и газа. – 1989. – № 11. – С. 22-26.
21. Группирование объектов разработки месторождений Бирской седловины [Текст] / А.П. Чижов, Ш.Х. Султанов, Р.И. Вафин, А.Г. Нугайбеков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2007. – № 2. – С. 16-21.
22. 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.
23. Андреев, В.Е. Опытнo-промысловые работы по регулированию профиля отдачи скважин месторождения Кожасай с использованием композиционного состава [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2014. – Т. 19. – № 2. – С. 79-84.
24. Андреев, В.Е. Обработка композиционным составом карбонатных коллекторов для выравнивания профиля отдачи и приемистости скважин [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2014. – Вып. 3 (8). – С. 131-135.
25. Особенности применения технологии солянокислотной обработки скважин месторождения Алибекмола [Текст] / З.А. Куангалиев, С.Н. Патова, А.С. Тышканбаева, А.В. Андреев, Г.С. Дубинский // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения): сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2012. – Вып. 1 (6). – С. 321-324.
26. Применение на Астраханском газоконденсатном месторождении технологии интенсификации добычи газа с элементами водоизоляции на основе кислотных составов алюмосиликатов [Текст] / А.Г. Филиппов, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев, А.П. Чижов, Г.С. Дубинский, С.С. Бадретдинов, А.В. Чибисов, Тахер Абдул Али Карем // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и

нефтепродуктов. – 2009. – № 2. – С. 10-15.

27. Хайредин, Н.Ш. Геолого-технологические особенности разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного региона с применением методов увеличения нефтеотдачи [Текст]: учебное пособие / Н.Ш. Хайредин, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 119 с.

28. Совершенствование методов ограничения водопритокков 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.

29. Li, Y.-H. Mathematical modeling of secondary precipitation from sandstone acidizing [Text] / Y.-H. Li, J.D. Fambrough, C.T. Montgomery // SPE Journal. – 1998. – № 12. – P. 393-401.

30. Кадочникова, Л.М. Нестационарная фильтрация в призабойной зоне скважин при наличии неоднородностей в пласте [Текст]: автореф. дис. / Л.М. Кадочникова. – Тюмень, 1999. – 18 с.

31. Моделирование технологии интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах с использованием композиционных составов регулирующего действия [Электронный ресурс] / В.Е. Андреев, К.М. Федоров, Г.С. Дубинский, А.В. Андреев // Наука и образование в XXI веке: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции в 34 ч. (Тамбов, 30 сентября 2013 г.) / коллектив авторов. – Тамбов: Бизнес-Наука-Общество, 2013. – Ч. 12. – С. 20. – Режим доступа: http://ucom.ru/doc/conf/2013_09_30_12.pdf.

32. Моделирование кислотного воздействия на карбонатные коллекторы с использованием композиционных составов, регулирующих профили отдачи и приемистости скважин [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Федоров, А.В. Андреев // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2014. – Вып. 3 (8). – С. 216-223.

33. Дизайн и реализация технологии воздействия на карбонатный коллектор с

использованием «замедлителя» кислоты [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Фёдоров, А.В. Андреев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 2 (96). – С. 5-14.

34. Математическое моделирование и результаты обработки карбонатного пласта замедленным кислотным составом на месторождениях Кожасай и Алибекмола [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.Е. Андреев, З.А. Куангалиев // Stredoevropsky vestnik pro vedu a vyzkum. – 2015. – Т. 83. – С. 180.

35. Исследование коллекторских, физико-химических и петрофизических свойств коллекторов региона при их взаимодействии с химическими реагентами [Текст]: повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» в 1998-2005 гг. / А.В. Овсяков [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – 412 с.

36. Дубинский, Г.С. Метотехнологический подход к выбору технологии восстановления и увеличения продуктивности скважин и нефтеотдачи пластов [Текст] / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, Ф.Я. Канзафаров // Stredoevropsky vestnik pro vedu a vyzkum. – 2015. – Т. 54. – С. 35.

37. Андреев, В.Е. О применимости методов интенсификации притока нефти и увеличения нефтеотдачи для извлечения защемленной нефти [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ф.Я. Канзафаров // Stredoevropsky vestnik pro vedu a vyzkum. – 2015. – Т. 54. – С. 38.

**АНАЛИЗ И АДАПТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ
ВОДОПРИТОКА ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»**

Д.А. Баталов

*(ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»,
заместитель главного инженера – начальник ЦДУ)*

В.В. Мухаметшин

*(ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»,
руководитель проектного офиса «Ранняя нефть»)*

В.Е. Андреев

*(Государственное автономное научное учреждение «Институт нефтегазовых
технологий и новых материалов Республики Башкортостан»,
директор)*

Г.С. Дубинский

*(Государственное автономное научное учреждение «Институт нефтегазовых
технологий и новых материалов Республики Башкортостан»,
ведущий научный сотрудник)*

Аннотация: В работе сделан анализ испытаний реагентов и технологий. Предлагаемые технологии и реагенты позволят ограничить водоприток в добывающие скважины и увеличить нефтеотдачу.

Ключевые слова: комплексная технология, водоизолирующая композиция, вытесняющий агент с улучшенными отмывающими свойствами, загущенная оторочка.

THE ANALYSIS AND ADAPTATIONS OF TECHNOLOGIES OF RESTRICTION OF WATER INFLOW FOR CONDITIONS OF FIELDS OF LLC LUKOIL-WESTERN SIBERIA

D.A. Batalov

*(LLC "LUKOIL – Western Siberia", Kogalym,
deputy chief engineer – head of CDU)*

V.V. Mukhametshin

*(LLC "LUKOIL – Western Siberia", Kogalym,
head of project office "Early oil")*

V.E. Andreev

*(State autonomous research institute “The Institute of oil technology and new materials of Bashkortostan Republic”,
director)*

G.S. Dubinsky

*(State autonomous research institute “The Institute of oil technology and new materials of Bashkortostan Republic”,
leading researcher)*

Annotation: In this paper, we tested water shutoff composition on the basis of polyacrylic-nitrile. Performed analytical and laboratory studies. Studied composition allows to limit the inflow of water in high permeability channels.

Keywords: complex technology, water shutoff composition, the forcing-out agent with the increased viscosity, with the improved washing properties.

В настоящее время, большой проблемой нефтедобычи является высокая обводненность продукции добывающих скважин и, как следствие, большие объемы попутной воды. Это ведет к недостаточно эффективной разработке месторождений и росту энергозатрат. Для сокращения объема попутнодобываемой воды обычно применяют технологии основанные на применении химических реагентов, способных образовывать в пласте экраны и/или барьеры со-

стоящие из водонерастворимого геля, осадка или изменять реологические свойства вытесняющей воды.

В научно-техническом плане проблема сводится к планированию, разработке и реализации эффективных мероприятий по ограничению движения воды в промытых зонах продуктивного пласта с дальнейшим вовлечением в разработку низкопроницаемых и застойных зон, а также увеличению коэффициента вытеснения нефти путем улучшения отмывающих свойств вытесняющего агента.

Существующие технологии ограничения водопритокров разделяют на два типа. Во-первых, технологии регулирующие проницаемость водопроводящих каналов пласта за счет закачки полимеров или внутрипластового осадкообразования. Технологический процесс приводит к выравниванию фронта вытеснения нефти водой, происходит создание водонепроницаемых барьеров, полностью блокирующих фильтрацию через водопроводящие каналы и пропластки [1, 2, 3].

Исходя из представлений о механизме увеличения нефтеотдачи пластов при закачке в неоднородные пласты осадкообразующих составов с последующим воздействием нефтewытесняющей композицией, с учетом общих принципов разработки нефтяных залежей, геолого-физического строения коллекторов, рассмотрена последовательность выполнения работ при выборе опытных участков и отдельных скважин для закачки осадкообразующего состава и нефтewытесняющей композиции в неоднородные по проницаемости пласты. Механизм увеличения коэффициента нефтеотдачи при закачке осадко-, гелеобразующих составов с последующим воздействием нефтewытесняющей композицией основан на увеличении охвата пласта воздействием закачиваемой воды путем временного снижения проницаемости или закупоривания высокопроницаемых обводнившихся прослоев неоднородного пласта, а также высокопроницаемых интервалов пласта, обладающего значительной толщиной. Таким образом, возможно ограничение движения воды по высокопроницаемым каналам с целью изменения направления фильтрационных потоков, а последующая за-

качка нефтewытесняющей композиции будет увеличивать коэффициент вытеснения нефти.

Например, такие осадки образуют составы на основе алюмохлоридов, например, реагент РВ-3П-1. Примером загущенного нефтewытесняющего состава с улучшенными отмывающими свойствами может служить композиция на основе поверхностно-активного вещества (ПАВ) АФМ₁₂ и полиакриламида (ПАА).

Создание эффективных технологий ограничения водопритокw и повышения нефтеотдачи, путем изменения фильтрационных потоков с применением осадкообразующего реагента РВ-3П-1 с последующей закачкой нефтewытесняющего агента на основе ПАВ АФМ₁₂ и лигносульфоната (комплексная технология), а также применение технологии создания загущенной оторочки с улучшенными нефтеотмывающими свойствами за счет сверхнизкого межфазного натяжения на основе ПАВ АФМ₁₂ и ПАА, позволили увеличить эффективность разработки на опытных участках. Также находят успешное применение сшитые полимерные системы (СПС) [4, 5, 6]. Есть опыт применения СПС с последующим реагентным или кислотным воздействием, с проталкиванием оторочки вглубь пласта [6]. Применение гелеобразующих агентов происходит и при ограничении водопритокw созданием барьеров в призабойной зоне добывающих и нагнетательных скважин [6, 7]. Выбор реагентов был определен максимальной их эффективностью (в лабораторных и промысловых условиях) [3, 4, 5], доступностью и относительно небольшой стоимостью. Подбор составов выполнялся для условий Лангепасской группы месторождений. При подборе компонентов учитывались основные особенности геолого-физических характеристик объектов. Проводился системный анализ процесса разработки с применением метотехнологии [8]. Для увеличения корректности подбора технологий использовался метод группирования объектов и выделения в группах типичных объектов-полигонов [3, 9, 10, 11].

Отметим, что сложность строения основных продуктивных пластов, изменчивость коллекторских свойств, неравномерность заводнения пластов, низкий охват воздействием при обычном заводнении и ожидаемая относительно низкая

нефтеотдача характеризует многие месторождения ТПП «Лангепаснефтегаз».

Так как каждое из месторождений группы имеет свои специфические особенности, выбраны были две технологии с учетом основных характеристик объектов применения: для пластов БВ6 и БВ8 Урьевского месторождения – комплексная технология, основанная на создании водоизолирующего экрана и закачке оторочки вытесняющего агента с повышенными нефтеотмывающими свойствами; для пласта АВ₁₋₂ Нивагальского месторождения – технология создания водоизолирующего экрана с последующей закачкой оторочки реагентов повышенной вязкости и снижающих межфазное натяжение. Подобрано несколько комбинаций реагентов и составов по каждой технологии.

Список использованных источников

1. Гусев, С.В. Опыт применения осадкообразующих композиций для увеличения нефтеотдачи высокообводненных пластов Западной Сибири [Текст] / С.В. Гусев, В.В. Мазаев, Я.В. Коваль // СибНИИНП: труды. – Тюмень, 1996. – С. 60-63.
2. Хайредин, Н.Ш. Осадкогелеобразующие технологии увеличения нефтеотдачи пластов и снижения обводненности продукции [Текст]: учебное пособие / Н.Ш. Хайредин, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 149 с.
3. Геолого-технологическое обоснование и прогнозирование применения методов увеличения нефтеотдачи для крупных нефтегазоносных территорий [Текст]: учебное пособие / Н.Ш. Хайредин, В.Е. Андреев, К.М. Федоров, Ю.А. Котенев, В.Ш. Мухаметшин, А.В. Сиднеев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1997. – 116 с.
4. 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.

5. Исследования композиции на основе полиакрилонитрила с целью адаптации технологии для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев // Международный научный институт «EDUCATIO». – 2015. – № 11 (18). Ч. 2. – С. 139-143.

6. Совершенствование методов ограничения водопритокков 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.

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. (Допущено УМО)

8. Султанов, Ш.Х. Метотехнология системного анализа разработки месторождений с различными категориями трудноизвлекаемых запасов [Текст] / Ш.Х. Султанов. – Уфа: Монография, 2009. – 204 с.

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. Мухаметшин, В.Ш. Группирование нефтяных залежей и его использование для повышения эффективности разработки месторождений [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Геология нефти и газа. – 1989. – № 11. – С. 22-26.

11. Группирование объектов разработки месторождений Бирской седловины [Текст] / А.П. Чижов, Ш.Х. Султанов, Р.И. Вафин, А.Г. Нугайбеков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2007. – № 2. – С. 16-21.

УДК 622.276.6

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКОВ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СРЕДНЕОБСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

А.А. Валеева, Е.А. Машкова

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа)*

Аннотация: Рассмотрены методы интенсификации притоков нефти на месторождениях Западной Сибири. Приведены примеры применения методов увеличения нефтеотдачи: повторной перфорации, разрыва пласта, метода переменного давления, применения соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта.

Ключевые слова: интенсификация притоков, испытание скважин, разрыв пласта, повторная перфорация, соляно-кислотная обработка призабойной зоны.

UDC 622.276.6

THE INTENSIFICATION OF OIL TRIBUTARIES IN THE MIDDLE OB OIL-GAS REGION

A.A. Valeeva, E.A. Mashkova

(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa)

Annotation: Methods of an intensification of flows of oil at fields in Western Siberia. Examples of application of methods of enhanced oil recovery: re-perforation, fracturing, the method of variable pressure, the use of hydrochloric acid treatment of bottomhole formation zone.

Keywords: intensification of the tributaries, the well test, fracturing, re-perforating, hydrochloric acid treatment of bottom-hole zone.

Месторождения расположены в Тюменской области, в северной части Среднеобской нефтегазоносной области (НГО). В нефтегазоносной области выделяется Имилорская группа месторождений, куда входят Имилорское, Западно-Имилорское, Северо-Когалымское и Восточное месторождения [3].

Месторождения имеют сложное геологическое строение, относятся ко II группе сложности («сложные» или «очень сложные»), характеризующиеся на-

личием зон литологических замещений, зон аномального строения отложений, выклинивания продуктивных пластов, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов [5, 6].

Более 70% запасов категории C_1 Имилорского и Западно-Имилорского месторождений - это запасы ачимовской и юрской групп пластов.

При испытании скважин на Имилорском, Западно-Имилорском и Источном месторождениях было проведено значительное количество обработок по интенсификации притоков.

Работы по интенсификации притоков были проведены на 86 скважинах Имилорского, Западно-Имилорского и на 5 скважинах Источного месторождений. Для очистки призабойной зоны пласта и улучшения фильтрационно-ёмкостных свойств с целью увеличения продуктивности коллекторов применялись такие методы интенсификации: повторная перфорация, разрыв пласта с помощью порохового генератора давления (ПГД-БК), метод переменного давления (МПД), повторная перфорация в комплексе с ПГД-БК, либо с МПД, либо с ПГД-БК и МПД (рис. 1).

В единичных случаях применялся кавитационно-имплазивный метод, а также метод управления циклическими депрессиями, основанный на применении струйных насосов.

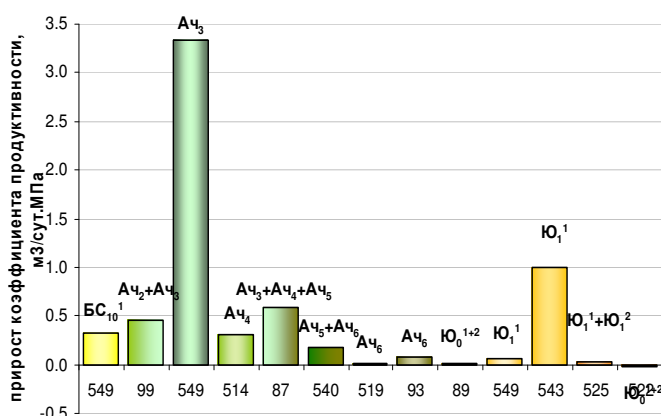


Рис. 1 Изменение коэффициента продуктивности в результате проведения комплекса методов интенсификации при опробовании скважин

Кроме этого применялись физико-химические методы, включающие соляно-кислотную обработку призабойной зоны пласта, обработку смесью СВК и

CaCl_3 , либо раствором CaCl_2 , либо раствором бисульфата натрия, либо раствором каустика (рис. 2, 3).

Наиболее эффективными оказались работы по интенсификации притока при опробовании нефтенасыщенной части пласта Ач3 (по ГИС пласт обладает хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами), где после повторной перфорации, СКО, МПД до 5 циклов, ПГД-БК получен фонтан нефти.

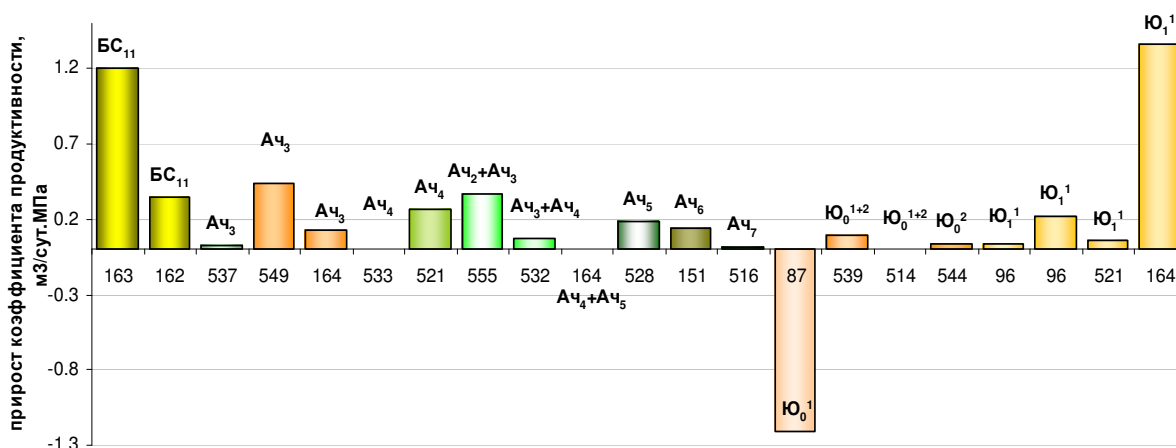
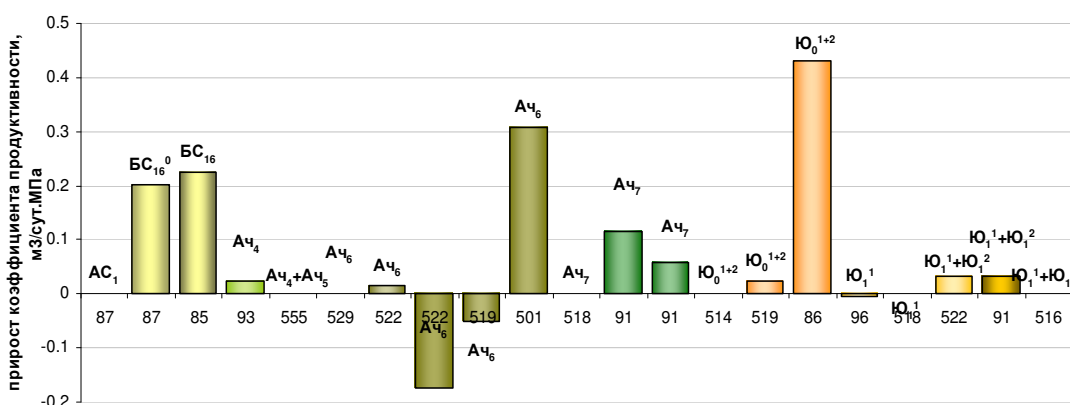


Рис. 2 Изменение коэффициента продуктивности в результате проведения повторной перфорации при опробовании скважин

На 8 объектах где при первоначальном опробовании притока не получено, после применения повторной перфорации с ПГД-БК на скважинах на растворе хлористого кальция, МПД (до 14 циклов) была установлена гидродинамическая связь с пластом. В результате получен приток пластового флюида продуктивностью от 0,091 до 0,480 м³/сут*МПа.

Применение тех же методов интенсификации притоков на 43 объектах оказались менее эффективными: продуктивность увеличилась на 0,002-0,198, что объясняется высокой загрязнённостью пласта (ΔP_0 колеблется от 7,9 до 15,7 МПа), способствующей снижению фильтрационных свойств отложений в несколько раз по отношению к естественной проницаемости пласта, а иногда и



полной изоляции пласта от ствола скважины.

Рис. 3 Изменение коэффициента продуктивности в результате применения метода переменного давления на растворе смеси СВК и CaCl_2

Получение отрицательного эффекта, вероятно, связано с неправильно выбранными методами интенсификации притоков, недостаточной работой с пластом. По ГИС испытываемые коллекторы характеризуются хорошими параметрами: $\alpha_{\text{ПС}}$ изменяется от 0,34 до 1,0 при Нэф. от 1,0 до 10,8 м. Характерным для рассматриваемых объектов является высокое значение ΔP_0 , колеблющееся в пределах от 11,8 до 14-85 МПа. Изучение коллекторских свойств и условий вызова притока из пластов, методов воздействия на пласт, позволяет сделать вывод о том, что эти пласты просто не освоены [1, 4].

Какого-либо успешного сочетания обработок по пластам не выявляется: одни и те же обработки, проведенные на пластах одной группы в одинаковой последовательности, могут давать как положительный, так и отрицательный результат [2, 7].

Наиболее успешным на объектах месторождений было проведение повторной перфорации, повторной перфорации с ПГД-БК, МПД на растворе смеси СВК и CaCl_2 , комплекса методов интенсификации, включающего МПД, СКО, повторную перфорацию и ПГД-БК в их различных сочетаниях, неэффективным было проведение самостоятельных СКО на объектах.

В целом набор методов интенсификации притоков на месторождениях ограничен и недостаточен объём физико-химических методов обработки пласта. Большое количество сухих объектов и малодебитных притоков являются тому свидетельством.

Запасы рассматриваемых месторождений требуют уточнения, т.к. по некоторым скважинам, вскрывшим пласты в границах запасов категории C_1 , при опробовании получен приток воды с пленкой нефти.

Таким образом, большая часть запасов Имилорского и Западно-Имилорского месторождений относится к трудноизвлекаемым и их разработка требует применения новых технологий, направленных на интенсификацию до-

бычи нефти и повышение нефтеотдачи.

Список использованных источников

1. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений [Текст]: учебник / В.С. Бойко. – М.: Недра, 2010.
2. Иванов, С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам [Текст] / С.И. Иванов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006.
3. Клещев, К.А. Нефтяные и газовые месторождения России [Текст]: в 2-х кн. Кн. 2: Азиатская часть России / К.А. Клещев, В.С. Шеин. – М.: ВНИГНИ, 2010. – 720 с.
4. Муслимов, Р.Х. Планирование дополнительной добычи нефти и оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи [Текст] / Р.Х. Муслимов. – Казань: Изд-во КГУ, 1999. – 280 с.
5. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири [Текст] / А.А. Нежданов, В.А. Пономарев, Н.А. Туренков, С.А. Горбунов. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000.
6. Рудкевич, М.Я. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна [Текст] / М.Я. Рудкевич, Л.С. Озеранская, Н.Ф. Чистякова. – М.: Недра, 1988.
7. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов [Текст] / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

УДК 622.276

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Н.А. Ворсина

*(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет» в г. Октябрьском, ст. преп. каф. РРНГМ)*

А.В. Михайлов

*(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет» в г. Октябрьском, БГРЗ 11-12)*

Аннотация: В статье рассматриваются методы утилизации попутного нефтяного газа. Одним из возможностей представлено использование тепла при сжигании попутного газа и газоконденсата для нужд теплиц, оценены эффективность этого метода, также его экономическая выгода по сравнению с другими методами.

Ключевые слова: нефть, попутный нефтяной газ, теплица, утилизация.

UDC 622.276

THE WAYS OF THE ASSOCIATED GAS USAGE

Annotation: The article considers the associated petroleum gas utilization methods.

One of the possibilities presented is using the heat from the associated gas combustion and gas condensate for the needs of the greenhouses, the effectiveness of this method is evaluated, also its cost effectiveness compared to the other methods.

Keywords: oil, associated petroleum gas, greenhouse, recycling.

В России одна из главных проблем экологии и энергетики это сжигание попутного нефтяного газа [5], хотя в последние годы был резкий скачок в по-

ложительную сторону, что позволило России выйти из антирейтинга сжигания попутного нефтяного газа, на данный момент сжигание которого составляет около 10,5 млрд. куб. м. утилизация которого достигла отметки в 86,5%. С отставанием, и не такими высокими темпами как планировалось, но задачу мы все-таки решаем – отмечает глава государства.

Политическое регулирование в последнее время вместе с нормативно-правовыми актами, которые подразумевают наложение на недропользователей высоких штрафов [1, 2] вплоть до изъятия лицензионных участков, положило тенденцией к положительному скачку, но все же отмеченную цифру в 95 % по оценкам экспертов Россия перейдет не ранее 2020 года. Также сказывается подешевевшая в цене нефть, что приводит к уменьшению инвестиций в модернизацию и строительству соответствующего оборудования.

Сжигание попутного нефтяного газа связана с недостаточной инфраструктурой или по экономическим соображениям. Поэтому есть несколько методов утилизации его:

- Закачка обратно в Землю попутного газа.

Некоторые крупные нефтяные компании внедряют данную технологию для повышения внутрипластового давления [4], что увеличивает компонентоотдачу из скважины и лучше с этим справляется в сравнение с закачкой воды. Минус этого эффекта кратковременность по сравнению с экономическими вложениями в данный метод, так как технология требует сложного дорогого импортного оборудования и дополнительной квалификации персонала.

- Подача в газовые трубопроводы попутного газа.

Один из нужных способов но к сожалению для этого требуется его переработка в виде, разделения на фракции и осушения его (Газпром предъявляет очень жесткие требования к его очистке), да газовая труба проложена не везде [3]. Также цена газа полностью подготовленного к закачке составляет 20-30 долларов за 1000 м³, что является очень невыгодным, естественно и эмоционально не комфортно, так как ваш же газ будет продан почти в 10 раз дороже.

- Получение электрической энергии

На данный момент широко используемый метод особенно в районах Сибири, что уменьшает затраты на электроэнергию, а комплексе с тепловыми (паротурбинами) более выгоден [4, 6]. Но в промышленном получении электроэнергии малоэффективен, так как проблематично передавать потребителям. Даже если имеются рядом ЛЭП, это не решает проблемы в связи с тем, что электроэнергетика и добыча нефти разные вещи. Связать в промышленном масштабе их проблематично.

- Получение жидких моторных топлив.

Попутный газ при достаточном количестве энергии – неплохое решение проблемы синтеза жидкого моторного топлива. Но все же эта технология требует очень серьезного оборудования химического синтеза, а для промышленного синтеза требуются дополнительные расходные вещества. Также остается вопрос транспортировки полученного продукта [7].

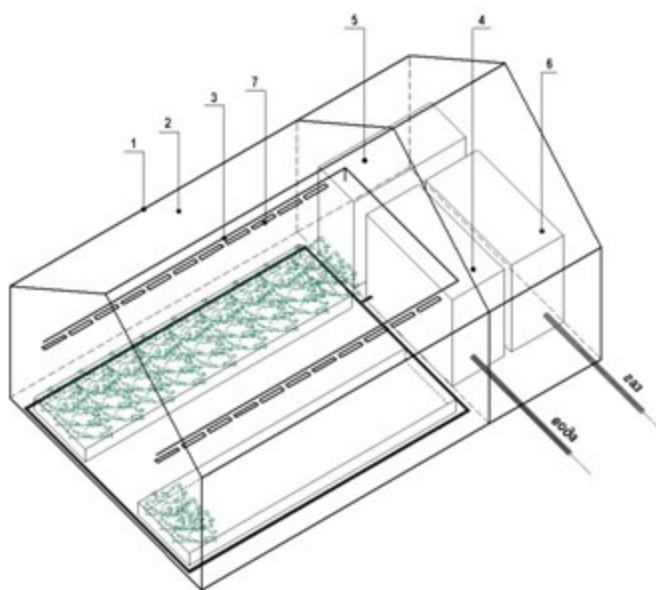
В большинстве случаев попутный газ тяжело утилизировать в отдаленных районах, для этого чтобы газ не сжигать в пустую, а использовать его на месте зачастую инфраструктура расположенных рядом добывающих рабочих поселков или населенных пунктов не приспособлена для приема или переработки этого газа. Нужно использовать сгораемое тепло для сельскохозяйственных нужд, помогая улучшению экологии и снижению экологических штрафов. Это касается животноводства (обогрев воды для скотины и обогрев помещения) и растениеводства, последнее и является экономически выгодным, но так как животноводство не может существовать без растениеводства тоже оправданно и для него.

Практически в каждом цехе добычи есть своя котельная по сжиганию газа, где в большинстве не требуется возможная модернизация оборудования, что требует больших затрат и не потребует, где нет котельной установки возможна установка небольших газовых водогрейных и отопительных котлов, которые отдав этот попутный газ малым предпринимателям можно разместить малые теплицы. Обогрев воды для теплиц тоже немало важный фактор [8]. Также в

цехах где присутствует котельные есть уже обученный персонал за слежением за котельной, что также сокращает расходы. Сокращает расходы то, что нет необходимости в постройки инфраструктуры в виде дорог, линий электропередач и в некоторых случаях организация канализационных систем. Где же объем сжигания попутного газа велик, соответственно, возможна постройка огромных теплиц способная выращивать продукты, как для местного рынка так и на экспорт, дешевое тепло способствует быстрой окупаемости проекта. CO_2 , выделяемое при сгорании газа используется для повышения урожайности в теплицах. Горячую воду или пар используют для дальнейшего приготовления кормов для животных.

Тепло используемое при сгорании попутного газ для теплиц особенно выгодно использовать в районах Сибири – это сокращение расходов на транспорт в связи с тем, что большинство продуктов завозят с других регионов, что является недостатком в получении свежих овощей. Возможность стабильного производства продуктов позволяет создать дополнительные рабочие места, а также поступление налогов в бюджет государства [9,10].

Также где существует проблема с утилизацией газоконденсатов можно которые в основном утилизируются методом сжигания, также можно использовать для отопления теплиц



Схематичный вид теплицы на попутном газе

1. Каркас 2. Поликарбонатные панели 3. Система верхнего отопления 4. Котельная установка 5. Электрогазогенератор 6. Система приготовления попутного нефтяного газа 7. Система освещения

Из видимых недостатков можно определить:

- нужно договариваться продаже неиспользуемого попутного газа по дешевке, а также о транспортировке персонала до места работы и отдыха
- теплицы для суровых климатических условий выше в цене
- нужны ограждения для теплиц для защиты от диких животных так как в основном находится теплицы будут вдали от населенных пунктов
- летом котельная использует меньше газа

Список использованных источников

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. 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.
3. Миннигалимов, Р.З. Совершенствование технологии переработки нефтяных шламов [Текст] / Р.З. Миннигалимов, Р.А. Нафикова // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 105-107.
4. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 25 с.
5. 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.
6. Самигуллина, Л.З. Нормативные аспекты нефтегазовой терминологии [Элек-

тронный ресурс] / Л.З. Самигуллина // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 447-456. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

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

8. Хламушкин, И.К. Техничко-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.

9. 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.

10. Тынчеров, К.Т. Оценка качества устройств контроля автоматизированных систем управления технологическим процессом [Текст] / К.Т. Тынчеров // Вестник Московского авиационного института. – 2011. – Т. 18. – № 3. – С. 216.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В НГДУ «БАВЛЫНЕФТЬ»

Н.А. Ворсина

*(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет» в г. Октябрьском, ст. преп. каф. РРНГМ)*

Т.М. Исмаилов

*(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет» в г. Октябрьском, БГРВ 11-11)*

Аннотация: Статья посвящена вопросам повышения эффективности подготовки нефти до товарных качеств. Особое внимание уделено вопросам доведения

давления насыщенных паров до требуемых величин. Рассмотрены различные варианты решения проблем и предложена ступень горячей вакуумной сепарации с использованием водокольцевого насоса. Проведена оценка эффективности предложенных мероприятий.

Ключевые слова: нефть, кондиционные значения, давление насыщенных паров, горячая вакуумная сепарация.

UDC 622.276

**THE OF OIL PRODUCTION EFFICIENCY IMPROVING AT
NGDU «BAVLYNEFT»**

Annotation: The article is devoted to the issues of oil to marketable qualities preparation efficiency increasing. Special attention is paid to the issues of bringing the saturated vapor pressure to the required values. Various problem solutions are discussed and the hot vacuum separation stage using a liquid ring pump is offered. The evaluation of the measures proposed effectiveness is estimated.

Keywords: oil, certified values, saturated vapor pressure, hot vacuum separation.

Давление насыщенных паров нефти (ДНП) определяет кондиционность товарной нефти по требованиям ГОСТ Р 51858-2002 ,предельная величина составляет 500 мм. рт. ст.

Таблица 1 – Группы нефти согласно ГОСТ Р 51858-2002

Наименование показателя	Норма для группы нефти	Метод определения

теля	1	2	3	ления
Давление насыщенных паров (ДНП), ммрт.ст.	500	500	500	По ГОСТ 1756-2000

На сегодняшний день в цехе ППН вопрос [1,2] снижения давления насыщенных паров нефти является актуальным. На установке подготовки нефти цеха ППН нами было произведено определение давления насыщенных паров по ходу движения нефти в процессе ее подготовки. Результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Изменение ДНП нефти в процессе ее подготовки

	Место отбора пробы	ДНП, мм рт. ст.
Девонская нефть	На входе в сырьевой сепаратор	654
	На выходе из сырьевого сепаратора (до сырьевого резервуара)	629
	На входе на блок подготовки (после сырьевого резервуара)	615
	На выходе с блока подготовки	591
	На выходе из сепаратора готовой нефти (до товарного резервуара)	583
Угленосная нефть	На входе в сырьевой сепаратор	604
	На выходе из сырьевого сепаратора (до сырьевого резервуара)	580
	На входе на блок подготовки (после сырьевого резервуара)	577
	На выходе с блока подготовки	564
	На входе в сепаратор готовой нефти	544
	На выходе из сепаратора готовой нефти (до товарного резервуара)	534
Товарная нефть		535

Проанализировав полученные данные, мы пришли к выводу, что существующая схема отбора газа не позволяет нам привести ДНП готовой нефти к требуемым значениям [3]. Мы несли реальный риск получения некондиционной нефти о несоответствии ДНП по ГОСТ 51858-2002. Для того чтобы снизить ДНП нефти ниже 500 мм рт. ст., мы выдерживали нефть в резервуарах не менее 10 часов, но из-за недостаточности дополнительных объемов для отстаивания

иногда приходилось уменьшать количество поступающей жидкости с промыслов. Также в холодное время года при остывании нефти возникают проблемы с соблюдением норм по температуре и плотности [4]. Данная технология была затратная и требовала дополнительный резервуар вместимостью не менее 5000м³. Стоимость строительства такого резервуара составляет около 50,0 млн. рублей.

Совместно с институтом ТатНИПИнефть был произведен анализ и сделан вывод: снижение ДНП в товарной нефти до требований ГОСТ Р 51858-2002 возможно при пониженном давлении в сепараторах готовой нефти. Для снижения давления рассматривались применение компрессорной установки и блока водокольцевого насоса.



Рисунок 1 – Водокольцевой насос

По техническим характеристикам и экономической целесообразности водокольцевой насос оказался предпочтительнее [5,6]. Работа водокольцевого насоса основана на том, что при вращении лопастного колеса со смещенной осью вращения, в корпусе образуется вращающееся водяное кольцо. Газ откачивается в результате изменения объема каждой из ячеек между лопастями ротора вместе с жидкостью.

Строительство блока горячей вакуумной сепарации началось в конце 2013г., опытно-промышленные испытания работы блока начались в апреле

2015г. Технологическая схема блока вакуумной сепарации предусматривает снижение давления в сепараторах № 7, 8 [9,10]. Газ, выделившийся из нефти с сепараторов №7 и № 8, через вертикальный газосепаратор С № 9 поступает на приём водокольцевого насоса. Для компримирования газа в него подаётся пресная вода. Газоводяная смесь с выкида водокольцевого насоса поступает в два газоводоотделителя С №10 и С №11, с которых газ поступает в систему газосбора и далее на Бавлинскую установку сероочистки газа. Вода с газоводоотделителя С №10 и С № 11 откачивается на УПН для промывки солей.

Нефть, после блока подготовки поступает на прием сепараторов 3 ступени. Водокольцевым насосом происходит отбор газа из вертикального газового сепаратора, который связан с сепаратором 3 ступени и служит для исключения попадания нефти в водокольцевой насос. В результате в сепараторах 3 ступени создается разрежение -0,1 атм., тем самым понижается ДНП и уменьшается содержание сероводорода. После газожидкостная смесь поступает в горизонтальный сепаратор, где вода удаляется насосом в технологию УПН. Газ поступает на установку сероочистки.

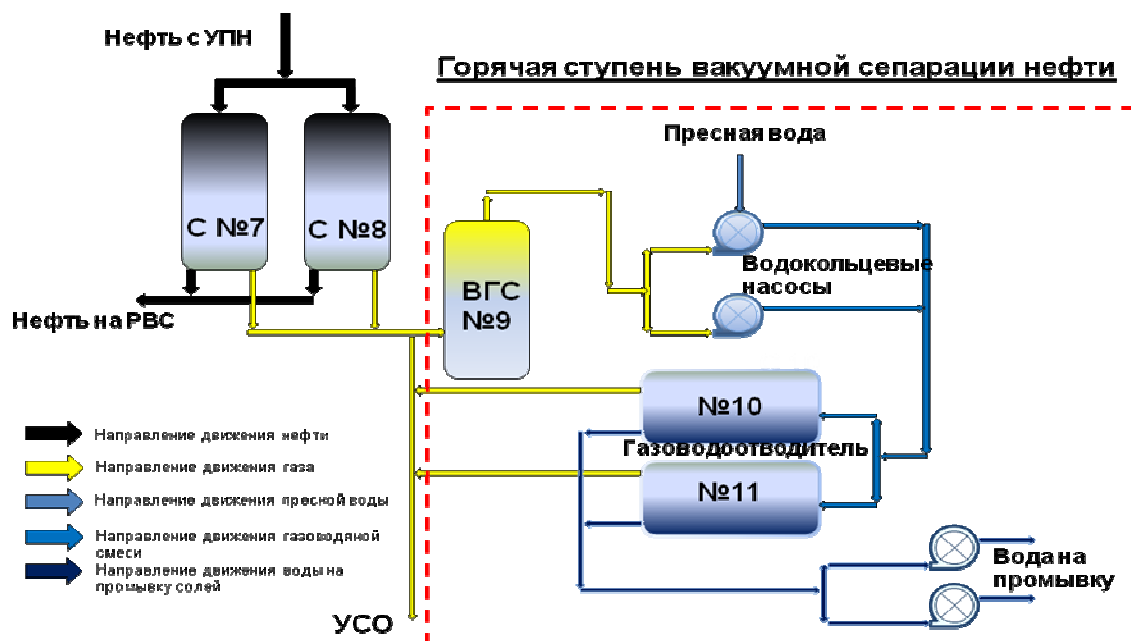


Рисунок 2– Схема блока горячей вакуумной сепарации

Объем инвестиций составил – 43млн 321 тыс. р. По расчетным данным, только за счет исключения срывов сдачи нефти, срок окупаемости с начала ра-

боты составляет менее года, чистый дисконтированный доход [7,8] составил 11 млрд. руб. Индекс доходности составил 1,66 д. ед.

Таблица 3 – Экономическая эффективность проекта

Показатели	Единица измерения	Показатели
Объем инвестиций	тыс.руб	43321
Срок окупаемости	год	2
ЧДД	тыс.руб.	11105469
ИД	д.ед.	1,66

К положительным эффектам от внедрения вакуумной сепарации нефти относим:

- 1)обеспечение достижения качества товарной нефти по ГОСТ Р 51858;
- 2)Снижение расхода подаваемого нейтрализатора сероводорода на 20%, что соответствует экономии по году более 20 млн.руб ;
- 3) Уменьшение объема используемой пресной воды, около 1170 м3 в месяц.

При этом мы получили и отрицательные эффекты:

- увеличение «жирности» ПНГ, что влечет потери нефти и интенсивное выпадение конденсата в газопроводе;
- увеличение затрат на обслуживание КИП и другого оборудования;
- наличие импортного оборудования (риски при эксплуатации и ремонте)

Список использованных источников

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. Нафикова, Р.А. Влияние вязкости нефтяного шлама на эффективность его переработки на промыслах [Текст] / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подго-

- товки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 1. – С. 118-120.
3. Миннигалимов, Р.З. Совершенствование технологии переработки нефтяных шламов [Текст] / Р.З. Миннигалимов, Р.А. Нафикова // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 105-107.
4. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 25 с.
5. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 137 с.
6. 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.
7. 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>.
8. 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.
9. Хламушкин, И.К. Техничко-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.
10. Ахметов, Р.Т. Опыт и перспективы подготовки инженеров по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Р.Т. Ахметов, Л.В. Петрова, И.К. Хламушкин // Актуальные вопросы инженер-

ного образования: компетентностная модель выпускника – 2014: сборник научных трудов / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 137-141.

УДК 51:622.276.66

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КАК СРЕДСТВО ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПОВТОРНОГО ГРП

К.Ф. Габдрахманова, Г.Р. Игтисамова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: В данной работе рассматриваются математические методы последовательности действий, необходимых для правильного подбора технологических параметров с учетом конкретных геологических условий скважины на основе кластерного и дискриминантного анализов, с использованием программных пакетов Statistic-10.

Ключевые слова: многомерный статистический анализ, метод кластерного анализа, метод дискриминантного анализа, повторный гидроразрыв пласта, бобриковские отложения, пашинское отложение.

UDC 51:622.276.66

MATHEMATICAL METHODS AS A MEANS OF MAKING A DECISION TO RE-FRACTURING

K.F. Gabdrakhmanova, G.R. Igtisamova

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky)

Annotation: This paper discusses the mathematical methods of the steps necessary for the proper selection of process parameters to the specific geological conditions of wells on the basis of cluster and discriminant analysis, using software packages Statistic-10.

Keywords: multivariate statistical analysis, cluster analysis, discriminant analysis method, repeated fracturing, bobrikovsky deposits, pashinsky deposition.

Введение.

В последнее время большинство нефтяных месторождений Российской Федерации находятся на завершающей стадии эксплуатации, которая сопровождается протеканием активных процессов формирования трудноизвлекаемых запасов, добыча которых требует применять современных нетрадиционных методов воздействия на продуктивный коллектор.

Вопросами гидроразрыва и классификации их эффективности, на основе кластерного анализа занимались многие отечественные и зарубежные исследователи, особые значения в своих исследованиях кластеризации объектов рассматриваются в трудах Holm L.M. и др. [5]. Согласно их исследованиям, что около трети запасов углеводородного сырья можно извлечь только с использованием технологии ГРП. Высокопроводящие трещины гидроразрыва позволяют увеличить дебит скважины в 2-3 раза [Todd M., Holm L.M.]. Также известно, что за время эксплуатации скважин после проведения ГРП значительно снижается проводимость трещин за счет выноса проппанта и ее постепенного смыкания. Производительность этих скважин восстанавливают за счет повторных ГРП. Для прогнозирования разработки месторождений с применением ГРП необходимо решать задачи технологической эффективности обработки, а также эффективности ГРП для участка или объекта разработки в целом. Успешно решить поставленную задачу возможно только при рассмотрении конкретного месторождения. Для повторного ГРП можно рассмотреть модель [2], основанную на многомерном статистическом анализе, - это метод кластерного анализа, который позволяет весь рассматриваемый объект разбить на несколько групп с однородными статистическими данными, дискриминантный анализ, в котором устанавливаются максимальные корреляционные связи между группами. Далее, на основе полученных формул можно сделать выводы о наиболее значимых параметрах, влияющих на эффективность гидроразрыва.

Методы исследования.

Рассмотрим пашинское и бобриковское месторождения (таблица 1) и используем метод к-средних, который заключается в следующем:

Пусть Z - множество всех возможных качественных характеристик, рассматриваемого объекта, Q - множество самих переменных, R_i – множество правил, по которым ведется кластеризация, в нашем случае – это: нефтенасыщенная толщина пласта, коэффициент пористости, проницаемости, масса проппанта в пласте, темп закачки и средняя концентрация проппанта, прирост дебита по жидкости и нефти (таблица 1).

На первом шаге составляется матрица $A=\{a\}$ размером $M \times N$, где N -мощность множества. В данной матрице i -я строка показывает качественные состояния характеристических параметров для i -го месторождения, a_{ij} показывает состояние j -го характеристического параметра для i -ой скважины.

На втором шаге определяем расстояния между двумя скважинами, используя формулу k -средних:

$$J = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^n \|x_i^{(j)} - c_j\|^2 \quad (1)$$

где $\|x_i^{(j)} - c_j\|^2$ мера расстояний между точками $x_i^{(j)}$ и центром кластера c_j .

Работа алгоритма делится на несколько этапов:

- Необходимо выбрать k точек, являющихся начальными «центрами масс» кластеров.
- Отнести каждый объект к кластеру с ближайшим «центром масс».
- Пересчитать «центры масс» кластеров согласно их текущему составу.
- Если критерий остановки алгоритма не удовлетворен, вернуться к 2 шагу.

На основе геолого –технологические параметры сгруппируем объекты с помощью программы Statistic и построим дендограмму (рисунок 1).

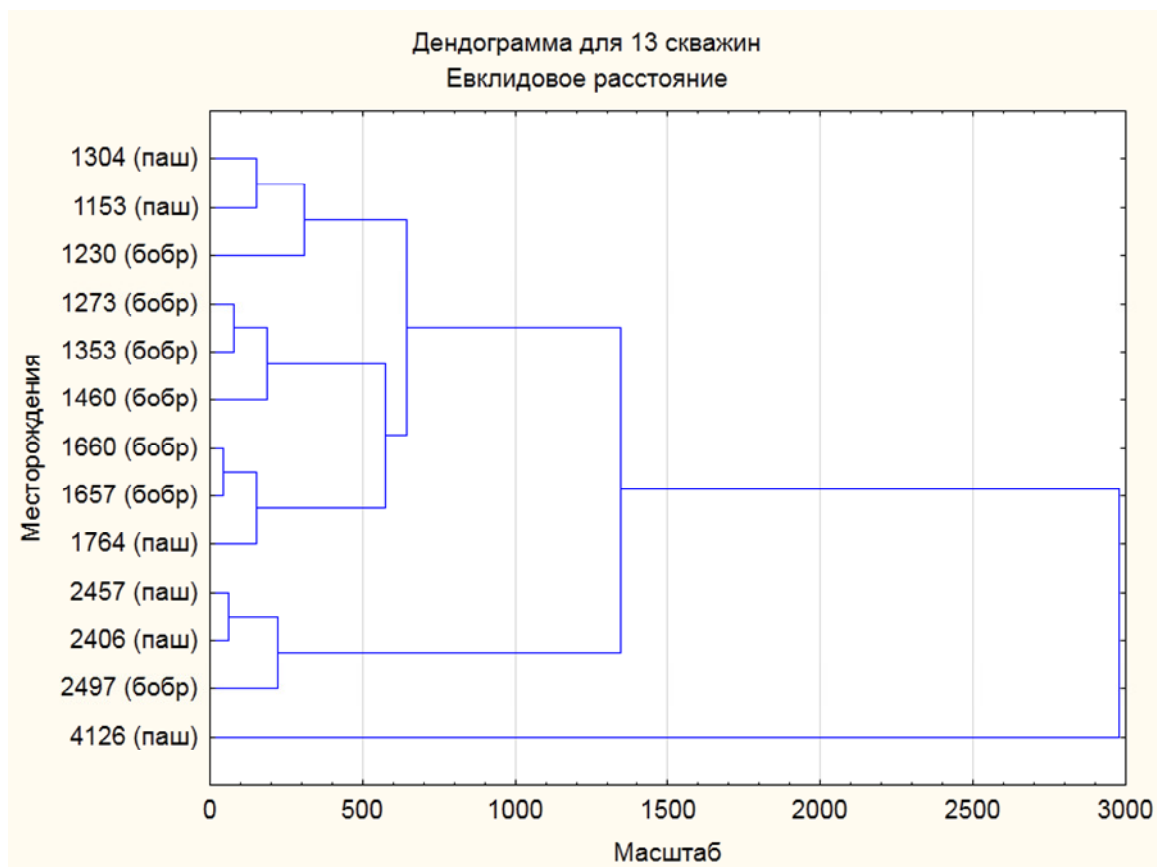


Рисунок 1 – Дендограмма распределения месторождений

На основе проведенного анализа были выделены 4 группы скважин. Средние значения каждого из них приведены в таблице 2.

Таблица 1

Геолого- технологические параметры скважин

I	№скв.	Местор.	Нефтен. тол./м	Пластд ав. МПА	Коэф. нефтенас /д.ед	Коэф. прон. /мкм ²	Коэф.пор . /д.ед.	Масса проп.в плас.,т	Темп закач. м ³ /мин	Конц .проп. кг/м ³	Кон.давл .зак/МПа	Обводнено сть %	Прир. дебита .т/сут	Коэф.изв. нефти нач.д.ед.	Коэф.изв. тек. д.ед.
	1304	паш	6,50	13,90	0,880	0,108	0,150	8,3	4,0	800,6	57,00	6,2	0,7	0,30	0,01
	1273	бобр	7,00	16,79	0,900	0,510	0,190	14,0	4,0	1100,0	60,00	19,0	0,8	0,41	0,34
	1230	бобр	7,20	14,49	0,900	0,510	0,190	6,8	4,4	500,0	43,10	8,0	1,1	0,41	0,34
	4126	паш	5,40	15,55	0,860	0,184	0,160	25,6	3,5	1000,0	67,90	18,3	4,9	0,44	0,36
	1353	бобр	8,80	12,27	0,900	0,510	0,190	11,0	3,0	1100,0	66,00	15,0	5,5	0,41	0,34
	1660	бобр	3,60	19,02	0,860	0,345	0,190	9,3	4,0	900,0	27,00	22,8	5,5	0,41	0,48
	1657	бобр	6,00	18,62	0,900	0,510	0,190	9,7	4,0	900,0	68,50	6,2	7,7	0,41	0,34
	2457	паш	3,20	11,67	0,900	0,510	0,190	12,5	3,6	970,0	66,70	15,0	8,6	0,41	0,34
	2406	паш	6,00	15,03	0,900	0,510	0,160	5,5	2,5	1000,0	65,00	22,6	9,9	0,44	0,34
	1153	паш	6,40	15,38	0,900	0,510	0,160	15,6	3,0	800,0	66,20	2,0	10,7	0,44	0,34
	1764	паш	2,60	24,21	0,900	0,184	0,147	8,8	5,0	800,0	73,40	14,8	11,3	0,35	0,36
	1460	бобр	7,00	19,24	0,890	0,184	0,190	8,2	3,6	1100,0	67,40	14,0	13,0	0,41	0,36
	2497	бобр	4,40	16,64	0,890	0,070	0,140	15,8	3,8	800,0	50,40	5,0	14,6	0,17	0,12

Таблица 2

Среднее значение выделенных кластеров

Переменные	Кластеры			
	I	II	III	IV
Нефтеносная толщина пласта/м	4,05	7,6	6,07	8,5
Пластовое давление/МПА	14,59	16,1	20,61	14,46
Коэффициент нефтенасыщенности/д.ед.	0,79	0,89	0,86	0,85
Коэффициент проницаемости/мкм ²	0,363	0,401	0,346	0,376
Коэффициент пористости/д.ед.	0,166	0,19	0,176	0,183
Масса пропана в пласте, т	10,23	11,06	9,26	11,26
Темп закачки, м ³ /мин	3,8	3,5	4,3	3,3
Концентрация пропана, кг/м ³	700,2	1100	866,6	923,3
Прирост дебита, т/сут	4,16	6,43	8,1	11,01
Коэффициент извлечения нефти, начальной, д.ед	0,38	0,41	0,39	0,34
Коэффициент извлечения нефти, текущей, д.ед	0,23	0,34	0,39	0,26

Анализируем таблицу № 2 и рисунок 1, из которых видно, что в первом кластере оказались скважины с низкой нефтенасыщенностью, низкими коэффициентами проницаемости и пористости, и проведенное ГРП дает не большой прирост дебита нефти.

Если обратимся к четвертому кластеру, то в этом кластере оказались те скважины, у которых более высокая нефтенасыщенная толщина пласта, что позволила сделать вывод. Что результаты ГРП оказались более эффективными.

Далее проведем дискриминантный анализ полученных кластеров на основании дендрограммы распределения месторождений (рис.1). Выберем только четыре основных кластера, не включая 4126 месторождение. Дискриминантный анализ покажет(рисунок 2), какие переменные различают возникающие совокупности и влияют на принятие решение.

Данный анализ показал три дискриминантные функции, в которых такие пара-

метры, как обводненность, прирост дебита, коэффициент пористости, коэффициент извлечения нефти начальный и текущий, не зависят от них.

Effect	Standardized Canonical Discriminant Sigma-restricted parameterization		
	Function 1	Function 2	Function 3
Intercept	0,00000	0,000000	0,000000
нефтенас	-1,35063	0,551606	-0,820029
пластдав	-0,89185	-0,724258	-0,005686
коэф.нефтенас	0,63208	-0,628205	-0,858675
коэф.прон	-1,02630	-0,256290	0,653889
масса проп в пласт	-0,27027	0,659232	0,251243
темп закач	-1,95832	-0,011600	-0,184481
конц.проп	-1,76720	-0,266342	0,194749
кон давл закач	0,20445	0,671346	0,497682
обводненность	0,00000	0,000000	0,000000
прир дебита	0,00000	0,000000	0,000000
коэф извлеч нефти	0,00000	0,000000	0,000000
коэф извлеч тек	0,00000	0,000000	0,000000
коэф пор	0,00000	0,000000	0,000000
Eigenvalue	14,91001	3,993369	2,004236
Cum. Prop.	0,68142	0,863930	0,955529

Рисунок 2 – результаты дискриминантного анализа

Получили три дискриминантные функции:

$$f_1 = -1.35063 \cdot x_1 - 0.89185 \cdot x_2 + 0.63208 \cdot x_3 - 1.02630 \cdot x_4 - 0.27027 \cdot x_5 - 1.95832 \cdot x_6 - 1.76720 \cdot x_7 + 0.20445 \cdot x_8$$

$$f_2 = 0.551606 \cdot x_1 - 0.724258 \cdot x_2 - 0.628205 \cdot x_3 - 0.256290 \cdot x_4 + 0.659232 \cdot x_5 - 0.011600 \cdot x_6 - 0.266342 \cdot x_7 + 0.671346 \cdot x_8$$

$$f_3 = -0.820029 \cdot x_1 - 0.005686 \cdot x_2 - 0.858675 \cdot x_3 + 0.653889 \cdot x_4 + 0.251243 \cdot x_5 - 0.184481 \cdot x_6 + 0.194749 \cdot x_7 + 0.497682 \cdot x_8$$

Чтобы определить, к какому кластеру можно отнести новые месторождения, достаточно подставить в данные функции параметры новых месторождений. По разностям между функциями можно посмотреть какому кластеру принадлежит данный объект.

Вывод: Дискриминантный анализ так же, как и кластерный, относится к методам

многомерной классификации. Формулируется правило, по которому новые объекты относятся к одному из существующих кластеров (классов). Зная геолого - промысловые данные, можно используя кластерный и дискриминантный анализы прогнозировать методы использования ГРП.

Список использованных источников

1. Деменьтев, Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных [Текст] / Л.Ф. Деменьтев. – М.: Недра, 1966.
2. Мирзаджанзаде, А.Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа [Текст] / А.Х. Мирзаджанзаде, Г.С. Степанова. – М.: Недра, 1977. – 228 с.
3. Геолого-технологическое обоснование и прогнозирование применения методов увеличения нефтеотдачи для крупных нефтегазоносных территорий [Текст]: учебное пособие / Н.Ш. Хайредин, В.Е. Андреев, К.М. Федоров, Ю.А. Котенев, В.Ш. Мухаметшин, А.В. Сиднеев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1997. – 116 с.
4. Todd, M. The Development, Testing and Application of a Numerical Simulator for Predicting Miscible Flood Performance [Text] / M. Todd, W. Longstaff. – USA: SPE 3484, 1972. – С. 9.
5. Holm, L.M. Status of CO₂ and Hydrocarbon Miscible Oil Recovery Methods [Text] / L.M. Holm // JPT. – 1976. – V. 28. – № 1. – P. 76-84.
6. Kan, A.U. Performance Review of Large-Scale CO₂-WAG Enhanced Recovery Project, SACROC Unit Kelly Snyder Field [Text] / A.U. Kan // JPT. – 1979. – V. 31. – P. 217-231.
7. Vametta, M. Six EOR methods under scrutiny [Text] / M. Vametta // Drill Bit. – 1984. – № 3. – P. 3134.
8. Leonard, G. EOR set to make significant contribution [Text] / G. Leonard // Oil and Gas. – 1984. – № 2. – P. 83-105.
9. Tracing downhole upgrading of heavy oil [Text] / M. Greaves, T.X. Xia, S. Imbus, V. Nero // THAI-CAPRI Processes: proceedings of the Canadian International Petroleum

Conference (Calgary, Alberta, Canada, June 8-10 2004). – Canada: [s.n.], 2004.

УДК 622.276.6

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФОРСИРОВАННОГО ОТБОРА ЖИДКОСТИ НА ПЛАСТЕ Б2 МЕСТОРОЖДЕНИЯ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.М. Гагарина

*(Самарский Государственный Технический Университет, кафедра РнЭНиГМ,
магистр I курс)*

Аннотация: В данной статье рассмотрен один из недорогих метод интенсификации нефтедобычи и увеличения нефтеотдачи – форсированный отбор (ФОЖ). Произведен анализ на конкретном месторождении Самарской области (пласт Б2). В результате анализа, выявлены плюсы и минусы этого метода для данного месторождения и по аналогичным залежам.

Ключевые слова: разработка, месторождение, пласт, форсированный отбор жидкости, скважина, метод интенсификации.

UDC 622.276.6

THE EFFECTIVENESS ANALYSIS OF THE FORCED PUMPING-OUT OF FLUID ON THE SAMARA OBLAST FORMATION B2

E.M. Gagarina

*(Samara State Technical University Oil and gas fields development and operation
academic department, master 1st year)*

Annotation: In the present article is considered one of the cheap stimulation methods of oil production and enhanced oil recovery - forced pumping-out of fluid. The analysis of the particular Samara oblast field (formation B2) has been carried out. The analysis results show advantages and disadvantages of the method given for this field and similar pools.

Keywords: development, field, formation, forced pumping-out of fluid, head well,

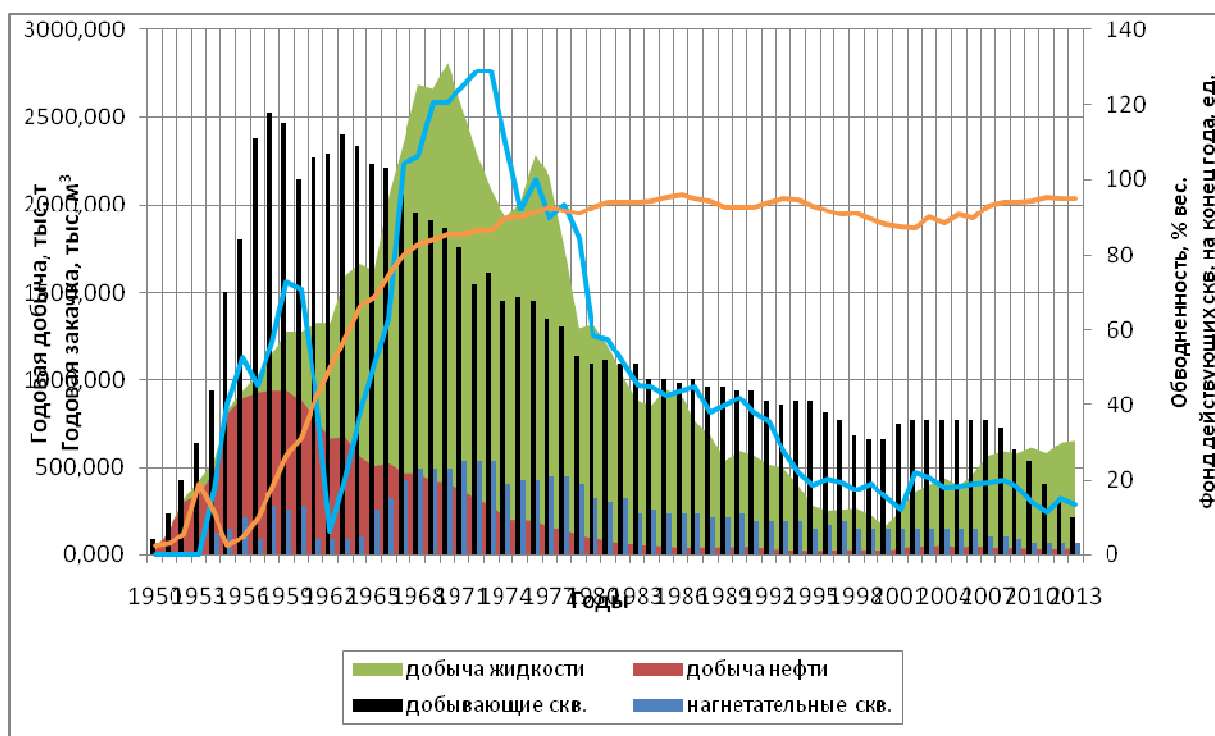
stimulation method.

Актуальность темы заключается в том, что ФОЖ является одним из дешевых методов интенсификации нефтедобычи и увеличения нефтеотдачи. В нашей стране метод применяется с 33-х гг. и в настоящее время получил распространение во многих нефтедобывающих регионах. Почти треть балансовых запасов нефти, охваченных всеми гидродинамическими методами воздействия, разрабатывается с применением ФОЖ. Однако, несмотря на сравнительно продолжительную практику применения этого метода, вопрос о его эффективности до сих пор является дискуссионным. Неоднозначные мнения обусловлены не только различными формами остаточной нефти и геолого-физическими свойствами залежей, на которых осуществляется форсирование, но и технологией применения этого метода, а также различными подходами к оценке его эффективности.

Понятие "форсированный отбор жидкости" при разработке нефтяных месторождений в условиях вытеснения нефти водой до сих пор четко не определено. Чаще всего под этим термином понимается увеличение отбора жидкости из пласта (отдельных скважин) на поздней стадии разработки, по сравнению с максимальным уровнем добычи безводной нефти. Однако в последнее время возрождается практика форсированного извлечения запасов нефти высокопродуктивных пластов с самого начала разработки, применявшаяся ранее на бакинских и грозненских месторождениях. В связи с этим необходимо разграничить понятие о форсированном отборе жидкости из залежи (скважин) по временному признаку, который связан в том числе и с обводнением продукции скважин: форсирование отбора жидкости на поздней (водной) стадии разработки и форсированная добыча жидкости с начала разработки. Количественным показателем для первого вида форсировки рекомендуется принимать степень увеличения отбора жидкости в III-IV стадиях разработки по сравнению с достигнутым максимальным уровнем добычи нефти во II стадии разработки, а для второго вида - превышение темпов до-

бычи нефти во II стадии разработки, по сравнению с темпами отбора 5 - 9% от начальных извлекаемых запасов нефти. В Самарской области накоплен большой опыт по ФОЖ как из отдельных скважин, так и по залежам (объектам) в целом. Впервые форсировка в поздней стадии была использована на Сызранском месторождении в 1947 г., форсировка сначала разработки стала применяться, в основном, с начала 70-х годов [5].

Поздняя форсировка отбора жидкости производится выборочно, в зависимости от типа поздней стадии разработки залежи (объекта). В 70-х годах в институте "Гипровостокнефть" был обоснован вывод о наличии двух основных характеристик типов поздней стадии разработки нефтяных месторождений [1]: первый тип - разработка с растянутым, а второй - с компактным фронтом вытеснения. Выделенные типы поздней стадии заметно отличаются объемами попутно добываемой воды на III-IV стадиях разработки. Крупномасштабная поздняя форсировка отбора жидкости проводится, в основном, на залежах с первым типом поздней стадии разработки. К числу подобных залежей относится залежь нефти пласта Б2 месторождения А, анализ которого проведен в данной работе. В качестве примера на графике (рис. 2) показана динамика основных технологических показателей разработки пласта Б2. По графику видно, что форсировка проводилась 2 раза. На II (с 1965 г.) и на IV (с 2001 г.) стадиях разработки. По этому объекту ФОЖ был начат практически сразу после достижения максимального уровня добычи нефти при текущей обводненности 68,9%. Отбор жидкости, непрерывно возрастающий в течение 17 лет, в 1982 г. составил 165% от максимальной добычи нефти в 1965 г. Вначале рост отбора жидкости был обусловлено одновременным увеличением фонда добывающих скважин, а с 1968 г - увеличением отбора жидкости по скважинам.



На основании исследований [2] при подсчете эффекта от форсировки, было принято, что, в основном, закономерность обводнения добываемой жидкости и конечная нефтеотдача пластов при неизменной системе заводнения не зависят от темпов отбора жидкости. Соответственно этому изменения в добыче нефти за счет форсировки определяются для заданных нефорсированных отборов жидкости на уровне максимально достигнутой добычи безводной нефти по фактической зависимости:

$$Q(н) = f(Qж) \quad (1)$$

где $Q(н)$ и $Q(ж)$ - нарастающие значения суммарной добычи нефти и жидкости.

На первой стадии форсировки (в период увеличения отбора жидкости до максимума) по текущей добыче нефти получается выигрыш, а на завершающем этапе форсировки - несколько меньший по величине проигрыш. В результате применения форсированного отбора жидкости сокращаются сроки разработки, а также достигается более высокая нефтеот-

дача за счет того, что при форсированном режиме предел рентабельности эксплуатации скважин наступает при более высокой текущей обводненности [3, 4].

По большинству основных объектов разработки на месторождениях - Самарской области форсировка перешла от положительного эффекта по текущей добыче к отрицательному. Продолжительность ускоренной выработки извлекаемых запасов нефти t_y , по этим объектам составила 10-20 лет, максимальные уровни отбора жидкости по залежам в период форсировки превышали исходные на 85-145%, количество дополнительной или ускоренно добытой нефти за период t_y по залежам с невысокой вязкостью нефти (0,9-3,3 мПа*с) равно 10-12% от начальных извлекаемых запасов нефти.

На основе проведенного анализа можно сделать следующие вывод, что в целом форсированный отбор жидкости на поздней стадии разработки месторождений является одним из важнейших мероприятий, обеспечившим стабилизацию добычи нефти в Самарской области в 1965-1982 гг. Вместе с тем необходимо иметь в виду, что временная стабилизация или замедление темпа падения добычи нефти на первом этапе форсировки неизбежно сопровождается более резким падением добычи нефти на завершающем ее этапе.

Ранняя форсировка, в отличие от поздней, играет в настоящее время значительную роль в снижении темпанаметившегося падения добычи нефти по области.

Список использованных источников

1. Интенсификация разработки нефтяных залежей на поздней стадии [Текст] / Б.Ф. Сазонов, А.М. Губанов, В.С. Ковалев, В.И. Колганов, В.А. Шабанов // Геология и разработка нефтяных месторождений: труды Гипровостокнефти. - Куйбышев, 1976. – Вып. XXVII. – С. 3-9.
2. Влияние форсированного отбора жидкости на процесс обводнения и нефтеотда-

чу на примере разработки месторождения Яблонево Овраг [Текст] / А.И. Губанов, В.И. Колганов, Б.Ф. Сазонов, Д.М. Хуков // Нефтяное хозяйство. – 1962. – № 6. – С. 37-42.

3. Щелкачев, В.Н. Анализ разработки крупнейшего в США нефтяного месторождения Восточный Техас [Текст] / В.Н. Щелкачев // Нефтяное хозяйство. – 1975. – № 5. – С. 76-80.

4. Колганов, В.И., Солдаткина Н. Исследования по промысловым данным влияния различных факторов на обводнение продукции нефтяных скважин [Текст] / В.И. Колганов, Н. Солдаткина // Гипровостокнефть: труды. – Недра, 1967. – С. 121-128.

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

УДК 622.276.66

**АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ОДНОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТОВ ПРИ
РАЗРАБОТКЕ ГОРИЗОНТА БВ8-1
ВЫНГАПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ»**

Л.Р. Фурсова

(ООО «Заполярье» - ОАО «Газпромнефть»)

А.Ю. Гуторов, Г.И. Ямашева

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: В работе дается краткая геолого-физическая характеристика фильтрационно-емкостных свойств горизонта БВ8-1. Дается обоснование выбора метода интенсификации добычи трудно-извлекаемых запасов (ТРИЗ) на основе применения технологии одностадийного гидравлического разрыва пласта (ГРП). Установлены количественные критерии выбора параметров трещины по её длине, высоте и количеству закачиваемого в неё проппанта. На основании их внедрения удалось поднять промысловую эффективность одностадийного ГРП и обеспечить прирос-

ты ежегодной накопленной добычи не менее чем на 10 – 15 %.

Ключевые слова: одностадийный гидравлический разрыв пласта, проппант, продуктивный пласт, нефтенасыщенность, проницаемость, песчанистость.

UDC 622.276.66

**ANALYSIS OF TECHNOLOGICAL EFFICIENCY A SINGLE STAGE FORMATION HYDRAULIC FRACTURING DURING DEVELOPMENT OF BV8-1 HORIZON OF VYNGAPUROVSKY FIELD
JSC «GAZPROMNEFT»**

L.R. Fursova

(LLC “Zapolyarneft” - JSC “Gazpromneft”)

A.Yu. Gutorov, G. I. Yamasheva

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky)

Annotation: The short geological setting of reservoir porosity and permeability of the horizon of BV8-1 is given in this article. Selection justification of a method of stimulating production of hard-to-recover reserves is given on the basis of application employment of the single-stage hydraulic fracturing technology. Quantitative screens of identification of cavity parameters on its length, height and quantity of the inject proppant in it are established. On the basis of their introduction it was succeeded to raise a field efficiency of the single-stage hydraulic fracturing technology and to provide addition of the annual cumulative production not less than 10 – 15%.

Keywords: single-stage hydraulic fracturing, proppant, productive formation, oil saturation, permeability, sand content.

Вынгапурское месторождение расположено в Надым-Пурпейской нефтегазоносной области Тюменской области. В структурном отношении оно представляет собою валообразное поднятие, ориентированное с юго-запада на северо-восток

[1]. Нефтенасыщенная толщина месторождения имеет пластово-садовый характер и представлена основным продуктивным горизонтом пласта БВ8-1 Мегионской свиты, мощность которого увеличивается (до 16 – 18 м) к сводовой части месторождения и уменьшается (до 4 – 5 м) в его крыльевой зоне.

На рис. 1 представлена гистограмма распределения эффективной нефтенасыщенной мощности пласта БВ8-1, из которых видно, что она составляет не более 50 % от фактической мощности этого пласта и её преобладающая величина от 3 до 7 метров составляет 60 %, а на остальные мощности от 1 до 3 м и от 8 до 10 м приходится менее 40 %. Кроме того пласт БВ8-1 характеризуется достаточно высокой расчлененностью, которая в случае наличия от 2 до 6 пропластков составляет до 80 % и более. Продуктивный пласт имеет достаточно низкий коэффициент песчанистости, доля которого до 0,4 составляет около 90 %, что обусловлено относительно высоким коэффициентом глинистости ($K_{гл} = 5-8 \%$), несмотря на достаточно высокую среднюю межзерновую пористость пласта равную 19 %, является причиной его невысокой проницаемости (45 – 90 мДс) при средней нефтенасыщенности от 62 до 76 %. В конечном счете, приведенные фильтрационно-емкостные свойства пласта БВ8-1 позволяют отнести содержащиеся в нем запасы нефти к категории трудноизвлекаемых, что приводит к их неравномерной выработке по площади залегания.

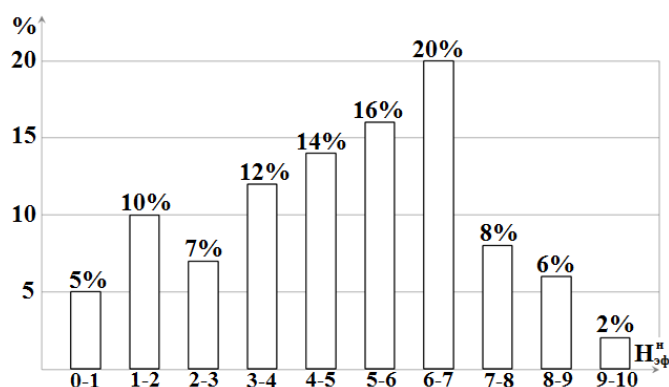


Рисунок 1 – Гистограмма распределения эффективной нефтенасыщенной мощности пласта БВ8-1 [2]

Ухудшение структуры запасов в процессе интенсивной разработки пласта БВ8-1 привело, несмотря на увеличение эксплуатационного фонда скважин к 1991 году до 80 единиц, к началу быстрого падения текущей годовой добычи и стало основной причиной поиска более эффективных методов ПНП. К началу 2000 года после апробации различных методов интенсификации и тщательного анализа полученных материалов, выбор остановился на технологии одностадийного ГРП [3].

В соответствии с проектным заданием режим ГРП выбирался с расчетом получения единичной трещины в продуктивной толще высотой ($H_{тр}$) до 0,8 – 0,9 Нпл, длиной $L_{тр}$ до 70 – 80 м и раскрытостью (B) до 3 – 5 мм.

Оценка промысловой эффективности ГРП показала, что она составляла около 50%. Анализ результатов неудачных ГРП показал, что они, как правило, сопровождаются низкими дебетами и ростом обводненности по сравнению с первоначальной, хотя выбранные скважины были расположены в зоне достаточно высоких остаточных запасов [4].

Изучение особенности строения месторождения и сопоставление их с направлением разломов подстилающего его фундамента показало, что в крыльевых зонах осадочной толщи формируются участки напряженного состояния горной породы, сопровождаемые образованием естественной трещиноватости, имеющей преимущественно осевое (вдоль валообразной структуры месторождения) направление.

Сопоставление данных неудачных ГРП с расположением скважин в зонах сосредоточения остаточных запасов и направлением в них естественной трещиноватости показало, что они обусловлены попаданием второго крыла трещины в зону истощённых запасов с высоким уровнем обводненности, что могло служить объяснением их низкой эффективности [5].

С целью исследования зависимости технологической эффективности ГРП от технологии его проведения на основании ранее апробированной методики было изучено влияние на нее параметров трещины: длина, высота, ширина, а также ко-

личества проппанта [6]. В результате было установлено, что с ростом длины трещины увеличивался начальный дебит по нефти и снижалась обводненность добываемой продукции. При этом было установлено, что с ростом высоты трещины относительно эффективной мощности пласта дебит по нефти снижается, а обводненность, наоборот – растет. Такое поведение очевидно, связано с уменьшением эффективной нефтенасыщенной мощности пласта по мере выработки запасов в процессе длительной эксплуатации.

Далее было установлено, что с ростом массы закачиваемого проппанта дебит по нефти после ГРП также растет (рис. 2), что хорошо коррелируется с графиками для зависимости дебита от длины трещины. Полученные зависимости позволили существенно скорректировать технологию одностадийного ГРП в отношении повышения его не только технологической, но и экономической эффективности.

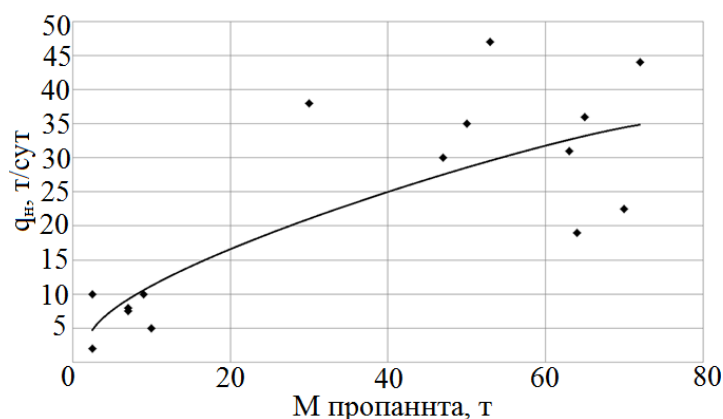


Рисунок 2 – Зависимость дебита по нефти после одностадийного ГРП от массы закаченного в трещину проппанта

За счет использования полученных критериев выбора оптимальных параметров технологии одностадийного ГРП, удалось не только остановить наметившийся спад накопленной текущей добычи при эксплуатации пласта БВ8-1, но также обеспечить её увеличение к 2006 году (см. рис. 3). Однако, после 2006 года, как видно из приведенных графиков, наметился очередной спад накопленной текущей добычи обусловленный неизбежным снижением технологической эффек-

тивности одноинтервального (одностадийного) ГРП, которая носила необратимый характер и послужила поводом для поиска путей его дальнейшего совершенствования [7,8].

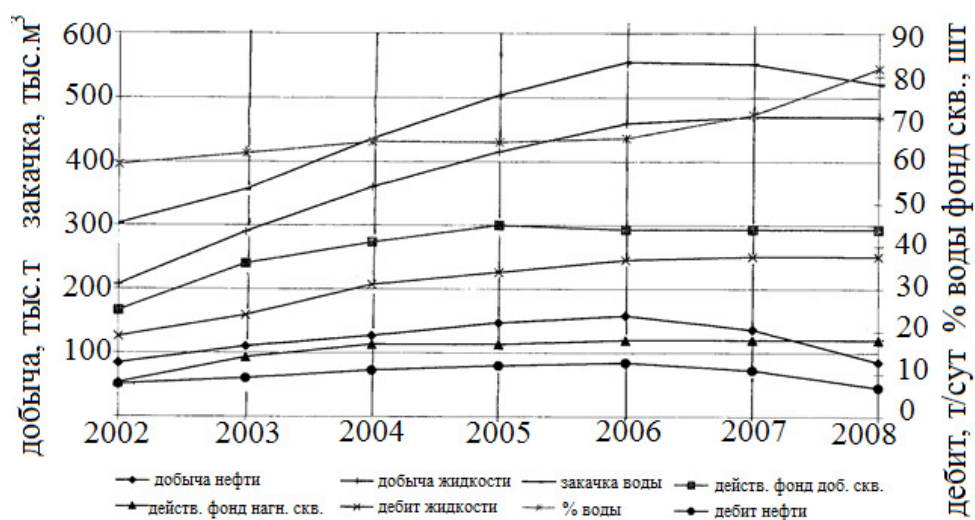


Рисунок 3 – Динамика разработки пласта БВ8-1 с 2002 по 2008 г.г.

Список использованных источников

1. Анализ разработки Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения [Текст] / коллектив авторов. – [Б.м.]: ГеоНАЦ ОАО «Сибнефть-ННГ», 2003. – 1089 с.
2. Гуторов, Ю.А. Анализ эффективности ГРП при разработке залежи пласта БВ8-1 Вынгапуровского месторождения ОАО «Ноябрьскнефтегаз» [Текст] / Ю.А Гуторов, М.В. Чирков // Проблемы разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: межвузовский сборник научных трудов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – С. 381-384.
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.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ОСАДКОГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ, КАК РЕКОМЕНДУЕМЫЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ ТАЙМУРЗИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Ю. Гуторов, А.Т. Шарапова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский)

Аннотация: В работе приводится анализ результатов применения осадкогелеобразующих технологий, что позволило показать их достаточно высокую эффективность. Промысловые испытания указывают о необходимости периодической обработки нагнетательных скважин гелеобразующими композициями. Проведенные испытания подтверждают их эффективность для извлечения остаточной нефти. На основании их применения удалось увеличить нефтеотдачу.

Ключевые слова: технологии увеличения нефтеотдачи пласта, осадкогелеобразующие методы, воздействие, скважина, эффективность, нефтеотдача.

UDC 622.276

**APPLICATION OF SEDIMENT GEL-FORMING TECHNOLOGIES, AS THE
RECOMMENDED PRACTICE OF INCHANCED OIL RECOVERY FOR THE
TAYMURZINSKY FIELD**

A.Yu. Gutorov, A.T. Sharapova

*(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher
Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky)*

Annotation: The article provides the analysis of application results of sediment gel-forming technologies that allowed showing their rather high performance. Trade tests indicate of batch treatments of water-injection wells by gel-forming compositions. The carried-out tests confirm their efficiency for residual oil extraction. Based on their application it was succeeded to increase oil recovery.

Keywords: enhanced oil recovery technologies, sediment gel-forming technologies, influence, well, efficiency, oil recovery.

Таймурзинское месторождение принадлежит району деятельности Чекмагушевского управления добычи нефти и газа, расположенному в северо-западной части республики Башкортостан [1].

Выделены три эксплуатационных объекта: терригенная толща нижнего карбона, турнейский ярус и кыновский горизонт.

Основным по величине запасов является пласт C1bb-2, где сосредоточено 87,37 % запасов нефти, далее идут C1bb-1 – 11,76 % и пласт C1tl – 0,87 %.

С начала разработки добыто 16445,310 тыс.т жидких углеводородов или 91,52 % от извлекаемых запасов. Обводненность по сравнению с 2009 г. повысилась на 0,3 % и составила 94,4 %. Рост обводненности происходит более быстро-

ми темпами, по сравнению с проектными [2].

Опыт разработки нефтяных месторождений представляет, что на всех этапах изучения месторождений и добычи нефти снижается проницаемость пород-коллекторов в призабойной зоне пласта. Важнейшими основаниями этого оказывается: уплотнение пород в призабойной зоне пласта (ПЗП) за счёт гидровоздействия в процессе строительства скважин [3]; набухание глинистого цемента пород-коллекторов; повышение водонасыщенности пород ПЗП и понижение фазовой проницаемости для нефти при смене его пластовой минерализованной воды на пресный буровой фильтрат; выделение солей и асфальтосмолистых компонентов на границе раздела пресный фильтрат – минерализованная вода [4]. В итоге уровень закальматированной вскрытой действенной толщины пласта составляет до 80 % всей эффективной толщины пласта продуктивного горизонта.

Для возобновления проницаемости до начального уровня используют ряд методов.

В таблице 1 рассмотрены методы повышения нефтеотдачи пластов проведённые в НГДУ «Чекмагушнефть» в 2010 г., а также дополнительная добыча за счёт использования этих методов.

Таблица 1 – Технологии увеличения нефтеотдачи пластов и дополнительная добыча по ним.

Мероприятие	Число скважин	Дополнительная добыча нефти, т
Микробиологические методы, в т.ч.	21	3844
- закачка сухого активного ила	8	1727
- закачка биоПАВ с жидким стеклом	13	2117
Физико-химические методы, в т.ч.	46	4463
- закачка когорт	12	1079
- закачка СИЦР	10	880
- закачка алюмохлорида	19	1467
- закачка неопластика	5	1037
Физические методы, в т. ч.	11	1451
- гидродинамическое воздействие	9	1306

- гидроразрыв пласта	2	145
Газовые методы, в т.ч.	4	365
- водогазовое воздействие на Илишевском месторождении	4	365
Всего	82	10123

Из таблицы 1 видно, что доля добавочной добычи нефти от использования микробиологических методов составляет – 25 %, физико-химических – 57 %, физических – 13 %, газовые – 5 %.

На рисунке 1 показано распределение дополнительно добытой нефти в 2010 г. от применения различных методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Введение силикатно-щелочного воздействия в НГДУ «Чекмагушнефть» принято в 1990 г. Основные закачки проводились в основном через блочную кустовую насосную станцию (БКНС). Охват силикатно-щелочным воздействием (СЩВ) в последние годы возрос, что отмечается результатами анализа в работе [5]: увеличилось число месторождений и объем использования данной технологии. При проведении закачек реагентов применяют не только насосы БКНС, но и ЦА-320 бригады.

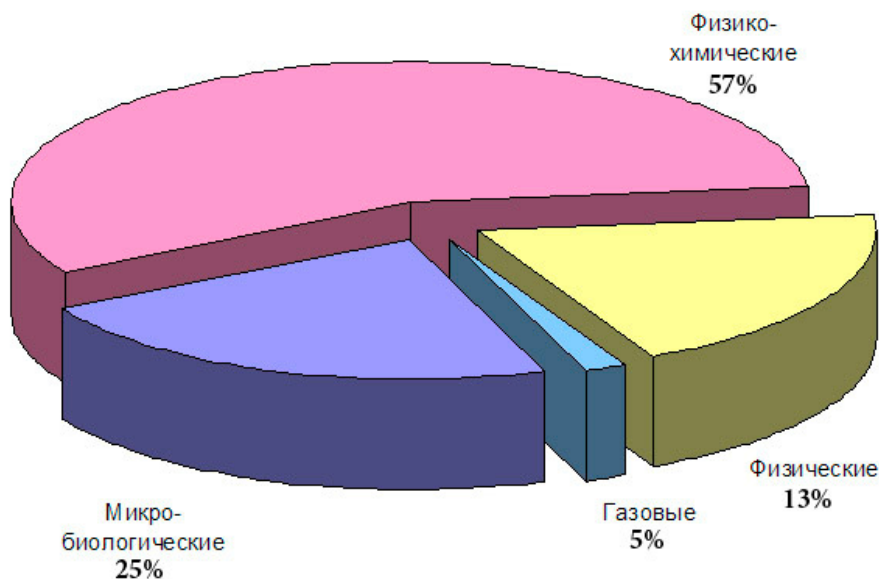


Рисунок 1 – Распределение дополнительной добычи нефти по методам

В течение 2004-2010 г. на месторождениях НГДУ «Чекмагушнефть» были охвачены 77 нагнетательных скважин, воздействующих на 247 добывающих, из которых прореагировали 143, что составляет 36 %. В результате обработки было получено 45,105 тыс. т нефти, в среднем 565 т на одну скважинно-обработку.

Применение алюмохлорида в качестве гелеобразующего реагента. Обработка 64 нагнетательных скважин позволила дополнительно добыть 28250 т нефти. Общее число прореагировавших добывающих скважин – 73, что составляет 35 % от общего числа 209 окружающих добывающих скважин. Отметим также, что использование этого метода непосредственно в двух добывающих скважинах по сведениям, приведенным автором в работе [6] положительного эффекта не имело.

Введение комплексной технологии когор в НГДУ «Чекмагушнефть» было принято в 2001 г. Технология, произведенная в БашНИПИнефти и образованная на совместном использовании многокомпонентной композиции из легкодоступных осадкогелеобразующих реагентов: алюмохлорида, силиката натрия, глинистой суспензии, каустической соды, сточной и пресной воды, предназначена [7] для понижения обводненности добываемых флюидов и повышения нефтеотдачи пластов.

В течение 2005-2010 г. на месторождениях НГДУ «Чекмагушнефть» были охвачены 15 нагнетательных скважин, воздействующих на 47 добывающих, из которых прореагировали 25, что составляет 51 %. В результате обработки гивпана с алюмохлоридом, было получено 7400 т нефти, и по результатам анализа автора [8] в среднем 393 т на одну скважинно-обработку.

Таймурзинское нефтяное месторождение находится на поздней стадии разработки. Годовая добыча достигла 307,693 тыс. т. Конечный проектный коэффициент извлечения нефти по сведениям автора [9] составляет 0,44. Обводненность добываемой продукции достигла 95,5 %. Чтобы извлечь остаточную нефть и уменьшить добычу воды здесь применяют воздействие осадкогелеобразующих

технологий.

На основе опыта использования осадкогелеобразующих технологий в НГДУ «Чекмагушнефть» установлено успешное введение предоставленной технологии.

В результате проведенных исследований рекомендовано [10] дальнейшее внедрение на Таймурзинском нефтяном месторождении осадкогелеобразующих технологий для повышения извлечения нефти и для снижения объемов попутно-добываемой воды.

Список использованных источников

1. Геолого-технические особенности разработки нефтяных месторождений северо-запада Башкортостана [Текст]: учебник / Ф.Х. Хатмуллин [и др.]. – М.: ВНИИО-ЭНГ, 1999. – 284 с.
2. Ефремов, Ф.М. Технологическая схема разработки Таймурзинского нефтяного месторождения [Текст]: отчет / БашНИПИнефть; Ф.М. Ефремов, А.А. Глазков. – Уфа, 1986.
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. Гут-

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

УДК 622.276

ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

К.Ф. Габдрахманов, А.Ю. Гуторов, Л.Ф. Юсупова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Э.Р. Гизатов

(ООО НПФ «ИНТЕК»)

Аннотация: В данной работе рассматриваются современные методы решения проблемы контроля и разработки нефтяных месторождений. Особое внимание уделяется вопросу анализа современных тенденций в методах решения проблемы измерения разработкой месторождений. На основе анализа состояния проблемы, авто-

ры предлагают свое видение решения проблемы.

Ключевые слова: дебит скважины, замерные установки, технологии передачи информации, измерительные датчики, электроцентробежные насосы, дистанционные измерительные модули, обводненность, газовый фактор

UDC 622.276

Annotation: In this paper modern methods of solving problems of control and development of oil fields. Particular attention is paid to the analysis of current trends in methods of solving the problem of measuring the development of deposits . Based on the analysis of the problem, the authors offer their vision of the problem.

Keywords: well flow rate, metering stations, information transmission technology, measuring sensors, electric submersible pumps, remote measurement modules, water cut, GOR.

Введение

Одними из важнейших параметров мониторинга и контроля за разработкой нефтяных месторождений являются дебиты добываемых скважин, их обводнённость и текущий газовый фактор. Замеры этих параметров позволяют получить ценную информацию о состоянии разработки залежи нефти в целом, призабойной

зоны пласта, непосредственно скважины и насосного оборудования.

Наиболее распространенным средством измерения дебитов скважин являются автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ). Они показали достаточно высокую точность измерения дебитов жидкости ($\pm 6\%$) при значениях более $3 \text{ м}^3/\text{сут}$. При меньших дебитах погрешность измерений резко возрастает и замеры дебитов менее $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ становятся невозможными. Кроме того, существующие АГЗУ не позволяют производить замеры обводнённости нефти и газосодержания.

В последние десятилетия разработаны и серийно выпускаются технические средства измерения дебитов добывающих скважин, обводнённости и газового фактора. К таковым, прежде всего, относятся выпускаемые серийно установки «Асма» и «Квант». Несмотря на отличия, обеим установкам присущи значительные ошибки при измерении дебитов.

Важной проблемой мониторинга за разработкой месторождения является передача измеряемых параметров скважин по пункты обработки информации и принятие решения. Эта передача должна осуществляться в режиме реального времени. Устаревшие технологии передачи данных не позволяют достигать оперативности принятия решения и обладают малой надежностью передачи данных. Поэтому создание новых установок измерения дебита скважин и совершенствование технологии измерения является актуальной проблемой. Различные отечественные разработчики систем управления работой отдельных скважин решают эту проблему на основе разных подходов.

Методы исследования. Наиболее продуманной и достаточно легко реализуемой является концепция решения указанной проблемы разработанная в ОАО «Газпромнефть». Данный метод основан на оснащении добычного оборудования контрольно – измерительными датчиками давления – температуры, устанавливаемые на приеме электроцентробежных насосов (ЭЦН) (типа Phoenix компании Schlumberger), или аналогичных стационарных глубинных автономных и дистан-

ционных измерительных модулей устанавливаемых в мандрелях хвостовиков НКТ либо с помощью устройств автоотцепов на якорях внутри НКТ.

Данный способ промыслового мониторинга по мере улучшения метрологических характеристик контрольных датчиков ЭЦН и после организации надлежащего технологического надзора становится эффективным средством контроля не только текущих депрессии и продуктивности, но и фазовой проницаемости, а также изменяющегося скин-фактора в прискважинной зоне пласта. На многих месторождениях ОАО «Газпромнефть» охват добывающего фонда данными средствами приближается к 100 %. Решение задач по контролю меняющихся ФЕС реализовано, в частности, на основе применения аналитических технологий Decline Analyze (длительные периоды стационарной работы скважин) и Well Testing (в условиях нестационарных переходных режимов работы скважин).

Рассмотрим системы автономного и дистанционного on-line мониторинга, реализованных на объектах семи многопластовых нефтяных месторождений ОАО «Газпром-нефть». Часто продуктивные нефтенасыщенные пласты могут быть расположены в пределах одного геологического поднятия на разной глубине, поэтому траектории нефтяных скважин часто проходят через несколько (от пяти и более) продуктивных пластов. Однако в совместной контролируемой эксплуатации на современном этапе развития технологий могут находиться только близкие по проницаемости и пластовому давлению объекты разработки, что существенно сокращает объем внедрения систем индивидуального мониторинга работы пластов. По приближенным оценкам в масштабах всей страны это можно соотнести примерно к четверти от всех пробуренных и планируемых к бурению многопластовых нефтяных скважин. Вместе с тем на основе изысканий, выполненных другими исследователями [1,2,3], уже заявлены и реализуются идеи, которые с развитием инновационных технологий многопластовой добычи в России позволят вовлечь в совместную добычу разные по проницаемости и пластовому давлению объекты.

Повсеместное внедрение систем совместной (а следовательно, и стационар-

ных измерительных систем индивидуального мониторинга пластов) разработки пластов затрудняется из-за значительных различий фильтрационных и энергетических свойств пластов, межпластовых перетоков флюидов, низких дебитов нефти из отдельных продуктивных пластов, высокой обводненности продукции некоторых скважин (глубинные измерители состава обычно рассчитаны на диапазоны изменения обводненности до 50 %) и др. [4].

Исходя из этой концепции только на Южно-Приобском нефтяном месторождении ООО «Газпромнефть-Хантос» пробурено и эксплуатируется 920 скважин, из них 570 вскрыли по два или три пласта. При этом весь фонд нагнетательных и пьезометрических многопластовых скважин изначально оборудован системами ОРЗ, обеспечивающими дифференцируемую закачку в пласты и контроль пластового давления. Индивидуальный мониторинг пластовых репрессий в нагнетательных скважинах осуществляется с помощью устанавливаемых в специальных мандрелях автономных съемных датчиков давления - температуры. Опорная сеть добывающего фонда (более 800 скважин) также постепенно оборудуется дистанционной и автономной системами непрерывного индивидуального мониторинга работы пластов.

Мониторинг разработки, выполняемый Научно-техническим центром ОАО «Газпромнефть» на основе гидродинамических цифровых моделей пластов, показывает, что переход от раздельной к совместной системе разработки не снижает проектные коэффициенты извлечения нефти (КИН). Наоборот, при тех же капитальных вложениях это дает возможность значительно уплотнить сетку добывающих скважин.

По нашему мнению, рассмотренные методики и устройства имеют существенные недостатки, а именно:

Известные устройства в составе датчиков приборного погружного модуля не содержат средство для измерения расхода перетекающего скважинного флюида по стволу скважины, что не обеспечивает полной характеристики параметров состоя-

ния скважины.

Изменение объема поступающего скважинного флюида характеризует состояние призабойной зоны, в частности, степень ее коьматации или уровень обводненности, и является важной информацией при выборе режима эксплуатации продуктивных пластов с высоким уровнем обводненности.

Выводы: По нашему мнению, эффективность промыслового контроля многопластовых нефтяных скважин можно существенно повысить путем использовании глубинных мобильных систем непрерывного мониторинга параметров, как минимум, характеризующих продуктивность пластов, в том числе совместно с системами ОРЭ, оборудованных пакерами и регулируемые мандрелями.

Нами предлагается метод решения поставленной проблемы. Известные устройства в составе датчиков приборного погружного модуля не содержат средство для измерения расхода перетекающего скважинного флюида по стволу скважины, что не обеспечивает полной характеристики параметров состояния скважины.

Изменение объема поступающего скважинного флюида характеризует состояние призабойной зоны, в частности, степень ее коьматации или уровень обводненности, и является важной информацией при выборе режима эксплуатации продуктивных пластов с высоким уровнем обводненности. Задачей заявляемого изобретения является расширение функциональных возможностей погружного приборного модуля с датчиками параметров состояния скважины, установленного на колонне труб совместно с погружным насосом, за счет возможности более точного измерения расхода перетекающего скважинного флюида между внутренней стенкой обсадной колонны и внешней поверхностью приборного модуля.

Список использованных источников

1. Александров, В.К. Внутреннее строение фундамента территории Ромашкинского месторождения и возможные объекты для поиска нефти [Текст] / В.К. Александров, В.А. Трофимов, Ю.Б. Антонов // Перспективы нефтегазоносности кристал-

лического фундамента на территории Татарстана и Волго-Уральского региона: тезисы докладов научно-практической конференции / коллектив авторов. – Казань: Изд-во АН РТ, 2000. – С. 85-87.

2. Гарифов, К.М. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО «Татнефть» [Текст] / К.М. Гарифов, А.Х. Кадыров, Р.Г. Заббаров // Сборник трудов научно-технической конференции, посвященной 50-летию ТатНИПИНЕФТЬ (Бугульма, 25-26 апреля 2006) / коллектив авторов. – Бугульма: [б.и.], 2006.

3. Пат. 54395 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/00. Комплекс для контроля параметров флюида в нефтедобывающих скважинах [Электронный ресурс] / Денисов А.М., Лагойда Д.В., Лагунов П.С., Савич А.Д., Семенцов А.А., Черепанников А.В., Шумилов А.В., Элькинд С.Я.; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Предприятие с иностранными инвестициями «ФХС-ПНГ». – № 2006100661/22; заявл. 10.01.2006; опубл. 27.06.2006, Бюл. № 18. – 2 с.: ил. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

4. Кульчицкий, В.В. Скважина как элемент интеллектуальной системы управления разработкой месторождения углеводородов [Текст] / В.В. Кульчицкий // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 2. – С. 95-97.

5. Муслимов, Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения, проектирование, оптимизация и оценка эффективности [Текст]: учебное пособие / Р.Х. Муслимов. – Казань: ФЭН, 2005. – 688 с.

6. Муслимов, Р.Х. Развитие нефтегазового комплекса Республики Татарстан до 2020 года: возможности и проблемы [Текст] / Р.Х. Муслимов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 5. – С. 10-14.

УДК 622.276.6

ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ВОЛНОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Г.С. Дубинский

(Государственное автономное научное учреждение «Институт нефтегазовых технологий и новых материалов Республики Башкортостан, ведущий научный сотрудник)

В.Е. Андреев

(Государственное автономное научное учреждение «Институт нефтегазовых технологий и новых материалов Республики Башкортостан, директор)

Р.Р. Хузин

(ООО Карбон-Ойл, директор)

Н.И. Хузин

(ООО Карбон-Ойл, главный инженер)

А.Ш. Мияссаров

(ООО Карбон-Ойл, главный геолог)

Аннотация: В статье обсуждены возможности применения волновых и резонансных процессов в продуктивных пластах. Представлены результаты применения технологии импульсного воздействия. Сделан вывод о перспективности различных технологий основанных на волновых процессах.

Ключевые слова: волновые процессы, интенсификация, освоение трудноизвлекаемых запасов.

UDC 622.276.6

ABOUT USE OF WAVE TECHNOLOGIES FOR THE OIL PRODUCTION INTENSIFICATION

G.S. Dubinsky

(State autonomous research institute «The Institute of oil technology and new materials of Bashkortostan Republic», leading Researcher)

V.E. Andreev

(State autonomous research institute «The Institute of oil technology and new materials of Bashkortostan Republic», director)

R.R. Khuzin

(«Karbon-Oil», Ltd., director)

N.I. Khuzin

(«Karbon-Oil», Ltd., main engineer)

A.Sh. Miyassarov

(«Karbon-Oil», Ltd, main geologist)

Annotation: Possibilities of application of wave and resonant processes in productive layers in article are discussed. Results of application of technology based on pressure impulse are presented. The conclusion is drawn about prospects of various technologies based on wave processes.

Keywords: wave processes, inflow intensification, hard-to-recover oil reserves.

В настоящее время доля запасов «легкоизвлекаемой» нефти, которые осваивали традиционными способами, имеет тенденцию к уменьшению и в дальнейшем разработка трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ) углеводородов будет играть большую роль в обеспечении страны сырьем нефтехимической промышленности и энергоресурсов. В терригенных, карбонатных и нетрадиционных коллекторах, выявлен ряд явлений, связанных с особенностями структуры этих коллекторов, специфики фильтрации в них, что обуславливает необходимость поиска новых тех-

нологий извлечения углеводородов.

Исследователи рассматривали различные подходы к методам увеличения эффективности освоения остаточных и трудноизвлекаемых запасов нефти и газа, а также освоения нетрадиционных запасов углеводородов [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9].

Известно, что исследования в области волнового и импульсного воздействия на продуктивные пласты проводились рядом ученых [6, 10, 11, 12]. Однако широкого применения такого рода воздействия не было и только в последнее время внимание к нелинейным и волновым процессам в продуктивных пластах стали больше уделять внимания [2, 6, 10, 12, 13, 14, 15]. Например, опробован метод, использующий сейсмические импульсы. Зарубежные компании достигли определенных успехов в совершенствовании методов и техники добычи высоковязкой нефти насосами различных типов. Осуществить это удалось за счет нового оборудования типа длинноходового привода установок ШГН, специальных глубинных плунжерных насосов для вязкой жидкости с увеличенными проходными сечениями, винтовых насосов и центробежных насосов с гидроприводом [10]. Достаточно давно используется технология смешивания на забое скважин закачиваемой легкой жидкости с вязкой нефтью.

Есть примеры использования плазменно-импульсного воздействия (ПИВ). Метод интенсификации добычи нефти, основан на резонансных свойствах пласта [15]. При использовании плазменно-импульсного воздействия увеличивается проницаемость призабойной зоны скважины и соответственно гидродинамическая связь продуктивного пласта со скважиной за счет декольматации старых и создания новых фильтрационных каналов, формируются новые микротрещины в призабойной зоне пласта. Источник колебаний создает ударную волну с очень большим избыточным давлением. Ударная волна распространяется направленно через перфорационные отверстия, в залежи нефти возникают вынужденные периодические колебания со значительной амплитудой [15]. Резонансные колебания позволяют очистить существующие и формировать новые каналы фильтрации на значи-

тельном удалении от очага воздействия. Например, волновое воздействие с помощью гидравлического генератора на забое нагнетательной скважины, через которую ведется закачка горячей воды на Солдатском месторождении в Татарстане, позволило ощутимо увеличить приемистость [14].

Доказана зависимость между частотами периодических воздействий на трещиновато-пористый пласт, обеспечивающими максимальный обмен между блоками и трещинами, и значениями упругоёмкости для трещин и блоков [16]. Авторы исследования отмечают, что нестационарный массообмен в системе блоки-трещины на переходных режимах составляет значительную величину от первоначального, а темп его падения уменьшается с удалением от скважины. Результаты были использованы для оптимизации разработки трещиноватых коллекторов с использованием нестационарных гидродинамических методов [16].

Фильтрационно-ёмкостные свойства и структура пустотного пространства продуктивных пластов для каждого объекта имеет свои, особенные параметры [17], но при этом можно отметить, что наличие пористых блоков (фракталов) разделенных системой трещин для трещиновато-пористых коллекторов может их делать похожими. Это свойство позволяет предполагать, что волновое воздействие интенсифицирует приток флюида из пористых блоков в трещины и тем самым увеличить объем подвижного флюида [6, 7, 11, 12, 18].

На Некрасовском месторождении карбонатные отложения башкирского яруса представлены известняками и доломитами толщиной 35,3÷45,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина коллектора С2бш находится в пределах 2,0÷18,8 м. В залежи содержится высоковязкая нефть. В трех скважинах был опробован метод импульсного воздействия с обновременной реагентно-кислотной обработкой. При помощи специального устройства создавались неоднократные гидроудары жидкостью, содержащей реагенты. Гидроудары вызывали резкое кратковременное увеличение давления (импульсы), что в дальнейшем вызывало распространение волнового процесса в пласте. Эффективность такой комплексной обработки подтвер-

ждена результатами (таблица 1). Это один из инновационных методов стимуляции пласта и увеличения притока флюида в скважину, позволяющий нарастить эффективность освоения ТРИЗ.

Таблица 1 – Результаты импульсно-ударного воздействия с использованием хим-реагентов.

№ п/п	№ скважины	Средний прирост дебита нефти за 10 месяцев, т/сут	Дополнительная добыча нефти за 10 месяцев после проведения ГТМ, тонн
1	1260	1,6	399
2	1262	1,5	348
3	1265	1,9	451
	Всего	1,7	1198

Очевидно, что использование положительных явлений возникающих в результате волновых и резонансных процессов в продуктивном пласте при использовании различных импульсных и волновых методов: акустический, вибросесмический, виброволновой, электрогидравлический, мгновенных депрессий-репрессий, имплозионный, сейсмический, депрессионный (со сваби́рованием), позволят увеличить эффективность извлечения углеводородов в осложненных геологических условиях. Каждый из методов корректно подобранный для конкретных геолого-технологических условиях позволит достигнуть положительного результата. Следовательно, группа технологий, основанных на различных волновых и резонансных процессах и химическом и/или термическом воздействии может считаться перспективной для освоения ТРИЗ.

Список использованных источников

1. Абызбаев, И.И. Прогнозирование применения новых методов увеличения нефтеотдачи при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст] / И.И. Абызбаев, В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2007. – 204 с.

2. Технологии интенсификации добычи газа из метанугольных пластов [Текст] / Х.И. Акчурин, Г.С. Дубинский, Н.М. Сторонский, З.Д. Хомянец // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2013. – Вып. 2 (7). – С. 283-292.
3. Интенсификация притока из метанугольных пластов методом импульсов давления / Х.И. Акчурин, Г.С. Дубинский, Н.М. Сторонский, З.Д. Хомянец // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2013. – Вып. 2 (7). – С. 292-303.
4. Планирование и обоснование технологии интенсификации притока в залежах высоковязких нефтей [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, О.А. Пташко, Ю.А. Котенев, А.Ш. Мияссаров, Р.Р. Хузин, Н.И. Хузин // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения): сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2012. – Вып. 1 (6). – С. 91-93.
5. О методе выбора скважин для проведения мероприятий по интенсификации притока нефти [Текст] / М.С. Антонов, М.Н. Шаймарданов, В.В. Пшеничников, В.Ш. Мухаметшин // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 12. – С. 29-30.
6. Проблемы и перспективы волновой технологии многофазных систем в нефтяной и газовой промышленности [Текст] / Р.Ф. Ганиев, Л.Е. Украинский, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев. – СПб.: Недра, 2008. – 214 с.
7. Дубинский, Г.С. Геологические особенности залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов и их влияние на выбор технологии освоения запасов [Текст] / Г.С. Дубинский // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. – 2015. – № 21. – С. 70-75.
8. Хайредин, Н.Ш. Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Башкирии [Текст] / Н.Ш. Хайредин, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев // Нефтепромысловое дело. – 1994. – № 5. – С. 4.
9. Геотехнологическое обоснование ресурсосберегающих методов освоения труд-

ноизвлекаемых запасов нефти [Текст]: учебное пособие / Р.Р. Хузин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ш.Х. Султанов, В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 265 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.

11. Ганиев, Р.Ф. Приложение эффектов нелинейной волновой механики в процессах нефтегазодобычи [Текст] / Р.Ф. Ганиев, Л.Е. Украинский, О.Р. Ганиев // Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов: сборник научных трудов VI Конгресса нефтепромышленников России. Секция В (Уфа, 25 мая 2005 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Монография, 2005. – С. 10-15.

12. 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.; Ижевск: Институт компьютерных исследований: Научно-издательский центр «Регулярная и хаотическая динамика», 2011. – 780 с.

13. Перспективы увеличения эффективности разработки залежи высоковязкой нефти с применением энергоресурсосберегающих технологий [Текст] / Р.С. Хисамов, Р.Р. Хузин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.Ш. Мияссаров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 4. – С. 52-55.

14. 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.

15. Материалы сайта компании Novas Energy Services. <http://www.novas-energy.ru/ru/technology/>.

16. Выработка трещиновато-пористого коллектора нестационарным дренированием [Текст] / Ю.М. Молокович, А.И. Марков, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Фархуллин,

Г.Г. Куштанова. – Казань: Регентъ, 2000. – 156 с.

17. 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.

18. Дубинский, Г.С. Об отклике фрактальных структур флюидонасыщенных пород-коллекторов при волновом воздействии на них [Электронный ресурс] / Г.С. Дубинский // The development of science in the 21st century: natural and technical sciences: сборник научных статей / коллектив авторов. – New York: Глобальное партнерство по развитию научного сотрудничества = Global Partnership on Development of Scientific Cooperation; Ron Bee & Association. – С. 51-56. – Режим доступа: http://archiv.gpscience.org/wp-content/uploads/2015/07/0415_ny51-56.pdf.

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ВОЛНОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

Г.С. Дубинский

(Государственное автономное научное учреждение «Институт нефтегазовых технологий и новых материалов Республики Башкортостан, ведущий научный сотрудник)

Аннотация: В статье рассмотрены геологические особенности коллекторов и проявление их при волновом воздействии. Показано, что волновое воздействие может высвобождать зацементированную нефть и газ, увеличивать проницаемость пористой среды, увеличивать продуктивность скважин.

Ключевые слова: волновое воздействие, резонанс, вовлечение нефти в движение, пористый фрактал-трещина.

UDC 622.276

ARGUMENTS FOR USE OF GEOLOGICAL FEATURES OF DEPOSITS OF HYDROCARBONS UNDER WAVE INFLUENCE

G.S. Dubinsky

*(State autonomous research institute «The Institute of oil technology
and new materials of Bashkortostan Republic»,
leading Researcher)*

Annotation: In article geological features of productive reservoirs and their manifestation under wave influence are considered. It is shown that wave influence can release the jammed oil and gas, permeability of the porous environment and productivity of wells is increased under wave influence.

Keywords: wave influence, resonance, release oil for the movement, porous block – crack.

Значительная степень выработанности запасов «легкой» нефти, которая извлекалась традиционными методами и широкое вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ) в трещиновато-пористых коллекторах, как терригенных и карбонатных, так и нетрадиционных, выявили ряд проблем, связанных с особенностями структуры этих коллекторов, особенностей фильтрации в них и поиском новых технологий управления фильтрацией флюидов. Активные (традиционные и вовлеченные в разработку) запасы нефти до 20 % содержатся в неоднородных коллекторах, 10% - в залежах с малыми запасами, 5% - в залежах с подошвенной водой. 28% ТрИЗ содержатся в низкопроницаемых коллекторах (НПК), 22% ТрИЗ находятся в заводненных зонах, это остаточные запасы (ОЗН), 8% ТрИЗ - в нефтегазоконденсатных месторождениях (НГКМ), 5% ТрИЗ – это высоковязкие нефти (ВВН), 2% - запасы битумов [1]. По другим оценкам более 40% запасов нефти содержится в низкопроницаемых коллекторах. Основные трудноизвлекаемые запасы углеводородов России связаны с низкопроницаемыми и карбо-

натными коллекторами (73%), высоковязкими нефтями (12%), обширными подгазовыми зонами нефтегазовых залежей (примерно 15%) и пластами, залегающими на больших глубинах (7%) [2]. Эти залежи с ТрИЗ, осложненные различными геолого-физическими факторами, распределены по всем нефтедобывающим регионам России. Значительная доля ТрИЗ, особенно связанных со сложным геологическим строением и высоковязкой нефтью, приурочена к Урало-Поволжью. Разработка таких запасов с использованием традиционных технологий экономически неэффективна. Она требует применения новых технологий их освоения и принципиально новых подходов к проектированию, учитывающих особенности извлечения трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ).

Интересно рассмотреть процесс фильтрации флюидов в широко распространенных в природе трещиновато-пористых коллекторах. Трещиновато-пористые коллекторы имеют неравномерную структурную организацию, они состоят из пористых фракталов (блоков), связанных между собой системой трещин [2, 3]. Известно, что объем пустотного пространства в пористых фракталах намного больше объема трещин, поэтому флюиды большей частью содержатся находятся в пористых фракталах - блоках, при этом гидропроводность трещин много больше гидропроводности фракталов. Такое соотношение гидропроводностей обуславливает преимущественную фильтрацию по трещинам. Мы обнаруживаем, что в элементарном объеме коллектора (достаточно малого размера) представлены и поры, и трещины. Таким образом, среда коллектора имеет двойные характеристики в каждой точке: две пористости, две проницаемости, два давления. Знание энергетических и динамических особенностей геологических структур позволяет добиваться решения практических и научных задач в нефтегазодобыче. Пространственно-временные структуры могут часто являться зонами волноводов. Постоянное эндогенное энергетическое воздействие приводит к формированию пространственно-временных геологических структур, внутри которых образуется суммарное энергетическое автоволновое поле [4]. При этом может происходить преобразование

энергии, рассеивание и частичное накопление энергии в структуре. Накопление энергии в геологической среде может быть в виде химического потенциала; законсервированное неравновесное состояние, проявляющееся при снятии сдерживающих сил (факторов); элементов структуры пористой среды в виде резонаторов [4]. Есть данные о регистрации медленных волн, связанных с флюидопереносом [5].

Продуктивные пласты, насыщенные флюиды, являются сложными многокомпонентными телами, имеющие сильно выраженные аномалии внутреннего строения. Такая организация пористой среды резко увеличивает ее степень неоднородности. В таких геологических телах активно взаимодействуют флюиды с твердой фазой. Геологические тела находятся в квазистабильном состоянии, они постоянно поглощают энергию различного типа, которая поступает извне, трансформируют ее и излучают ее в виде микросейсмического волнового поля, подчиняющегося законам нелинейной механики и акустики.

При гармоническом воздействии слабыми акустическими сигналами на нефтегазовый пласт, месторождение переходит в состояние резонансного возбуждения случайно распределенных по пласту резонаторов [6]. При этом на земной поверхности акустическое поле, «переизлученное нефтегазовой залежью», характеризуется смещением частот в область ниже частотного спектра сигнала возбуждения. Это волновое поле представляет собой суперпозицию особых, «медленных» волн во флюидонасыщенном поровом пространстве, а его характеристика принадлежит исключительно излучающему геологическому телу [6]. Амплитудно-частотная и фазо-частотная характеристики (АЧХ и ФЧХ) пласта будут индивидуальными. Описанные явления действительны в отношении любого флюида, заполняющего любую пористую или иную «разуплотненную» область пространства в земной коре [6].

При всех волновых воздействиях пористые фракталы пористой среды будут обмениваться с трещинным пространством насыщающим флюидом [8]. С учетом неравновесности для давления в трещинах можно использовать уравнение пьезо-

проводности [9]. Связь изменения скорости фильтрации и давления имеет неравновесный характер. Исследователями проводился анализ массообмена между блоками и трещинами при периодическом гидродинамическом воздействии на пласт [7, 9]. Расчеты показывают, что в пласте массообмен между блоками и трещинами в зависимости от периода воздействия имеет максимум. Значение периода, соответствующего максимуму, его можно называть оптимальным периодом, находится в прямой зависимости, прежде всего, от параметра τ_2 , связанного с упругими свойствами рассматриваемой среды. Причем с увеличением τ_2 увеличивается и ширина интервала периодов, обеспечивающих максимальный обмен. С удалением от скважины длительность оптимальных периодов возрастает.

Молокович Ю.М. с соавторами [7] показал зависимость между частотами периодического воздействия на трещиновато-пористый пласт, обеспечивающими максимальный обмен между блоками и трещинами, и значениями упругоёмкостей трещин и блоков (параметрами τ' и τ_2) [7]. Авторами показано, что нестационарный массообмен в системе фракталы - трещины на переходных режимах для нелокальных фильтрационных моделей к моменту времени $t = \tau_2$ составляет значительную величину от первоначального и темп его падения уменьшается с удалением от скважины. По результатам численного моделирования размеров блоков сделан вывод о значительности их линейных размеров ($10^{-1} \div 10^1$ м) в рассмотренных ситуациях. Результаты были использованы для оптимизации разработки трещиноватых коллекторов с использованием нестационарных гидродинамических методов [7]. Нестационарное заводнение по сути является одним из видов волнового воздействия, имеющее особенность перехода к квазистационарному виду [10], а для описания изменения давления в пласте получено аналитическое выражение.

Приведенный выше анализ реагирования на волновое воздействие пористой среды насыщенной флюидами показывает возможности для вовлечения в движение застойных и заблокированных целиков нефти за счет использования резонансных явлений в пласте, а также вызова массообмена в системе пористый фрак-

тал (блок)-трещина.

Достаточно давно проводились исследования в области волнового и импульсного воздействия на продуктивные пласты. Но расширение их применения началось только в последнее время [11, 12, 13, 14, 15, 16, 17]. Отмечено совместное использование волновых технологий с химическим воздействием. Для нетрадиционных метана в угольных пластах применили импульсное (репрессионно-депрессионное) и волновое воздействие [11, 12], что позволило вовлечь в разработку ранее не работавшие пропластки и увеличить приток газа к забою скважины. Например, развивается метод, использующий сейсмические импульсы. Было создано оборудование: длинноходовой привод установок ШГН, глубинных плунжерных насосов с увеличенными проходными сечениями для прохождения высоковязкой жидкости, винтовых насосов и центробежных насосов с гидроприводом [13].

Теорию резонансного волнового воздействия на пористые среды разработал академик Ганиев Р.Ф. с сотрудниками, также разработаны и скважинные устройства – генераторы, которые промышленно применялись [14, 15]. Были получены значительные приросты дебита нефти в добывающих скважинах и увеличение приемистости в нагнетательных. Резонансные свойства пласта используются при плазменно-импульсном воздействии (ПИВ) для интенсификации добычи нефти [16]. При ПИВ, за счет очистки старых и создания новых фильтрационных каналов (формируются новые микротрещины в призабойной зоне скважины), увеличивается проницаемость призабойной зоны скважины, увеличивается гидродинамическая связь нефтяного пласта с забоем скважины [16]. Источник колебаний формирует ударную волну с избыточным давлением, многократно превышающим пластовое. Ударная волна распространяется направленно через перфорационные отверстия по профилю каналов. Создаются вынужденные периодические колебания в окружающей среде (продуктивная залежь) со значительной амплитудой.

Волновое воздействие с помощью гидравлического генератора, имеющего

два частотных диапазона, на забое нагнетательной скважины, через которую ведется закачка горячей воды на Солдатском месторождении в Татарстане, позволило существенно увеличить приемистость на 25 % [17].

Разработана методология прогноза применения методов стимуляции скважин и увеличения нефтеотдачи [18, 19, 20, 21, 22, 23, 24]. Выбор технологии обязательно должен быть с учетом геологических условий [21], это условие соблюдается при метотехнологическом подходе к выбору [25]. Применение одного из группы волновых методов (акустический, вибросейсмический, резонансный, виброволновой, электрогидравлический, мгновенных депрессий-репрессий, и др.), при корректном выборе, позволяет в конкретных геолого-технологических условиях достигать положительный результат. Следовательно, группу методов, комплексирующих нестационарное (вариации различных волновых процессов) воздействие с химическим и/или термическим можно признать перспективными.

Список использованных источников

1. Хавкин, А.Я. Нанотехнологии в добыче нефти и газа [Текст] / А.Я. Хавкин. – М.: Компания Спутник +, 2008. – 149 с.
2. Современные представления о методах повышения нефтеотдачи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами [Текст] / В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев, В.Н. Поляков, О.А. Пташко // Колебания и волны в механических системах: материалы международной научной конференции (Москва, 27-29 ноября 2012 г.) / под ред. Р.Ф. Ганиева. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – С. 40-41.
3. 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.
4. Дмитриевский, А.Н. Энергетика и нелинейная динамика земли [Текст] / А.Н. Дмитриевский, И.А. Володин // Фундаментальный базис новых технологий

нефтяной и газовой промышленности (теоретические и прикладные аспекты): тезисы докладов Всероссийской конференции (Москва, 24-26 апреля 2007 г.) / коллектив авторов. – М.: ГЕОС, 2007. – С. 82-84.

5. Ахияров, В.Х. Теоретические и экспериментальные исследования по оценке гидродинамической характеристики прискважинной зоны пласта при импульсно-волновых воздействиях [Текст] / В.Х. Ахияров, Е.Е. Поляков // Геоинформатика. – 1997. – № 6. – С. 38–41.

6. Лошкарев, Г.Л. Недропользование: комплексная система исследования низкочастотных сейсмических полей в поиске нефтегазовых залежей [Текст] / Г.Л. Лошкарев, А.А. Хорошев, В.П. Бондарь // Инновации – Кубани. Материалы проекта: сборник статей / Администрация Краснодарского края; Краснодарская краевая общественная организация выпускников программы подготовки управленческих кадров «Директорский корпус». – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2015. – С. 131-140.

7. Выработка трещиновато-пористого коллектора нестационарным дренированием [Текст] / Ю.М. Молокович, А.И. Марков, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Фархуллин, Г.Г. Куштанова. – Казань: Регентъ, 2000. – 156 с.

8. Дубинский, Г.С. Об отклике фрактальных структур флюидонасыщенных пород-коллекторов при волновом воздействии на них [Электронный ресурс] / Г.С. Дубинский // The development of science in the 21st century: natural and technical sciences: сборник научных статей / коллектив авторов. – New York: Глобальное партнерство по развитию научного сотрудничества = Global Partnership on Development of Scientific Cooperation; Ron Bee & Association. – С. 51-56. – Режим доступа: http://archiv.gpscience.org/wp-content/uploads/2015/07/0415_ny51-56.pdf.

9. Пьезометрия окрестности скважин. Теоретические основы [Текст] / Ю.М. Молокович, А.И. Марков, А.А. Давлетшин, Г.Г. Куштанова. – Казань: ДАС, 2000. – 203 с.

10. Дубинский, Г.С. Решение уравнения фильтрации при циклическом

воздействии на пласт [Текст] / Г.С. Дубинский // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1998. – № 12. – С. 29-31.

11. Технологии интенсификации добычи газа из метаноугольных пластов [Текст] / Х.И. Акчурин, Г.С. Дубинский, Н.М. Сторонский, З.Д. Хоминец // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2013. – Вып. 2 (7). – С. 283-292.

12. Интенсификация притока из метаноугольных пластов методом импульсов давления / Х.И. Акчурин, Г.С. Дубинский, Н.М. Сторонский, З.Д. Хоминец // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2013. – Вып. 2 (7). – С. 292-303.

13. 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.

14. Ганиев, Р.Ф. Приложение эффектов нелинейной волновой механики в процессах нефтегазодобычи [Текст] / Р.Ф. Ганиев, Л.Е. Украинский, О.Р. Ганиев // Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов: сборник научных трудов VI Конгресса нефтепромышленников России. Секция В (Уфа, 25 мая 2005 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Монография, 2005. – С. 10-15.

15. Ганиев, О.Р. Резонансная макро- и микромеханика нефтяного пласта. Интенсификация добычи нефти и повышение нефтеотдачи. Наука и практика [Текст]: монография / О.Р. Ганиев, Р.Ф. Ганиев, Л.Е. Украинский. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 256 с.

16. Материалы сайта компании Novas Energy Services. <http://www.novas-energy.ru/ru/technology/>.

17. 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.

18. Абызбаев, И.И. Прогнозирование применения новых методов увеличения нефтеотдачи при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст] / И.И. Абызбаев, В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2007. – 204 с.

19. Планирование и обоснование технологии интенсификации притока в залежах высоковязких нефтей [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, О.А. Пташко, Ю.А. Котенев, А.Ш. Мияссаров, Р.Р. Хузин, Н.И. Хузин // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения): сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2012. – Вып. 1 (6). – С. 91-93.

20. О методе выбора скважин для проведения мероприятий по интенсификации притока нефти [Текст] / М.С. Антонов, М.Н. Шаймарданов, В.В. Пшеничников, В.Ш. Мухаметшин // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 12. – С. 29-30.

21. Дубинский, Г.С. Геологические особенности залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов и их влияние на выбор технологии освоения запасов [Текст] / Г.С. Дубинский // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. – 2015. – № 21. – С. 70-75.

22. Дубинский, Г.С. О планировании технологий стимуляции скважин и ограничения водопитока [Текст] / 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. 138-146.

23. Геотехнологическое обоснование ресурсосберегающих методов освоения трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст]: учебное пособие / Р.Р. Хузин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ш.Х. Султанов, В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 265 с.

24. Перспективы увеличения эффективности разработки залежи высоковязкой нефти с применением энергоресурсосберегающих технологий [Текст] / Р.С.

Хисамов, Р.Р. Хузин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.Ш. Мияссаров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 4. – С. 52-55.

25. Андреев, В.Е. Метотехнологический подход как научная методология решения проблем в нефтегазодобыче [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения): сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2012. – Вып. 1 (6). – С. 36-44.

УДК 622.276

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОБРАБОТКА КАРБОНАТНОГО ПЛАСТА МОДИФИЦИРОВАННЫМ КИСЛОТНЫМ СОСТАВОМ

Г.С. Дубинский

*(Государственное автономное научное учреждение «Институт нефтегазовых технологий и новых материалов Республики Башкортостан,
ведущий научный сотрудник)*

А.В. Андреев

*(Государственное автономное научное учреждение «Институт нефтегазовых технологий и новых материалов Республики Башкортостан,
старший научный сотрудник)*

Аннотация: Сделан краткий обзор факторов влияющих на эффективность обработки призабойной зоны в карбонатных пластах. Проведен анализ эффективности стандартных и модифицированных солянокислотных обработок и отмечена необходимость применения отклонителей и замедлителей кислоты. Сделан вывод о перспективности применения дизайна обработок и испытанной технологии с использованием замедлителя кислоты.

Ключевые слова: скважина, карбонаты, продуктивный пласт, горизонт, солянокислотная обработка, «замедленная» кислота, композиционный состав из кислоты и «замедлителя», дизайн обработки, эффективность.

UDC 622.276

MODELING AND PROCESSING OF CARBONATE'S RESERVOIR WITH MODIFIED ACIDIC COMPOSITION

G.S. Dubinsky

*(State autonomous research institute «The Institute of oil technology
and new materials of Bashkortostan Republic»,*

leading Researcher)

A.V. Andreev

*(State autonomous research institute «The Institute of oil technology and new materials
of Bashkortostan Republic»,*

senior researcher)

Annotation: Made a brief overview of factors influencing the effectiveness of treatment of the bottomhole zone in carbonate reservoirs. The analysis of efficiency of the standard and modified by means of hydrochloric acid treatments and noted the necessity of application of whipstocks of acid and «slow» acid. The conclusion is made about the prospects of application design treatments and proven technologies using «slow» acid.

Keywords: well, carbonates, reservoir, horizon, means of hydrochloric acid treatment, "slow" acid composition of acid and "moderator" (slow), the design of processing efficiency.

Время «легкоизвлекаемой» нефти завершается, запасы, которые добывались традиционными методами истощаются, уже достаточно давно появилась тенденция к увеличению доли трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) углеводородов в балансе всех нефтедобывающих стран. Значительные запасы приурочены к карбонатным коллекторам. Разработка и внедрение технологий освоения ТриЗ должны создать базу обеспечения страны ресурсами углеводородов. И в терригенных, и карбонатных, и нетрадиционных коллекторах, существует ряд присущих им особенностей структуры и состава обуславливающих специфику фильтрации в них,

что обусловило необходимость поиска инноваций для более интенсивного и полного извлечения углеводородов. Исследователи рассматривали различные подходы к методам увеличения эффективности освоения остаточных и трудноизвлекаемых запасов нефти и газа [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9].

Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам, характеризуется малыми темпами отбора запасов и низкими значениями коэффициента извлечения нефти (КИН). Средний по отрасли КИН не превышает 35%, а в карбонатных пластах КИН не более 25%. Относительно низкий КИН делает эту группу коллекторов особенно перспективной с точки зрения применения новых технологий интенсификации добычи.

Большое распространение на промыслах получили солянокислотные (НСИ) обработки (СКО) и их модификации, связанные как с составами, так и с технологическими приемами [5, 6, 8, 9, 10, 11]. Кислотное воздействие играет важную роль в интенсификации добычи нефти. Объем работ связанный с СКО настолько велик, что по суммарному количеству дополнительно добытой нефти из залежи за счет СКО и их модификации можно приравнять к методам увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов.

Солянокислотная обработка карбонатных коллекторов является достаточно сложным процессом, требующим глубокого понимания и тщательного моделирования [4, 12, 13, 14]. Осложняет моделирование солянокислотного воздействия высокая скорость реакции между карбонатной матрицей породы и кислотой. Эффективность солянокислотных обработок (СКО) зависит в первую очередь от глубины проникновения кислоты в пласт и от полноты растворения в кислотном растворе коллектора. Вследствие сложной структуры и неоднородности коллекторских свойств карбонатов, степень их охвата кислотным раствором и эффективность СКО сводятся к минимуму. В процессе обработки призабойной зоны пласта чистой соляной кислотой максимальное ее воздействие на породу происходит в прискважинной зоне. Поэтому эффективность СКО зависит в первую очередь от

глубины проникновения кислоты в пласт и от полноты растворения в кислотном растворе коллектора. В процессе обработки призабойной зоны пласта чистой соляной кислотой максимальное ее воздействие на породу происходит в прискважинной зоне. В удаленной зоне пласта реакция кислоты с породой идет менее интенсивно ввиду потери значительной части ее активности. В результате этого при-скважинная зона обрабатывается более интенсивно с формированием максимального числа каналов растворения в ущерб интенсивности формирования новых в удаленной зоне пласта. Поэтому эффективность СКО быстро снижается при повторных обработках, проведенных на одной скважине. Интенсивность реагирования карбонатной породы с кислотой является функцией от а) скорости реакции на границе раздела порода-агент (кислота); б) интенсивности массопереноса участников реакции к поверхности соприкосновения и продуктов реакции от поверхности соприкосновения (процессы диффузии и конвекции). Первый из этих двух показателей (скорость реакции) обычно принимается бесконечно большим, и поэтому интенсивность реагирования по большей части определяется явлениями массопереноса. Анализ работ некоторых отечественных исследователей [16] в которых оценивается эффективность различных вариантов солянокислотных обработок карбонатных коллекторов показал, что успешными являются лишь первые из них (до 80-85%). В целом, успешность СКО не превышает 45%, т.е. не более чем каждая вторая обработка эффективна.

Процесс образования новых каналов в карбонатных пластах-коллекторах при СКО можно контролировать увеличением темпа закачки и уменьшением скорости диффузии (время, необходимое для достижения кислотой поверхности породы) [10, 11, 12, 13, 14, 15, 17]. В отечественной и зарубежной литературе описаны разнообразные методики, направленные на уменьшение скорости диффузии. В основу таких методик (составов) могут входить различные химические вещества, но в конечном итоге все они направлены на замедление процесса диффузии при СКО, что объединяет их под общим названием – «замедлители». Одновременно с

процессом замедления при использовании таких составов, протекает и процесс отклонения. Отклонение происходит в результате того, что «замедленный» замедлителем состав сохраняет свою способность к растворению горной породы и может быть продавлен глубже в пласт, тем самым, увеличивая коэффициент охвата обработкой и, следовательно, эффективность СКО [18, 19, 20]. Таким образом, необходимость замедлять химическое взаимодействие между кислотой и породой, вызвана тем, что активная кислота должна проникать на большую глубину в пласт. Для этого в практике интенсификации притока используют так называемые «замедлители» и «отклонители» соляной кислоты. Разработаны технология и композиционные составы [10, 11, 12, 13, 17, 18, 20], состоящий из замедлителя и соляной кислоты. В первый состав замедлителя соляной кислоты (ЗСК) входят полигликоли, эмульгатор и поверхностно-активное вещество. Применение разработанного состава не приводит к осадкообразованию и не нарушает экологического равновесия. На реагент получен гигиенический сертификат. Второй состав замедлителя содержит силикаты и играет еще вторую роль – отклонителя.

Была разработана так называемая технология «КРИД» - кислотный реагент избирательного действия для использования в карбонатных коллекторах. Исследования в этом направлении проводились в ГАНУ «ИНТНМ РБ». Для получения солянокислотного реагента избирательного действия создавался композиционный состав на основе комплексного реагента «ЗСК-1» («ЗСК-1М») и соляной кислоты. Продуктивные пласты сложенные низкопроницаемыми пористыми карбонатами, имеющими небольшую трещиноватость обрабатывались на нескольких месторождениях (Астраханское ГКМ, Алибекмола, Кожасай и др.). На обработанных скважинах проведенные ранее кислотные обработки не дали значительного и стабильного прироста дебита нефти. Предварительно были сделаны дизайнерские расчеты для определения требуемого объема реагентов и композиционного кислотного состава и технологии закачивания кислотного раствора [12, 13, 14, 15]. По единой программе опытно-промысловых работ (ОПР) при научно-технологическом со-

провожении ГАНУ «ИНТНМ РБ» были проведены обработки призабойной зоны пласта (ПЗП). Отметим успешность проведенных ОПР, подтверждающих модельный прогноз роста продуктивности скважины и кратное увеличение дебита нефти после воздействия на ПЗП композиционным составом с замедлителем кислоты.

Результаты ОПР показывают, что использование композиционного кислотного состава с замедлителем позволяет значительно улучшить результат соляно-кислотной обработки.

Список использованных источников

1. Абызбаев, И.И. Прогнозирование применения новых методов увеличения нефтеотдачи при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст] / И.И. Абызбаев, В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2007. – 204 с.
2. Планирование и обоснование технологии интенсификации притока в залежах высоковязких нефтей [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, О.А. Пташко, Ю.А. Котенев, А.Ш. Мияссаров, Р.Р. Хузин, Н.И. Хузин // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения): сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2012. – Вып. 1 (6). – С. 91-93.
3. Проблемы и перспективы волновой технологии многофазных систем в нефтяной и газовой промышленности [Текст] / Р.Ф. Ганиев, Л.Е. Украинский, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев. – СПб.: Недра, 2008. – 214 с.
4. Дубинский, Г.С. Геологические особенности залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов и их влияние на выбор технологии освоения запасов [Текст] / Г.С. Дубинский // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. – 2015. – № 21. – С. 70-75.
5. Хайредин, Н.Ш. Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Башкирии [Текст] / Н.Ш. Хайредин, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев // Нефтепромысловое дело. – 1994. – № 5. – С. 4.

6. Геотехнологическое обоснование ресурсосберегающих методов освоения трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст]: учебное пособие / Р.Р. Хузин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ш.Х. Султанов, В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 265 с.
7. Перспективы увеличения эффективности разработки залежи высоковязкой нефти с применением энергоресурсосберегающих технологий [Текст] / Р.С. Хисамов, Р.Р. Хузин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.Ш. Мияссаров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 4. – С. 52-55.
8. Дубинский, Г.С. О вовлечении в разработку залежей с трудноизвлекаемой нефтью [Текст] / Г.С. Дубинский // Наука XXI века: теория, практика, перспективы: сборник статей Международной научно-практической конференции (Уфа, 3 марта 2015 г.) / коллектив авторов. – Уфа: РИО МЦИИ ОМЕГА САЙНС, 2015. – С. 161-164.
9. Дубинский, Г.С. О планировании технологий стимуляции скважин и ограничения водопритока [Текст] / 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. 138-146.
10. Пат. 2425209 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/22. Способ обработки карбонатных и карбонатсодержащих пластов (варианты) [Электронный ресурс] / Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Пташко О.А., Дубинский Г.С., Ганиев Р.Ф., Украинский Л.Е., Хузин Р.Р., Каптелинин О.В., Андреев А.В., Котенев М.Ю.; патентообладатели Андреев Вадим Евгеньевич, Котенев Юрий Алексеевич, Пташко Олег Анатольевич. – № 2009106546/03; заявл. 24.02.2009; опубл. 27.08.2010, Бюл. № 24. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
11. Совершенствование солянокислотного воздействия на карбонатные коллекторы и прогнозирование его результатов [Текст] / Ю.А. Котенев, А.П. Чижов, К.М. Федоров, А.В. Андреев, Р.Р. Хузин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2009. – № 2. – С. 5-9.

12. Дизайн и реализация технологии воздействия на карбонатный коллектор с использованием «замедлителя» кислоты [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Фёдоров, А.В. Андреев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 2 (96). – С. 5-14.
13. Моделирование технологии интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах с использованием композиционных составов регулирующего действия [Электронный ресурс] / В.Е. Андреев, К.М. Федоров, Г.С. Дубинский, А.В. Андреев // Наука и образование в XXI веке: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции в 34 ч. (Тамбов, 30 сентября 2013 г.) / коллектив авторов. – Тамбов: Бизнес-Наука-Общество, 2013. – Ч. 12. – С. 20. – Режим доступа: http://ucom.ru/doc/conf/2013_09_30_12.pdf.
14. Моделирование кислотного воздействия на карбонатные коллекторы с использованием композиционных составов, регулирующих профили отдачи и приемистости скважин [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Федоров, А.В. Андреев // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2014. – Вып. 3 (8). – С. 216-223.
15. Интенсификация добычи трудноизвлекаемых нефти и газа из карбонатных коллекторов [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Федоров, А.В. Андреев // Stredoevropsky vestnik pro vedu a vyzkum. – 2015. – Т. 54. – С. 37.
16. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн [Текст] / В.Н. Глущенко, О.А. Пташко, Р.Я. Харисов, А.В. Денисова. – Уфа: Гилем, 2010. – 392 с.
17. Андреев, В.Е. Разработка технологий интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов с использованием композиционных составов регулирующего действия [Электронный ресурс] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.В. Андреев // Наука и образование в XXI веке: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции в 34 ч. (Тамбов, 30 сентября 2013 г.) / коллектив авторов. – Тамбов: Бизнес-Наука-Общество, 2013. – Ч. 12. – С.

18-19. – Режим доступа: http://ucom.ru/doc/conf/2013_09_30_12.pdf.

18. 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.) / коллектив авторов. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2014. – С. 8-10.

19. Андреев, В.Е. Опытнo-промысловые работы по регулированию профиля отдачи скважин месторождения Кожасай с использованием композиционного состава [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2014. – Т. 19. – № 2. – С. 79-84.

20. Андреев, В.Е. Обработка композиционным составом карбонатных коллекторов для выравнивания профиля отдачи и приемистости скважин [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2014. – Вып. 3 (8). – С. 131-135.

УДК 622.276

МЕТОДИКА РАСЧЁТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ НЕПОРШНЕВОМ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ

Д.С. Егоров

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьском, студент группы БГР-13-11)

И.В. Шокуров

(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьском, инженер-электроник)

Аннотация: В статье описана методика расчёта показателей разработки нефтяного пласта при искусственном водонапорном режиме с учетом совместной фильтра-

ции нефти и воды. Математически описываются основные закономерности процессов течения флюидов под влиянием управляющих воздействий.

Ключевые слова: система разработки месторождения, режим работы скважины, непоршневое вытеснение, коэффициенты относительных проницаемостей, водонасыщенность s пласта.

UDC 622.276

METHOD OF CALCULATION OF INDICATORS OF DEVELOPMENT OF THE OIL POOL AT NOT PISTON REPLACEMENT OF OIL BY WATER

D.S. Egorov

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student of BGR-13-11 group)

I.V. Shokurov

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, electronics engineer)

Annotation: In article the method of calculation of indicators of development of oil layer at the artificial water-pressure mode taking into account a joint filtration of oil and water is described. The main regularities of processes of a current of fluids under the influence of the operating influences are mathematically described.

Keywords: system of mining, well operating mode, not piston replacement, coefficients of relative permeability, layer s water saturation.

На сегодняшний день, в РФ нефтяная промышленность является основной сферой деятельности. Необходимо уметь правильно выбирать систему разработки и производить расчет показателей для эффективной разработки нефтяного месторождения.

Непоршневое вытеснение нефти — это такое вытеснение, за фронтом которой движутся вытесняющий агент и вытесняемый флюид, т. е. происходит фильтрация многофазной жидкости [1].

Многофазная фильтрация со всеми влияющими факторами представляет собой трудную задачу. Модель фильтрации двухфазной жидкости, пренебрегая влиянием капиллярных сил предложили С. Баклей и М. Леверетт, которую можно описать уравнениями: доли вытесняющего агента (воды) в потоке и скорости перемещения контура нефтеносности с постоянной насыщенностью. Для этого рассмотрим однородный пласт, и прямолинейное вытеснение из него при фильтрации несжимаемой жидкости.

Доля в потоке вытесняющей смеси воды и нефти:

$$f(s) = \frac{Q_v}{Q_v + Q_n} = \frac{Q_v}{Q} = \frac{1}{1 + \frac{Q_n}{Q_v}}, \quad (1)$$

где $Q = Q_v + Q_n$ — объёмный расход воды и нефти в смеси; s — насыщенность подвижной водой пор коллектора.

Учитывая уравнения движения нефти и воды:

$$Q_n = -\frac{\kappa \kappa_n}{\mu_n} F \frac{\partial p}{\partial x}, \quad (2)$$

$$Q_v = -\frac{\kappa \kappa_v}{\mu_v} F \frac{\partial p}{\partial x}, \quad (3)$$

уравнение доли в потоке вытесняющей жидкости примет вид:

$$f(s) = \frac{1}{1 + \frac{1}{\mu_0} \frac{\kappa_n}{\kappa_v}}, \quad (4)$$

где κ_v, κ_n — относительные проницаемости для воды и нефти; F — площадь фильтрации; $\mu_0 = \mu_n / \mu_v$ — отношение вязкости нефти μ_n и вязкости воды μ_v .

Из уравнения (1) имеем

$$Q_v = f(s)Q, \quad (5)$$

или продифференцировав при $Q = Q(t)$

$$\frac{\partial Q_B}{\partial x} = \frac{df(s)}{ds} \frac{\partial s}{\partial x} Q. \quad (6)$$

Из уравнения неразрывности потока воды и нефти следует условие $Q = Q(t)$

$$\frac{\partial Q_B}{\partial x} = -mF \frac{\partial s}{\partial t}, \quad (7)$$

$$\frac{\partial Q_H}{\partial x} = mF \frac{\partial s}{\partial t}, \quad (8)$$

сложив которые, получим

$$\frac{\partial Q_B}{\partial x} + \frac{\partial Q_H}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} (Q_B + Q_H) = 0, \quad (9)$$

$$Q_B + Q_H = Q(t), \quad (10)$$

где m — коэффициент пористости пласта; t — продолжительность вытеснения.

Из уравнения (10) видно, что объёмный расход жидкости, так как несжимаема, не меняется по координате x .

Подставив выражение (7) в уравнение (6), получим

$$\frac{df(s)}{ds} \frac{\partial s}{\partial x} Q + mF \frac{\partial s}{\partial t} = 0. \quad (11)$$

В любой взятой точке в пласте насыщенность s изменяется, а с фиксированным значением $s = \text{const}$ — перемещаются с течением времени вдоль пласта в направление движения жидкости:

$$ds = \frac{\partial s}{\partial x} dt + \frac{\partial s}{\partial t} dx = 0, \quad (12)$$

Откуда

$$\frac{dx}{dt} = - \frac{\partial s}{\partial t} / \frac{\partial s}{\partial x}. \quad (13)$$

Из уравнения (11) получим

$$\frac{df(s)}{ds} \frac{Q}{mF} = - \frac{\partial s}{\partial t} / \frac{\partial s}{\partial x}. \quad (14)$$

Приравняв выражения (13) и (14), получим уравнение движения плоскости точки x с постоянной насыщенностью:

$$\frac{dx}{dt} = \frac{Q}{mF} \frac{df(s)}{ds}. \quad (15)$$

Уравнение (15) в начальный момент t при отсутствии подвижной воды:

$$\frac{df(s)}{ds} = \frac{mV}{Q_{\Sigma}(t)} = \zeta, \quad (16)$$

где $Q_{\Sigma}(t) = \int_0^t Q(t)dt$ — суммарное количество воды, вторгшейся в пласт; $V = Fx$

— объём пласта; $\zeta = \frac{mV}{Q_{\Sigma}(t)}$ — безразмерная координата в пространстве.

По экспериментальным зависимостям относительной проницаемости $\kappa_H(s)$ и $\kappa_B(s)$ от насыщенности s (рисунок 1, а), можем построить функцию $f(s)$ по уравнению (4), далее графическим продифференцировав — $df(s)/ds$ (рисунок 1,б). Так как $\frac{df(s)}{ds} = \zeta$, имеем график распределения s подвижной водой вдоль ζ (рисунок 2.1, в), идентичный графику рисунка 1, б. По рисунку 1, в видно, что s в любой момент времени t и в каждой точке пласта, двузначна, что физически -абсурдно. Таким образом следует, что полученная зависимость s от ζ , справедлива до значения $\zeta = \zeta_{\phi}$ и при ζ_{ϕ} значение s должно меняться скачком от $s=s_{\phi}$, до $s = s_{св}$, где $s_{св}$ — доля связанной воды. Поэтому, допускаем скачок s и введём понятие фронта вытеснения для устранения двузначности, а координатой фронта вытеснения является ζ_{ϕ} . Можно выразить, что

$$s_{\phi} = \frac{f(s_{\phi})}{df(s_{\phi})/ds}, \quad (18)$$

откуда

$$df(s_{\phi})/ds = f(s_{\phi})/s_{\phi}. \quad (19)$$

Отношение (19) выражает tg угла наклона касательной к $f(s)$, проведенной из $s = s_{св}$. А s_{ϕ} равна K (абсциссе точки касания). Из равенства площадей,

можно графически определить ζ_ϕ и s_ϕ , которые заштрихованы на рисунке 2.1, в. На рисунке 2.1, в насыщенность породы в водонефтяной зоне подвижной нефтью и в фронте вытеснения обозначаются s_H и $s_{H\phi}$.

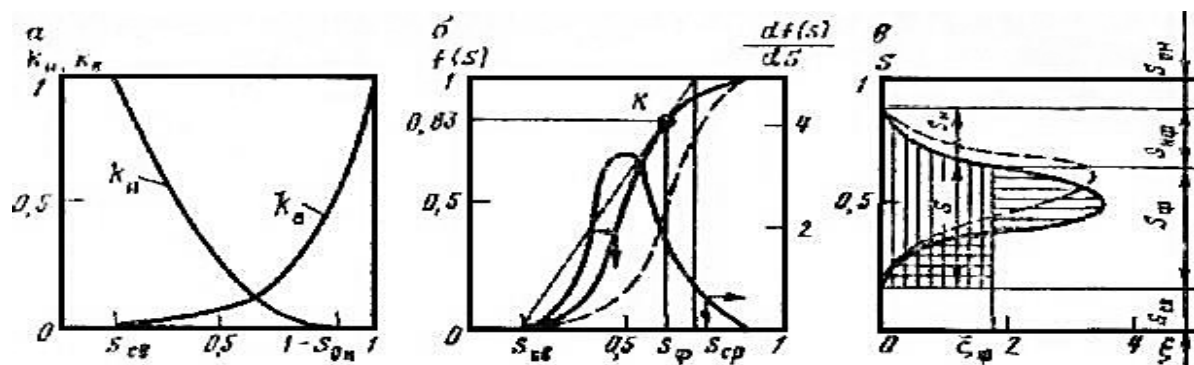


Рисунок 1 – Зависимость относительной проницаемости $k_H(s)$ и $k_B(s)$ (а), доли воды $f(s)$, $df(s)/ds$ от водонасыщенности s пласта (б) и s от ζ (в) [2].

С учётом уравнения (19), можно сделать вывод, что с уменьшением отношения μ_o коэффициент безводной нефтеотдачи увеличивается, т.е. с $\uparrow \mu$ вытесняющей жидкости и (или) $\downarrow \mu_H$.

Полученные выше формулы справедливы, когда фронт вытеснения ещё не дошёл к концу нефтяного пласта в безводный период разработки нефтяной залежи. Продолжительность периода определяется следующим образом. Поскольку $\zeta_\phi = mV_\phi/Q_\Sigma$, то при $V_\phi = FL_K$, где L_K - длина нефтяного пласта, найдем

$$Q_\Sigma = mV_\phi / \zeta_\phi, \quad (20)$$

а по нему $t=t_{обв}$ в момент t подхода фронта к концу пласта.

Для расчета в водный период, при $t > t_{обв}$ фронт вытеснения смещается дальше в фиктивном направлении продолжения пласта. Водонасыщенность на фиктивном фронте составит s_ϕ , а при $x = L_K$ будет s_K , который находят по s_ϕ , а затем по величине s_K определяют другие параметры [3].

Список использованных источников

1. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений [Текст]: учеб-

ник / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.: ил.

2. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений [Текст]: учебник / Ю.П. Желтов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1998. – 365 с.: ил.

3. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов [Текст] / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

УДК 622.276.652

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Б.А. Ерёменко, Р.А. Майский

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа)

Аннотация: В статье рассматривается сравнение эффективности использования термических методов воздействия на нефтяных месторождениях. Практически более половины отечественных запасов углеводородов приурочены к коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами, обладающие малой проницаемостью пород, а также содержанием высоковязких фракций, которые могут проявлять аномальные свойства.

Ключевые слова: высоковязкие нефти, трудноизвлекаемые запасы, термические процессы, тепловые методы, перекись водорода.

UDK 622.276.652

THE COMPARATIVE ANALYSIS OF EFFICIENCY OF THERMAL METHODS OF INFLUENCE ON OIL FIELDS

B.A. Eremenko, R.A. Maiski

(Ufa State Petroleum Technical University, Ufa)

Annotation: In article comparison of efficiency of application of thermal methods of influence on oil fields is considered. More than 60% of domestic reserves of oil belong to collectors with hardly removable stocks which are caused by low permeability of breeds

with contents high-viscosity neftly with abnormal properties.

Keywords: high-viscosity oil, hardly removable stocks, thermal processes, thermal methods, hydrogen peroxide.

Практически более половины отечественных запасов углеводородов приурочены к коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами, обладающие малой проницаемостью пород, а также содержанием высоковязких фракций, которые могут проявлять аномальные свойства. Для разработки месторождений с такими запасами необходимы высокие материальные затраты и современные научно – технические решения [1].

Основным достоинством термических методов воздействия объясняется в снижении вязкости нефти, что приводит к улучшению её подвижности, толщина «защитных» слоёв - уменьшается, тем самым будут созданы условия для увеличения капиллярной пропитки, и, все эти факторы в совокупности приводят к увеличению КИН [2].

Методы теплового воздействия применяются в сложных геолого – физических условиях, которые позволяют добывать углеводороды с аномальной вязкостью . При этом увеличивается нефтеотдача в 3 и более раз, что на сегодняшний день недоступно никаким существующим методам воздействия на пласт [3].

К термическим методам воздействия относятся: парогравитационное воздействие (ПГВ), внутридвижущийся очаг горения (ВДОГ), закачка горячих теплоносителей, паротепловые обработки скважин (ПТОС), а также другие физико-химические методы (комбинированные методы воздействия). В зависимости от нагрева пласта происходят такие процессы, как расширение фракций, процессы расщепления (получение продуктов с низкой молекулярной массой), испарение и другие процессы, дающие совместный эффект извлечения нефти из пористых сред.

Перспективные технологии применения термических методов имеют ряд серьезных ограничений в неоднородных и трещиноватых пластах:

1. Создание нестабильных фронтов вытеснения, когда подвижность водонефтяной эмульсии в пласте перед тепловым фронтом выше, чем за ним [4].
2. Малая эффективность использования теплоты, которую подают в пласт для нагрева углеводородного сырья. При закачке в пласт теплоносителя происходят большие потери тепла, которые состоят в нагреве скелета пористой среды, теплоемкость которого выше в 7 раз по сравнению с теплоемкостью рабочего агента. К тому же есть проблема, связанная с теплопередачей в кровлю и подошву пласта по мере проникновения теплоносителя в пласт.

В данной статье проанализирована эффективность относительно нового метода теплового воздействия, который регулируется с помощью катализатора. Рабочим агентом данного метода является - пероксид водорода, который взаимодействуя с пластовой водой вырабатывает такое количество тепла, которое приводит к разогреву пласта, снижению толщины адсорбционного слоя поверхностно - активных молекул нефти на поверхности пор. При использовании данного метода на месторождении «А» происходит увеличение фазовой проницаемости пласта по нефти, снижается вязкость нефти, вследствие чего подвижность нефти - увеличивается, что приводит к повышению охвата пласта. Данный метод воздействий является альтернативой и не имеет ограничений, связанных с глубиной залегания пластов, а также с толщиной и содержанием связанной воды. Применение данного метода воздействия на нефтяной пласт не требует применения нагнетательных скважин особой конструкции, специальных теплоизоляционных материалов.

В лабораторных условиях изучены возможности использования перекиси водорода - для термической обработки ПЗП. Перекись водорода при распаде в присутствии катализатора разлагается на воду и кислород с выделением большого количества тепла. Обработка скважины с использованием перекиси водорода и ка-

тализатора, обеспечивает прогрев ПЗП, разрушение и испарение АСПО [5]. Перекись водорода не образует языков обводнения, не уменьшает дебит за счёт привноса воды в пласт в отличие от обработки растворителями или паром скважины, где наблюдается большие теплопотери в пласте и вынос песка в скважину, проблемы коррозии, образования стойких эмульсий.

Преимущества данного метода заключаются, во - первых, отсутствие любых теплопотерь на поверхности или в скважине [6]. Во - вторых, дренаж нефти происходит вблизи скважины [7]. В - третьих, перекись водорода эффективно снижает вязкость нефти, а также восстанавливает пластовое давление. По результатам лабораторных исследований КИН для тяжелых нефтей может достигать значения 0,7 - 0,7 [8].

В работе [2] описывается применение тепловых полимерных воздействий на залежи Мишкинского месторождения, которые достигли текущий коэффициент нефтеизвлечения 44% против 9% при естественном режиме и 22% при заводнении.

Технология ТПВ положительно влияет на приемистость нагнетательных скважин [9]. Опыт разработки месторождений показывает, что, как правило, закачка «холодного» полимерного раствора (холодное полимерное воздействие - ХПВ) снижает приемистость в нагнетательных скважинах. Поэтому для того, чтобы поддержать заданные темпы закачки на установленном уровне, приходится повышать давление закачки. Из-за опасности гидравлического разрыва пласта этот параметр приходится ограничивать «Горячий» полимерный раствор нагнетается в пласт при 90 - 95°C и вязкость его снижается в 2,5 - 3 раза, что позволяет увеличить приемистость нагнетательных скважин.

В заключении, хотелось бы отметить, что при разработке высоковязких и тяжёлых нефтей, а также коллекторов, которые обусловлены низкой проницаемостью пород применение тепловых методов является наиболее оптимальными. Их применение требует проведения дополнительных исследований по определению

свойств породы и флюидов, выполнения экспериментальных работ по вытеснению на специальных моделях и т.д., проектирования скважин специальной конструкции и т.д. Это испытанный продолжительный, но показавший эффективный путь в мировой практике.

Список использованных источников

1. Антониади, Д.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти [Текст] / Д.Г. Антониади, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – 464 с.
2. Кудинов, В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей [Текст] / В.И. Кудинов. – М.: Нефть и газ, 2005. – 284 с.
3. Пат. 2276256 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/22. Способ разработки нефтяного месторождения [Электронный ресурс] / Слюсарев Н.И., Мозер С.П., Ибраев Р.А., Тухтеев Р.М., Даниленко В.Н., Зараменских Н.М.; заявители и патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет). – № 2004134779/03; заявл. 29.11.2004; опубл. 10.05.2006, Бюл. № 13. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.
4. Дияшев, Р.Н. Мировой опыт реализации технологии внутрислового горения в качестве обоснования ее применения на месторождениях Республики Татарстан [Текст] / Р.Н. Дияшев, Д.Р. Абдрашитова // Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа: материалы международной научно-практической конференции / коллектив авторов. – Казань: ФЭН, 2010. – С. 479.
5. Дияшев, Р.Н. Исследования аномалий вязкости пластовых нефтей месторождений Республики Татарстан [Текст] / Р.Н. Дияшев, Ю.В. Зейгман, Р.Л. Рахимов // Георесурсы: сборник статей / коллектив авторов. – Казань: Георесурсы, 2009. – С.

44-48.

6. Пат. 2142557 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяной залежи [Электронный ресурс] / Брезницкий С.В., Джафаров И.С., Панахов Г.М., Шахвердиев А.Х.; заявитель и патентообладатель Некомерческое партнерство Институт системных исследований процессов нефтегазодобычи. – № 99113100/03; заявл. 29.06.99; опубл. 10.12.99. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

7. Пат. 2244110 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/22. Способ разработки нефтяной залежи [Электронный ресурс] / Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М.; патентообладатель Некомерческое партнерство Институт системных исследований процессов нефтегазодобычи. – № 2003110568/03; заявл. 13.06.2002; опубл. 10.01.2005, Бюл. № 1. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

8. Салаватов, Т.Ш. Инновационные аспекты регулирования процессов разработки нефтяных месторождений [Текст] / Т.Ш. Салаватов, А.В. Мамедов, Р.Б. Мамедзаде // 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. 179-184.

9. Анализ теплового воздействия на пласты-коллекторы, содержащие высоковязкую нефть [Текст] / И.И. Абызбаев, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ю.А. Котенёв, Р.Р. Хузин, А.Ш. Мияссаров, Н.И. Хузин, Е.Г. Павлов // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения): сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2012. – Вып. 1 (6). – С. 94-105.

УДК 622.276

ГЕОСТАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЖАМБАС

М.Х. Ибылдаев, А.А. Кабдушев

(Таразский государственный университет им. М.Х. Дулати)

Аннотация: Создана трехмерная геостатическая модель месторождения Каражам-

бас. При построении трехмерной модели использовались много данных, основными из которых являются: сейсмические горизонты, созданные на основе трехмерных сейсмических данных; данные по скважинам. При известном размере каждой ячейки, были подсчитаны начальные геологические запасы нефти

Ключевые слова: модель, геостатистический, коллектор, трехмерный, структура, стратиграфия.

UDC 622.276

KARAZHAMBAS GEOSTATISTICAL MODELS

M.H. Ibyldaev, A.A. Kabdushev

(M.H. Dulati Taraz State University)

Annotation: Karazhambas field three-dimensional geostatistical model is created. During construction of three-dimensional model a lot of data is used, the main ones are: seismic horizons, on the basis of three-dimensional seismic data created; wells data. With a certain amount of each cell, the initial geological oil reserves were calculated.

Keywords: model, geostatistical, collector, three-dimensional, structure, stratigraphy.

Геологическое моделирование месторождения Каражамбас заключалось в создании трехмерной геостатистической модели. Эта модель включает данные о коллекторе, которые определяют и описывают следующие особенности:

1. структура и стратиграфия коллектора;
2. свойства коллектора;
3. распределение петрофизических свойств и контакты между флюидами;
4. результаты замеров давления и историю динамики добычи нефти, определяющие каналы фильтрации флюидов и непроницаемые барьеры.

Современной основной прикладной программой, используемой для трехмерного геологического моделирования, является GOCAD, разработанная концерном GOCAD в Нансе, Франция.

Геостатическое моделирование основано на двух принципах, один из которых заключается в составлении вариограмм, второй – в составлении пропорций или гистограмм значений, подлежащих моделированию.

Вариограмма является математическим инструментом, используемым для описания параметра. Программа сравнивает все входные данные и их пространственное распределение и создает зависимость между расстоянием и изменчивостью параметра. По геостатике в среднем геологические образцы имеют большое сходство. Можно представить сетку с несколькими точками, для которой необходимо определить какую-то переменную, предположим, пористость, в каждой точке. Для каждой точки будет справедлива следующая закономерность: в среднем, значения в точках, расположенных рядом, будут иметь большее сходство, чем значения в точках, находящихся на расстоянии друг от друга.

Значения, которые могут быть использованы вариограммой для заполнения модели, определяются не только значением контрольной точки в ячейке, но также пропорцией каждого индивидуального значения параметра в исходных данных. Программа выполняет распределение всех значений для входного параметра, исходя из значений контрольных точек в данной единице или фации. Например, программа собирает все значения пористости для многоярусного песчаного канала J10. Далее программа заполняет ячейки, расположенные вдали от контрольных данных, не только для обеспечения разнообразия, допускаемого вариограммой, но и с тем, чтобы ячейки многоярусного канала J10B имели одно и то же распределение, гистограмму значений пористости, что и контрольные данные (скважины NB).

При построении трехмерной модели использовались много данных, основными из которых являются: сейсмические горизонты, созданные на основе трехмерных сейсмических данных; данные по скважинам.

При моделировании использовалась горизонтальная ячейка размером 50*50м. Толщина ячеек юрских моделей составила примерно 2.3 м, а нижнемело-

вых – 2 м.

Для геологического моделирования с делением на ячейки, использовались данные пористости и водонасыщенности по каротажу, литологические и песчаные фации, проинтерпретированные по каротажным диаграммам, данные сейсмоки и другие факторы. В качестве контрольных точек или достоверных данных, использовались результаты, полученные по 34 скважинам, пробуренным ТНБИ (скв.NB), то есть результаты моделирования каждый раз согласовывались фактическими сведениями в данных точках. Результаты разведочных скважин, пробуренных до ТНБИ, использовались в качестве «менее достоверных».

При структурном моделировании для создания поверхностей, между которыми определялись параметры пласта, были использованы структурные карты глубинных преобразований, составленные по результатам 2-х и 3-х мерных сейсмических исследований. Также были использованы поверхности плоскостей сброса, полученных при сейсмическом картографировании. Для моделирования использовались не все разломные нарушения, а только те, которые имеют значительную амплитуду и те, которые являются границами зон ВНК. Для имитации наиболее важных процессов осадконакопления и эрозии для каждой из стратиграфических единиц, были построены сетки для различных слоев юрского горизонта. Моделирование литологии и фаций нижнего мела было одноэтапным с подразделением ячеек на одноярусные коллекторы, коллекторы без каналов, сцементированные участки и глины. Необходимо отметить, что в сетках, которые были параллельны кровле или подошве, толщина каждой ячейки является одной и той же, а толщина интервала регулировалась путем повышения или снижения количества вертикальных ячеек в моделируемом интервале.

Как только в ячейки были введены данные по литологии и фации песчаника, было проведено распределение эффективной пористости внутри моделей. Отдельные вариограммы и пропорции были использованы для песчаников с многоярусными каналами, одноярусными каналами и песчаников вне каналов в каждом из

пяти слоев юры и в каждом из семи слоев нижнего мела.

После того, как осуществляется распределение свойств пористости другие свойства коллектора создаются, применяя функцию преобразования, которая называется облаком преобразования. Для введения данных по водонасыщенности, значения пористости по каротажу преобразуются в значения водонасыщенности на основании зависимостей пористость – водонасыщенность. Были созданы отдельные преобразования для каждой из песчаных фаций юры и для песчаных фаций нижнего мела. Данные подразделяются на равные зоны (площади), и затем набор значений пористости определяется, какой из 10 наборов второй величины – водонасыщенности, программа может отобрать (рисунок). Выбранное значение водонасыщенности

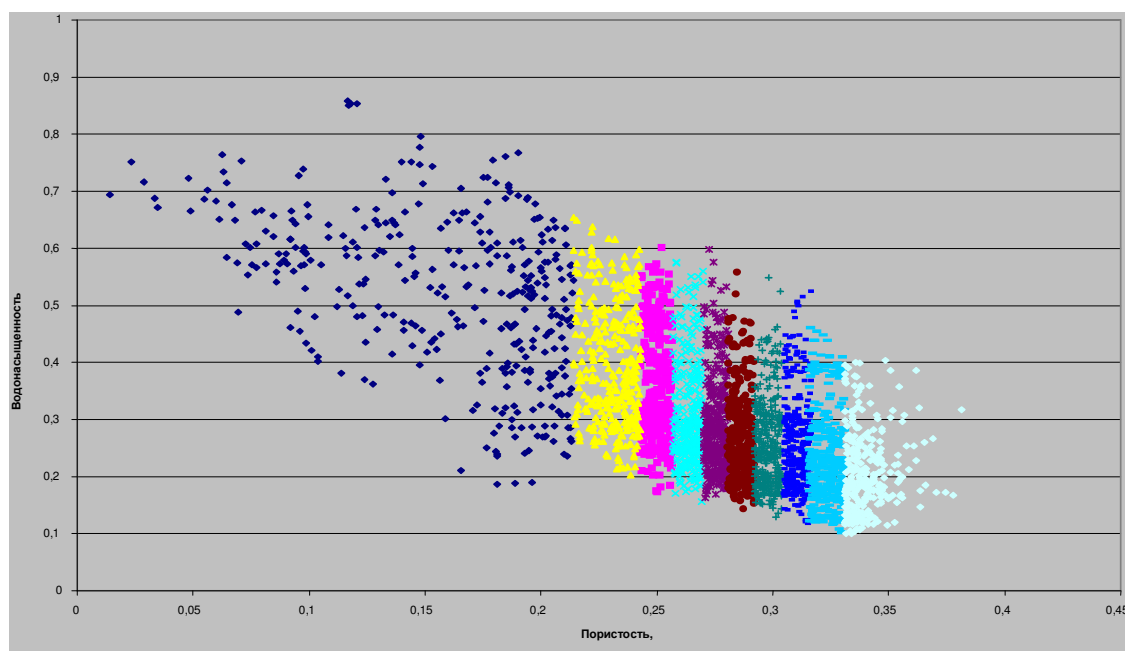


Рисунок - Пример облака преобразования соотношения
пористости и водонасыщенности

из облака преобразования должно согласовываться со значениями контрольных данных, полученных при интерпретации каротажа, т.е. оно контролируется

вариограммой, характеризующей его изменчивость по мере удаления от ячеек с контрольными данными. Ко всем единицам с литологией, отличной от песчаников, были присвоены 100 % значения водонасыщенности.

Для ввода значений проницаемости в ячейки была проделана операция с использованием другого облака преобразования от пористости. Переход от пористости к проницаемости был основан на значениях подвижности по прибору RFT, соотнесенных к данным испытания скважин. Затем был построен график зависимости проницаемости от пористости. Имея такую зависимость, осуществляется трансформация проницаемости из пористости с функцией для каждой зоны GOCAD.

Таким образом, основными параметрами, задаваемыми при моделировании, были значения пористости, водонасыщенности и проницаемости для каждой из ячеек, количество которых в моделях для юрских горизонтов составило 16 миллионов, а для неокомских – 9 миллионов. Исходя из этих значений и при известном размере каждой ячейки, были подсчитаны начальные геологические запасы нефти. При каждом сеансе моделирования, из набора идентичных данных, было получено порядка 100 равновероятных результатов.

Список использованных источников

1. Анализ разработки месторождения Каражамбас [Текст]: отчет по договору № 864 / КазНИПИМунайгаз. – Актау, 2010.
2. Лысенко, В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика [Текст] / В.Д. Лысенко. – М.: Недра, 1996. – 367 с.
3. Белихова, В.Ф. Подсчет запасов газа, растворенного в нефти и природного газа с разбивкой по компонентам на основе запасов нефти и газа [Текст]: отчет том 1 по теме № 139 / В.Ф. Белихова, М.Н. Коростошевский. – Казахстан, 1980.
4. Кристиан, М. Увеличение продуктивности и приемистости скважин [Текст] / М. Кристиан, С. Сокол. – М.: Недра, 1985.

5. Лысенко, В.Д. Оптимизация разработки нефтяных месторождений [Текст] / В.Д. Лысенко. – М.: Недра, 1991. – 296 с.: ил.

УДК 622.276

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЖАМБАС**

М.Х. Ибылдаев, М.Ж. Сексенбай

(Таразский государственный университет им. М.Х. Дулати)

Аннотация: В процессе бурения разведочных скважин и пробной эксплуатации проведены гидродинамические исследования скважин на различных режимах. Были также осуществлены гидродинамические исследования методом КВД скважин. В результате проведенных исследований, установлено наличие гидродинамической связи между всеми скважинами элемента.

Ключевые слова: анализ, исследование, гидродинамика, скважина, пласт.

UDC 622.276

**KARAZHAMBAS DEPOSIT WELLS AND LAYERS
HYDRODYNAMIC STUDIES RESULTS ANALYSIS**

M.H. Ibyldaev, M.J. Seksenbay

(M.H. Dulati Taraz State University)

Annotation: Hydrodynamic studies in different modes were conducted in the process of exploratory wells drilling and wells production testing. Hydrodynamic studies by KVD wells have also been implemented.

As studies result the presence of the connectivity between all the wells element is found.

Keywords: analysis, research, hydrodynamics, well, reservoir.

На месторождении Каражамбас в процессе бурения разведочных скважин и пробной эксплуатации проведены гидродинамические исследования скважин на различных режимах.

В зависимости от характера интенсивности притока применялись методы установившихся отборов (МУО) и прослеживания уровня. Опробование фонтанных скважин продолжалось от трёх до нескольких суток при различных режимах работы скважин. Изменения режима работы скважин при исследовании МУО добывались путём смены специального штуцера на устье скважины. Штуцеры имели диаметр от 3 до 26 мм. Юрский горизонт испытывался в 39 объектах. Приток нефти получен в 24 скважинах из 31 объекта, нефти с водой - в 3 скважинах из 3 объектов, нефти с газом - в одном объекте, газа - в одном объекте. В 4 объектах получен приток чистой воды, или воды с плёнкой нефти.

На первой стадии пробной эксплуатации пробурены две вертикальные (NB1, NB2) и две горизонтальные (NB3, NB4) скважины.

В вертикальных скважинах процесс освоения сводился к перфорации эксплуатационной колонны в интервалах продуктивного пласта, получению фонтанных притоков нефти, замерам её дебита, буферного давления. После этого составлялись акты освоения и скважины передавались в эксплуатацию. Полученные при этом результаты освоения свидетельствуют о хорошем качестве вскрытия без засорения призабойной зоны.

Освоение горизонтальных скважин сводилось к следующему: при достижении скважиной проектной глубины, т.е. длины по бурильным трубам, спускался фильтр-хвостовик без цементировки. На 89 мм НКТ производился спуск насоса, после запуска которого замерялся дебит скважины. В процессе испытания горизонтальной скважины NB3 дебит нефти составил 42.3 т/сут при депрессии 1.47 МПа, коэффициент продуктивности – 28.8 т/сут·МПа.

В горизонтальной скважине NB4, оборудованной ЭЦН, дебит нефти составил 210.5 т/сут при депрессии 2.81 МПа, коэффициент продуктивности – 74.9

т/сут·МПа.

На второй стадии пробной эксплуатации замеры пластового давления проводились так же как и на скважинах NB 1-4 пробуренных на первой стадии пробной эксплуатации, при помощи опробователя пласта многократного действия (RFT), во всех скважинах за исключением NB 10 и NB 11, как для юрских отложений, так и для меловых отложений. Результаты замеров указывают на то, что во время бурения снижения пластового давления во всех скважинах не наблюдалось. Только в одной скважине (NB30) исследования выявили некоторое снижение пластового давления по причине добычи нефти, осуществляемой на соседней скважине (NB1). В тоже время, во всех скважинах по данным исследований замеренное пластовое давление было выше давления насыщения пласта.

Были также осуществлены гидродинамические исследования методом КВД скважин NB 1, NB 2, NB6, NB 8, NB16, NB 23, NB26 и NB25.

Для определения протяженности пласта между нагнетательной скважиной и добывающими, на скважинах данного пробного участка площадью 5,3 гектара были проведены исследования по *гидропрослушиванию*. С этой целью во всех пяти скважинах были установлены и работают постоянно глубинные манометры «Промор», показания которых считываются на устье.

Основные задачи исследования 5-ти точечного участка заключались в следующем:

1. Определить сообщаемость между нефтяным коллектором J10 и нижележащим водоносным горизонтом J20;
2. Определить латеральную протяженность отдельных юрских песчаников внутри J10AB на 5-ти точечном опытном участке площадью 13 акров (5.3 га);
3. Определить вертикальную проницаемость между песчаниками на 5-ти точечном участке площадью 13 акров (5.3 га).

В результате проведенных исследований, установлено наличие гидродинамической связи между всеми скважинами элемента. Скважины поочередно вводи-

лись в добычу с одновременным наблюдением за изменением пластового давления в остальных четырех скважинах.

Для установления сообщения на 5-ти точечном участке был проведен тщательный анализ этих данных. В результате гидропрослушивания были сделаны следующие выводы:

- Гидропрослушивание проведено успешно. Несмотря на то, что гидродинамические характеристики пласта данных скважин имеют большие различия, во всех песчаниках J10 была установлена гидродинамическая связь как по вертикали, так и по горизонтали;

- Сообщения между нефтяным горизонтом J10 и водоносным горизонтом J20 не выявлено.

По окончании гидропрослушивания, началась пробная эксплуатация скважин NB8, NB9, NB12 и NB13. Контроль за забойными давлениями в данных скважинах осуществляется при помощи постоянных манометров «Промор». Также, в центральной скважине NB7, при помощи манометров «Промор», ведется контроль за изменением пластового давления как в нефтяном горизонте J10, так и водоносном горизонте J20.

В начале в скважине NB26 было проведено нагнетание воды в водоносный горизонт J20. По результатам нагнетания определен коэффициент приемистости скважины, который составил $385 \text{ м}^3/\text{сут МПа}$. Затем поэтапно увеличивали производительность насосов при нагнетании, до тех пор, пока не произошел гидроразрыв пласта (ГРП). Момент ГРП регистрировался на индикаторной диаграмме по излому индикаторной кривой. Давление ГРП на забое приблизительно равно 9 МПа, соответствующая ему приемистость – $1320 \text{ м}^3/\text{сут}$. Результаты исследований в скважине NB26 приведены ниже в таблице.

Таблица - Результаты гидродинамических исследований горизонта J20 скважиной NB26

Наименование	Величина
Проницаемость, мкм ²	1.176
Скин-фактор	21
Снижение давления вследствие скин-эффекта, МПа	0.7
Начальное пластовое давление, МПа	5.5
Градиент разрыва, МПа/м	0.019 – 0.021
Фактическая скорость нагнетания до гидроразрыва (м ³ /сут), м ³ /сут/перф. м	(1146.0) 104.0
Идеальная (скин-фактор=0) скорость нагнетания гидро-разрыва (м ³ /сут), м ³ /сут/перф. м	(1433.0) 120.0

После вышеуказанных работ скважина NB26 была повторно проперфорирована для добычи из горизонта J10. Путем добычи из NB26 в горизонте J10 был произведен импульс. В скважинах NB28 и NB29 в горизонте J10 были установлены изменения пластового давления. В скважине NB26 в водоносном горизонте J20 изменения давления в период добычи из горизонта J10 замечено не было. После длительного периода восстановления давления, в скважине NB26 в водоносном горизонте J20 было замечено снижение пластового давления на 0.027 МПа, что указало на возможное сообщение с нефтеносным горизонтом.

Как указывалось, выше, после периода добычи, в скважине NB26 было проведено исследование по восстановлению давления (КВД). Затем были проанализированы результаты восстановления давления в скважине NB26 для определения параметров пласта. Вследствие наличия газа получение точных значений проницаемости и скин-фактора оказалось невозможным. Однако, результаты анализа по восстановлению давления в NB26 указали на высокую проницаемость горизонта J10.

По результатам исследований на элементе можно сделать следующие выводы. Исследование на приемистость водоносного горизонта в скважине NB26 было проведено успешно. Было установлено наличие сообщения между всеми скважинами 3-х точечного элемента по нефтеносному горизонту J10.

Список использованных источников

1. Анализ разработки месторождения Каражамбас [Текст]: отчет по договору № 864 / КазНИПИМунайгаз. – Актау, 2010.
2. Лысенко, В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика [Текст] / В.Д. Лысенко. – М.: Недра, 1996. – 367 с.
3. Белихова, В.Ф. Подсчет запасов газа, растворенного в нефти и природного газа с разбивкой по компонентам на основе запасов нефти и газа [Текст]: отчет том 1 по теме № 139 / В.Ф. Белихова, М.Н. Коростошевский. – Казахстан, 1980.
4. Кристиан, М. Увеличение продуктивности и приемистости скважин [Текст] / М. Кристиан, С. Сокол. – М.: Недра, 1985.
5. Лысенко, В.Д. Оптимизация разработки нефтяных месторождений [Текст] / В.Д. Лысенко. – М.: Недра, 1991. – 296 с.: ил.

УДК 622.276

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

А.Ф. Камалеева

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский, гр. БГР 13-11)

Л.В. Петрова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский, доцент)

Аннотация: Термические технологии на месторождениях вязких нефтей обеспечивают значительное повышение нефтеотдачи относительно таковой при природных режимах разработки и методах заводнения. В процессе нефтеизвлечения выделяются следующие условия: улучшение проявления молекулярно-поверхностных сил в пласте; улучшение отношения подвижности воды и нефти; тепловое расширение пластовой системы.

Ключевые слова: нефть, пласт, битум, залежь, коллектор, полиакриламид, вязкость, скважина, нефтеотдача.

UDC 622.276

HEAVY OIL AND NATURAL BITUMEN DEVELOPMENT METHODS IMPROVEMENT

A.F. Kamaleeva

*(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher
Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky,
student BGR 13-11)*

L.V. Petrova

*(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher
Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky,
assistant professor of Exploration and Exploration Technological University)*

Annotation: Thermal technology on viscous oil deposits provide a significant increase in oil relative to that under natural conditions of flooding methods development. In the course of oil recovery the following conditions are allocated: molecular surface forces symptoms improving; water and oil mobility ratio improving; reservoir systems thermal expansion.

Keywords: oil, plastics, bitumen reservoir, reservoir, polyacrylamide, viscosity, well, oil recovery.

Основной составляющей нефтяной промышленности нашей страны, а также других нефтедобывающих стран, ведущих добычу высоковязких тяжелых нефтей и природных битумов. Разработки залежей с высоковязкими нефтями, содержащимися, главным образом, в терригенных коллекторах, показывает, что использование тепловых методов является эффективным, но для карбонатных коллекторов с тяжелыми нефтями подобных разработок не было. Разработка сложнодоступных

залежей ведется двумя методами [1]. Первый метод заключается в поиске и создании технологий физико-химического воздействия, а второй в тепловом воздействии на пласт.

Благодаря научно-практическим исследованиям была изобретена совершенно новая технология и способ максимально выгодной разработки и повышения нефтеотдачи для решения проблемы эксплуатации сложносоставленных месторождений с карбонатными коллекторами [2]. В отличие от традиционных способов заводнения в карбонатных коллекторах с высоковязкими флюидами, новые обеспечивают конечную нефтеотдачу на 20-25% лучше[3].

Новый подход заключается в том, что при воздействии растворами полимера (полиакриламид) удалось выравнивать профили приемистости в нагнетательных скважинах, что существенно увеличивает коэффициент охвата неоднородного коллектора при использовании рабочего агента. За счет выравнивания соотношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей фаз происходит гашение вязкостной неустойчивости фронтов вытеснения - неуправляемыми прорывами воды добывающим скважинам.

Последующие исследования и опыт показали, что технологии полимерного воздействия увеличивают в 1,5-1,7 раза конечную нефтеотдачу пласта по сравнению с таковой от воздействия на него необработанной водой, то есть при заводнении значительно ниже динамика обводнения добывающих скважин и выше их дебиты.[4] Созданная новейшая методика термополимерного воздействия (ТПВ) предусматривает закачку в пласт нагретого до 80-90 °С полимерного раствора той же концентрации, что и холодный раствор.

Повышение качества механизма извлечения нефти из пластов при термополимерном воздействии заключается в том, что закачиваемый горячий полимерный раствор после продвижения по пласту снижает свою температуру до пластовой, чем повышает свою вязкость на фронте вытеснения - это приводит к его выравниванию и увеличению коэффициента охвата пласта. Значимым эффектом в трещи-

новатых коллекторах является то, что процесс в пласте оказывается саморегулируемым. [5]

На местоскоплениях высоковязких нефтей термические методы обеспечивают значительное повышение нефтеотдачи относительно таковой при природных режимах разработки и методах заводнения. В процессе нефтеизвлечения выделяются три основных условия: усовершенствование отношения подвижностей воды и нефти; тепловое расширение пластовой системы; усовершенствование проявления молекулярно-поверхностных сил в пласте. [6]

Нефтяная отрасль достаточно хорошо развита в области тепловых методов воздействия на пласты, но продолжает искать более усовершенствованные методики разработки месторождений тяжелых нефтей. Так как добыча такой нефти вызывает все новые сложности, полное извлечение запасов является целью этих технологий высоковязких углеводородов, и как указывается в работе [7], максимальное сохранение добытых объемов. [7] Из-за истощения запасов традиционной нефти, в настоящее время все больше внимания уделяется усовершенствованиям разработки битумных залежей, разрабатываются новые тепловые методы, которые превосходят по эффективности традиционные технологии паротеплового воздействия. Одним из таких методов можно считать парогравитационный дренаж, способ показал себя очень эффективным для добычи природных битумов и тяжелых нефтей. Данная методика ведется при бурении двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно друг над другом, через нефтенасыщенные толщины рядом с нижней поверхностью пласта. Вышерасположенная горизонтальная скважина предназначена для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры.

Парогравитационное воздействие начинается с предпрогрева, в это время в обеих скважинах происходит круговое движение пара. При этом за счет теплопроводности прогревается пластовая зона между добывающей и нагнетательной скважинами, вязкость нефти в этой зоне снижается, чем обеспечивается гидродинами-

ческая связь между скважинами. На главной стадии добычи производится уже нагнетание пара в нагнетательную скважину.

Последние 10 лет в Республике Татарстан активно продвигается ранее не известный проект по добыче высоковязких нефтей на Ашальчинском месторождении с использованием технологии парогравитационного воздействия. Для того, чтобы удостовериться в ее эффективности была проведена экспериментальная оценка использования нефтяных растворителей совместно с закачкой пара. Так же был выполнен сравнительный анализ Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений с целью выбора удовлетворяющего требованиям растворителя для вытеснения сверхвязких нефтей различных реагентов – растворителей и производителей. Зафиксировано, что невысокую растворяющую способность имеет дистиллят, производимый на НГДУ «Азнакаевскнефть», а самой высокую способность растворять нефть имеет нефрас 150/300.

Отличительной чертой нефтяных растворителей, кроме дистиллята, применяемых в технологиях паротеплового воздействия, считается получение обратного эффекта - асфальтосмолистые вещества осаждают из высоковязкой нефти. При этом, все изученные нефтяные растворители, ускоряют разрушение водонефтяных эмульсий, приготовленных на основе сверхвязкой нефти (на примере Мордово-Кармальского и Ашальчинского месторождений) при температуре 95 и 20 °С.

Таким образом, по полученным результатам, мы можем рекомендовать для применения в технологиях 8AP и UAPEX в Татарстане нефтяные растворители, такие как нефрастворитель и абсорбент. Они полностью соответствуют требованиям, предъявленным к растворителям, используемым совместно с тепловыми технологиями.

Список использованных источников

1. Петрова, Л.В. Основы подземной гидромеханики [Текст]: учебное пособие / Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 78 с.

2. Гуторов, А.Ю. Типовые технологические процессы в теории разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебное пособие / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 81 с.
3. Улямаев, М.А. Исследование нелинейных законов фильтрации [Электронный ресурс] / М.А. Улямаев, Л.В. Петрова // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 84-88. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.
4. Мызгин, Б.О. Расчет добычи жидкости при эксплуатации замкнутой залежи в условиях упругого режима [Текст] / Б.О. Мызгин, Л.В. Петрова // Материалы 38-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 18 апреля-14 мая 2011 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 88-92.
5. Минниязова, Р.Р. Исследование задач интерференции скважин в условиях упругого режима [Электронный ресурс] / Р.Р. Минниязова, Л.В. Петрова // Материалы 37-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 19 апреля-15 мая 2010 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. – Т. 1. – С. 37-39. – Доступ из библиотеки филиала УГНТУ в г. Октябрьском.
6. Петрова, Л.В. Моделирование как метод исследования подземной гидромеханики [Электронный ресурс] / Л.В. Петрова, Р.К. Шагалева // Внедрение инновационных педагогических технологий в техническом университете: материалы Всероссийской научно-методической конференции (Октябрьский, 17 декабря 2010 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. – С. 40-43. – Доступ из библиотеки филиала УГНТУ в г. Октябрьском.
7. Влияние комплексной технологии на эффективность нефтеотдачи пласта [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>.

УДК 532

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА УПРУГОГО РЕЖИМА ФИЛЬТРАЦИИ

А.Ф. Камалеева

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский, гр. БГР 13-11)

Л.В. Петрова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский, доцент)

Аннотация: Упругий режим фильтрации возникает при изменении нагрузки на водоносный пласт. Практический интерес, представляемый неустановившимися процессами упругого режима водоносного пласта, представляется в основном в виде задач, в которых эффективная нагрузка на пласт изменяется только в зависимости от изменения давления жидкости в пласте.

Ключевые слова: упругий режим, фильтрация жидкости, деформация, коэффициент пористости пласта, скорость потока, скважина, сжимаемость.

УДК 532

THEORY AND PRACTICE OF ELASTIC FILTRRING MODE

A.F. Kamaleeva

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student BGR 13-11)

L.V. Petrova

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, assistant professor of Exploration and Exploration Technological University)

Annotation: Elastic seepage occurs when the load on the aquifer changes. Practical interest represented by mode processes elastic aquifer unsteady and mainly in the form of

tasks, in which the effective pressure on the reservoir only changes depending on the change in the formation fluid pressure.

Keywords: elastic mode, fluid filtration, deformation, reservoir porosity coefficient , flow rate, well, compressibility.

При упругом режиме, во время разработки месторождения, перемещение флюида к скважине происходит с помощью потенциальной энергии упругой деформации пласта и жидкости, движение начинается с наиболее близкорасположенной части забоя, переходя к дальним участкам продуктивного пласта.

Существует упруговодонапорный режим пласта, при котором поступление жидкости к забою скважины обеспечивается напором воды из области питания. Второй разновидностью упругого режима является замкнуто-упругий режим фильтрации[1]. «Ловушками» считается некоторая часть залежи нефти, ограниченная со всех сторон непроницаемыми породами, обусловленная близким расположением к углеводородной залежи, где пласт либо выклинивается, либо экранирован сбросом. Таким образом, в начале эксплуатации и разработки такого месторождения, до снижения пластового давления ниже давления насыщения, осуществляется замкнуто-упругий режим.

Отличительной чертой упругого режима фильтрации при разработке углеводородной залежи считается продолжительность перераспределения пластового давления после запуска скважины, а так же динамика скорости отбора жидкости из скважины, так как при фильтрации вязкой жидкости в пласте проявляются сильные силы сопротивления. .[2]

Для процессов, происходящих в продуктивных пластах, характерно изменение параметров течения во времени. Такие процессы называются неустановившимися (нестационарными). [3] При большом коэффициенте проницаемости пласта, неустановившиеся процессы продвигаются быстро, а при больших вязкости жидкости и коэффициентов объемной упругости жидкости и пласта, медленно.[4]

Маскет, Шилсуиз, Херст, Тсейс и Джекоб были первыми учеными, которые занимались изучением теории упругого режима в 1930-х годах. Но наиболее точно, с учетом объемной упругости пласта, данная теория разработана Щелкачевым В.Н. По мнению ученого, упругий запас - это количество жидкости, высвобождающейся в процессе отбора из некоторой части пласта при снижении пластового давления до определенной величины, при условии, что высвобождение происходит за счет объёмного расширения жидкости и уменьшения порового пространства пласта. Упругий запас жидкости в пласте – это количество жидкости, которое извлекаемо из пласта с помощью снижения давления в нём при объемной упругости пласта и насыщающих его жидкостей [5].

Способ нахождения упругого запаса жидкости в пласте заключается в следующем:

1. Выделим элемент объема пласта V_0 .

2. Обозначим $V_{ож}$ - объем жидкости, насыщающий элемент объема пласта V_0 при начальном давлении p_0 .

Итак, упругий запас жидкости будем определять по ее объему, замеряемому при начальном пластовом давлении. ΔV_3 - изменение упругого запаса жидкости внутри объема пласта V_0 при изменении давления во всех его точках на Δp . Следуя из этого получаем:

$$\Delta V_3 = \beta_{жс} V_{ож} \Delta p + V_0 \Delta p \quad (1)$$

Так как начальный $V_{ож}$, насыщающий V_0 , равен полному объему пор в данном элементе пласта, получим

$$V_{ож} = m V_0 \quad (2)$$

где m - коэффициент пористости пласта.

Из этого следует, что формулу (1) с учетом равенства (2) можно переписать в следующем виде:

$$\Delta V_3 = \beta^* V_0 \Delta p, \quad (3)$$

$$\beta^* = m \beta_{ж} + \beta_c \quad (4)$$

где β^* - коэффициент упругоёмкости пласта

$\beta_{ж}$ - коэффициент сжимаемости жидкости

V_0 - объема пласта.

Если формулу (3) применить к разрабатываемой в условиях замкнуто-упругого режима нефтяной залежи, то под V_0 следует принимать объем пласта, в котором к этому моменту времени давление изменилось на Δp .

Дифференцируя (4) получим:

$$d(\Delta V_3) = \beta^* (V_0 \Delta p) \quad (5)$$

Также изменение упругого запаса жидкости в пласте за время dt равно объему отобранной жидкости, таким образом

$$d(\Delta V_3) = Q(t)dt, \quad (6)$$

где $Q(t)$ – дебит всех скважин, эксплуатирующих данную нефтяную залежь.

Приравняв равенств (5) и (6) , получим дифференциальное уравнение истощения нефтяной залежи в условиях замкнуто-упругого режима, которое считается основным дифференциальным уравнением упругого режима фильтрации

$$Q(t)dt = \beta^* d(V_0 \Delta p) \quad (7)$$

Таким образом, в разработке месторождений основной формой пластовой энергии в этих процессах является энергия упругой деформации жидкостей (нефти и воды) и материалов пласта. В пластах возникают неустановившиеся процессы, которые проявляются в перераспределении пластового давления, в изменениях во времени скоростей фильтрационных потоков, дебитов скважин и т.д. Теория упругого режима фильтрации имеет практическое значение в прогнозировании обводнения залежей, определение поля давления, методике и расчетах трехмерного напряженного состояния массива горных пород, методики расчета поступле-

ния в залежь контурной или подошвенной вод, определение запасов нефти в замкнутой области нефтеносности, а так же теоретический смысл [6].

Список использованных источников

1. Петрова, Л.В. Основы подземной гидромеханики [Текст]: учебное пособие / Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 78 с.
2. Гуторов, А.Ю. Типовые технологические процессы в теории разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебное пособие / А.Ю. Гуторов, Л.В. Петрова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 81 с.
3. Улямаев, М.А. Исследование нелинейных законов фильтрации [Электронный ресурс] / М.А. Улямаев, Л.В. Петрова // Материалы 39-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 16 апреля-19 мая 2012 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – Т. 1. – С. 84-88. – Режим доступа: <http://www.of.ugntu.ru>.
4. Мызгин, Б.О. Расчет добычи жидкости при эксплуатации замкнутой залежи в условиях упругого режима [Текст] / Б.О. Мызгин, Л.В. Петрова // Материалы 38-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 18 апреля-14 мая 2011 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 88-92.
5. Минниязова, Р.Р. Исследование задач интерференции скважин в условиях упругого режима [Электронный ресурс] / Р.Р. Минниязова, Л.В. Петрова // Материалы 37-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов: в 3 т. (Октябрьский, 19 апреля-15 мая 2010 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. – Т. 1. – С. 37-39. – Доступ из библиотеки филиала УГНТУ в г. Октябрьском.
6. Петрова, Л.В. Моделирование как метод исследования подземной гидромеханики [Электронный ресурс] / Л.В. Петрова, Р.К. Шагалева // Внедрение инновационных педагогических технологий в техническом университете: материалы Все-

российской научно-методической конференции (Октябрьский, 17 декабря 2010 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. – С. 40-43. – Доступ из библиотеки филиала УГНТУ в г. Октябрьском.

УДК 622.279.7

ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Ю.В. Карачарова

(Тюменский государственный нефтегазовый университет, магистр)

А.Ф. Безносиков

(Тюменский государственный нефтегазовый университет, к.т.н. доцент)

Аннотация: На газовых месторождениях при проведении геолого-технических мероприятий применяются различные технологии для интенсификации добычи газа в осложненных условиях. При выборе объектов капитального ремонта в основном пользуются данными геологических исследований и техническим состоянием скважин. В первую очередь ремонтируются скважины бездействующего фонда, обводнившиеся скважины и скважины с низкими фильтрационными свойствами. Ремонтно-изоляционные работы являются основными при проведении ГТМ. Качественная эксплуатация скважин является сложной и одновременно ключевой проблемой в системе разработки газовых залежей.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, скважина, технология, капитальный ремонт.

UDC 622.279.7

GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES AT THE FIELDS OF WESTERN SIBERIA

Y.V. Karacharova

(Tyumen state oil and gas university, undergraduate student)

A.F. Beznosikov

(Tyumen state oil and gas university, Ph.D. assistant professor)

Annotation: On the gas fields in conducting geological and technical measures apply various technologies for intensification of natural gas production in the complicated conditions. When selecting objects major repair use geological researches and technical condition of wells. First of all repaired wells idle fund, by-pass and production wells with low filtration properties. Repair and insulation works are the main during the geological and technical measures. Quality well operation is a complex and at the same time a key problem in the system development of gas deposits.

Keywords: geological and technical measures, well, technology, major repair.

В настоящее время на газовых месторождениях применяются множество геолого-технических мероприятий для увеличения добычи газа в осложненных условиях. Многие технологии по различным причинам применены на месторождениях в единичных случаях. Их эффективность в большинстве случаев является неопределенной. Следовательно объективной необходимостью является разработка новых способов и технологий ремонта скважин и увеличения добычи газа, а также адаптация и доработка используемых технологий [1].

Актуальность анализа геолого-промысловой информации для планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ) на скважинах заключается в необходимости комплексного подхода к проведению ГТМ на фонде скважин в связи [2]:

1. со значительным старением основных фондов, переходом части базовых

месторождений на завершающий этап разработки;

2. со значительным уменьшением пластовых давлений на большинстве базовых месторождений.

С течением времени разработки месторождения меняется режим эксплуатации скважин. Это обусловлено изменениями гидростатических условий, т.е. нестационарными процессами взаимодействия сообщающихся со стволом пропластков и сопровождающееся межпластовыми перетоками, заколонными и межколонными проявлениями. Эти явления самым негативным образом отражаются на техническом состоянии крепи (внешняя коррозия), способах эксплуатации скважин, системе разработки, результативности обработки призабойной зоны пласта (ПЗП), ремонтно-изоляционных работ (РИР), способов увеличения газоотдачи. Таким образом, создание технически надежной а также, долговременно герметичной крепи становится ключевой проблемой в газодобывающей промышленности.

При нарушении герметичного заколонного пространства эксплуатация скважины становится менее эффективной. Решающее воздействие оказывают изменения текущих пластовых давлений по интервалу продуктивного горизонта и фильтрационные свойства пластов. Основным фактором ряда серьезных негативных последствий являются межпластовые перетоки, непрогнозируемо осложняющие гидродинамическое состояние скважины в продуктивном интервале.

На газовых месторождениях при выборе объектов капитального ремонта скважин (КРС) в основном пользуются данными геологических исследований и техническим состоянием скважин. В первую очередь ремонтируются скважины, которые на момент проведения ГТМ находятся в бездействующем фонде. А также обводнившиеся скважины и скважины с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Поэтому в процессе составления графика ремонта скважин учитывается близость нахождения бригад КРС от скважины - кандидата на проведение КРС [3].

На газовых месторождениях при проведении ГТМ применяются следующие

технологии [4]:

- изоляция притока пластовых вод тампонированием под давлением и установкой цементного моста;
- селективная изоляция притока пластовых вод с применением различных материалов и химических реагентов;
- изоляция притока пластовых вод с применением изолирующих пакеров;
- разобщение пластов на многопластовых месторождениях; восстановление герметичности цементного кольца закачиванием тампонирующих материалов через интервал перфорации под давлением;
- восстановление герметичности цементного кольца закачиванием тампонирующих материалов через специальные отверстия под давлением;
- наращивания цементного кольца заливкой или закачиванием тампонирующих материалов в межколонное пространство скважины;
- восстановление герметичности эксплуатационной колонны закачиванием тампонирующих материалов через специальные отверстия под давлением;
- герметизация резьбовых соединений эксплуатационной колонны путем докрепления их в скважине;
- спуск обсадных труб меньшего диаметра; укрепление призабойной зоны пласта (ПЗП) герметизирующими композициями; установка противопесочных фильтров;
- ликвидация песчано-глинистой пробки промывкой скважины; ликвидация гидратно-парафиновой пробки механическим, тепловым или термохимическим методом;

В области интенсификации притока углеводородов применяются следующие методы:

- обработка ПЗП композициями на основе кислот с целью очистки порового пространства пород-коллекторов от полимерных составляющих фильтратов буровых растворов и глинистых составляющих буровых растворов;

- обработка ПЗП композициями на основе растворителей с целью удаления из порового пространства пород-коллекторов асфальто-смолистых отложений;
- обработка ПЗП композициями на основе спиртов с целью удаления воды из порового пространства пород-коллекторов;
- гидроразрыв пласта (обычный с закачиванием пропанта до 30 т и больше-объемный с закачиванием пропанта более 100 т);
- кислотный и пенный гидроразрыв пласта;
- газодинамическое воздействие на ПЗП;
- химическая обработка призабойной зоны пласта;
- дополнительное вскрытие продуктивного пласта для приобщения к разработке новых газонасыщенных интервалов и др.

Ремонтно-изоляционные работы и работы после РИР являются основными при проведении ГТМ [5].

Качественная эксплуатация скважин является наиболее сложной и одновременно ключевой проблемой в системе разработки углеводородных залежей. Для успешного решения необходима разработка методов, повышающих эффективность геолого-технических мероприятий.

Список использованных источников

1. Эффективность ремонта газовых скважин на завершающей стадии разработки месторождений [Текст]: обз. информ. / В.И. Нифантов [и др.]. – М.: Газпром, 2004. – 65 с. – (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).
2. Басарыгин, Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебник / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – Краснодар: Советская Кубань, 2002. – 584 с.
3. Гасумов, Р.А. Технология очистки забоев газовых скважин на месторождениях Западной Сибири в условиях АНПД [Текст]: обз. информ. / Р.А. Гасумов, М.Г. Гейхман, В.З. Минликаев. – М.: Газпром, 2004. – 108 с. – (Бурение газовых и газо-

конденсатных скважин).

4. Кустышев, А.В. Ремонт скважин на месторождениях Западной Сибири [Текст] / А.В. Кустышев, И.И. Клещенко, А.П. Телков. – Тюмень: Вектор Бук, 1999. – 204 с.

5. Вяхирев, Р.И. Теория и опыт разработки месторождений природных газов [Текст] / Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротаев. – М.: Недра, 1999. – 412 с.

UDK 622.276

EXPLOITATION OF OIL IN BENIN AND PROBLEMS: KRAKE WELLS

R.A. Nafikova

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, associate professor Department of exploration and development of oil and gas fields, technical sciences PhD)

Dari Kori Vincent, Nketia Nyame David

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, BGR 12-12)

Annotation: The article is devoted to development of oil production in Benin is in Paint field and problems arising during the operation.

The author describes a new approach to solving the problem. Important issues are the problem of pumps, motors and cables. The author proposes a pump submerged in the vicinity of the saturation level and the use of centralizers (clip) specifically for directional wells. The author also describes the repairs during well operation time between wells. This article is intended for a wide range of readers interested in exploitation of oil
Keywords: oil field, pump, motor, cable, exploitation, problems.

A field is formed of one (or more) tanks underground rock containing liquid and / or gaseous hydrocarbons and sedimentary origin to very rare exceptions. The tank rock is porous and permeable and impermeable barriers that trap hydrocarbons limit the struc-

ture.

The tank Kraké field is sandstone and contains clay intercalations, hence the name «bedded deposit». On the Turonian age, those different layers have a thickness varying between 17 and 30 feet.

The oil that provides benefits at the base of the supports of an active aquifer giant from Northwest. The salinity of the water from this aquifer varies slightly between 2500 and 2600 ppm. [1, 5, 7]. Problems encountered during Krake well operations The majority of problems encountered are of pump, motor and cable failures. The motor, the pump and the cable has a respective probability of 35%; 32 % and 33 % to break down. [2]

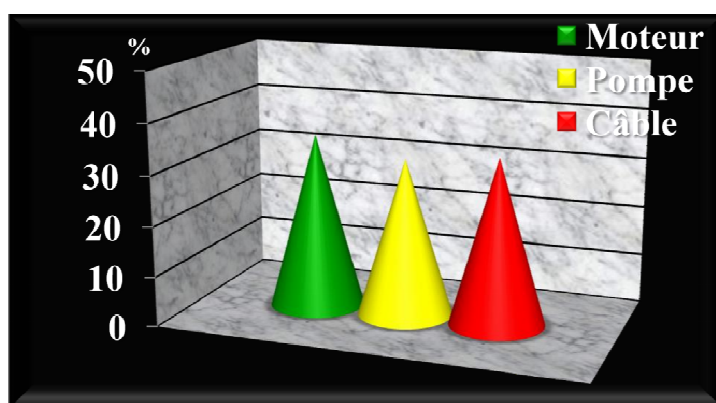


Diagram 2: Diagram of the general frequency of breakdowns recorded

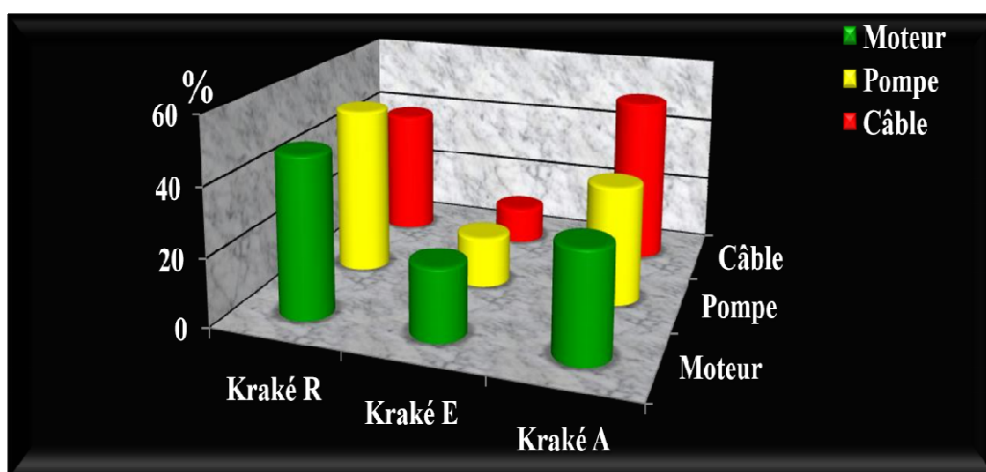


Diagram 3: Diagram of the breakdowns according to the well

Reasons of those breakdowns

For the motors:

- The sealing of the system: a probable failure at the joints then allows the fluid to enter the engine.
- The conditions of the well and the insufficient volume of fluid around the motor
- Corrosion
- The motor control box (drive): Power surges can cause malfunctions.

For the pumps:

Generally overload the pump (dimensions beyond the range recommended by the manufacturer) do not cause the failure of the pump itself, but some floors. The pump will lock because of the accumulation of a considerable amount of sand, paraffin and in these floors [9]. The wear of the propellers can be rapidly accelerated by the presence of abrasive entrained (sand) in the pumped fluid, creating the drop in performance of the pump and later malfunction.

For the cables:

Cable faults can find their sources in the operations of the descent of the equipment at the well. Indeed, during the completion of this transaction, the risk of crushing, cable stretch are high and they are still very high when crimping (bandage) is not successful. Fluid conditions (high temperature, high pressure gas, the presence of corrosive elements) also accelerate the abnormal aging (deterioration) of the cable. [2]

To best reduce these failures, we propose the design of the pump to be used for the redevelopment project Kraké field (in progress) and for another project in the future. [3, 6, 8]

A total of three models (DN 3000, GN 2500, GN 2700) meet the criteria noted in the table below

Table 1 –Summary of terms from «IPR and VLP»

Q (bbl/day)	fluid level in the deviated well Kraké R, pds TVD (m TVD)	fluid level in the vertical well Kraké A, pds TVD (m TVD)
2500	1770,38 (539,61)	1878,68 (572,62)

These models fall into two series and as we indicated is; it is the small series marked 'D' and the mass rated 'G'.

Table 2 – Selected Series for the proposal

Typs	Series	Outside diameter (Inches or inche)	minimum diameter of the casing required (inches or inche)
D	400	4	5 ¹ / ₂
G	540	5,13	6 5/8

Table 3–Parameter of the three pumps

Pump model	DN 3000	GN 2500	GN 2700
optimum range (bbl/day)	2100 - 3700	1800 – 3100	2000 - 3400
efficient flow (bbl/day)	2850	2399	2637,5
H(Outflow) / floor (w)	19	42,57	43,625
Power / floor (hp)	0,62	1,21	1,29
Yield (%)	63,5	61,98	65,87

By applying the system conditions reservoir- wells of each well at each pump model, we get the results of the key parameters of economic calculations. [4]

We say that centrifugal pumps are well suited to this field. Just take a good policy in the choice of brands of these pumps and also in the design of the latter [10]. Thus, we suggest that:

- the motor is properly sized and equipped shroud;
- fluid of sufficient volume must be available and circulated around the engine (1PD / s) to cool;

- the cable is copper (as copper conducts current better than aluminum);
- surface tension is correct and balanced;
- REDA pump (SCHLUMBERGER) High quality is used, even if it is expensive because energy conservation will result usually justifies this additional cost;

The pump is submerged in the vicinity of the saturation level and use of centralizers (clamp) especially for deviated wells.

A list of sources used

1. André Djoï. (2013). Mise à jour de la capacité de production du gisement GX. Mémoire d'ingénierie de conception en Réservoir et simulation. Dstrm-esmg / INPHB, IV. 8 – 14 p.
2. Beicip – Franlab. (1994). Evaluation du réservoir du champ de Kraké. Rapport non publié. Cotonou.
3. Centrilift - hughes. (1981). Handbook for Oilfield Subsurface Electrical driven Pumps: Fundamental Design and Data for use in the Solution of Pump Application and Operations. Claremore, Oklahoma 74017. Ch. 4. 22 - 30 - 31p. Ch 8. 8 p.
4. D.Perrin, M. Carron et g.gaillot. Technique d'Exploitation Pétrolière: La production fond. Editions Technip Paris et Institut Français du Pétrole, Rueil-Malmaison. 37 p.
5. Jean Bonvin. (2005). Hydraulique Urbaine I: Captages - Réseaux d'adduction – Réseaux de distribution –Équipement – Pompes – Petite centrale Hydraulique. 63 p.
6. Nabil boutayeb, Mohamed Hamdoud et Sayeh Kehellou. Contribution à l'étude de l'influence du water cut sur l'optimisation de gaslift. Mémoire de master en Production et Technique des puits 6 p.
7. René COSSE. (1998). Les techniques d'exploitation pétrolière : Le gisement. Institut Français du Pétrole et Edition Technique, Paris. 3 - 31- 36 - 37 - 97 à 107-135 p.
8. Samigullina, L. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. / отв. ред. К.Т.

Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 2. – С. 108-111.

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

10. 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

ПРИМЕНЕНИЕ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ФАИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.В. Круглов, Р.А. Майский

(УГНТУ, магистрант, доцент)

Аннотация: Вовлечение недренируемых остаточных запасов в разработку с целью увеличения коэффициента охвата, а следовательно и конечной нефтеотдачи осуществляется различными методами. В данной статье рассмотрен один из таких методов: потокоотклоняющие технологии. По полученным результатам проведен анализ эффективности применяемых реагентов для условий Фаинского месторождения, а также сделаны выводы.

Ключевые слова: разработка, высокообводненные зоны, остаточные запасы, биополимер, гелеобразующий состав

UDK 622.276

FLOW DIVERTING TECHNOLOGIES APPLICATION TO INCREASE THE DEVELOPMENT EFFICIENCY AT FAINSKOE OILFIELD

R.V. Kruglov, R.A. Maiski

(USPTU, graduate student, docent)

Annotation: The use of immovable oil in the exploitation with the purpose of increasing the surface efficiency and ultimate oil recovery can be done by different methods. This article considers one of such methods called flow diverting technologies. Based on obtained results the efficiency of this reagents was analysed for Fainskoe oilfield conditions as well as the conclusions were made.

Keywords: development, high water cut zones, immovable oil, biopolymer, gel composition.

Фаинское нефтяное месторождение находится в конце третьей стадии разработки и характеризуется высокой обводненностью скважин. Для геолого-физических условий пласта и физико-химических свойств нефти текущая накопленная добыча нефти составляет 370 тыс.тонн при проектной 550 тыс.тонн. Фактический КИН незначительно отстает от проектного, доля остаточных запасов остается высокой. Поэтому повышение эффективности разработки Фаинского месторождения, увеличение текущей и конечной нефтеотдачи, снижение обводненности продукции скважин для данного месторождения является актуальной задачей [1].

Одним из методов решения сложившейся проблемы является применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи [5,6], в частности, потокоотклоняющих технологий [4].

Промышленная нефтеносность установлена в пластах ЮС₁ и Ачим₁. Значение пористости в среднем по пласту ЮС₁ составляет 16,3 %, проницаемости -

0,034 мкм². Значение пористости в среднем по пласту Ачим₁ составляет 19 %, проницаемости - 0,013 мкм². Значение проницаемости и пористости получены по результатам лабораторных исследований с использованием математических методов.

Пластовая нефть Фаинского месторождения находится в условиях высоких давлений (для пласта ЮС₁ пластовое давление составляет 29,3 МПа, для ачимовской пачки – 27,7 МПа) и температур (94 °С для пласта ЮС₁, 95 °С для ачимовской пачки). Значения температуры и давления получены с использованием контрольно-измерительных приборов. Обработка полученных данных проводилась по соответствующим методикам.

По плотности нефти относятся к легким, со значениями плотности пластовой нефти 746,4 кг/м³ для пласта ЮС₁ и 783 кг/м³ для пластов ачимовской пачки. Пластовые нефти относятся к маловязким (вязкость нефти составляет 1,14 и 1,16 мПа·с для ЮС₁ и ачимовской пачки соответственно) [1,2].

По геолого-физическим, термобарическим, фильтрационно-емкостным и прочим условиям для Фаинского месторождения пласт ЮС₁ применимы технологии на основе водорастворимого поликатионита, органических (неорганических) соединений кремния, биополимеры, также применимы технологии на основе термогелеобразующих компонентов [1,4].

На месторождении были испытаны технологии на основе биополимера БП-92 и ГОС (гелеобразующий состав).

Биополимер БП-92 представляет собой постферментационную жидкость, получаемую при культивировании бактерий *Azotobacter Vinelandii* (Lipman) штамм ФЧ-1 (Пат. РФ 2062788, 2073712).

Композиция на основе биополимера БП-92 была испытана в скважинах № 587 и № 1752. Рассмотрим динамику показателей работы участка скважины № 587 на рисунке 1.

Как видно из рисунка 1, по участку скважины № 587 после воздействия сни-

зился темп роста обводненности, дебит нефти увеличился на 2 т/сут., однако продолжительность эффекта оказалась только 4 месяца. По всем реагирующим скважинам отмечается рост отборов жидкости, дополнительно добыто 0,2 тыс.т нефти. По участку нагнетательной скважины № 1752 после обработки стабилизировалась обводненность, добыча нефти практически не изменилась.

Гелеобразующий состав (ГОС) в сочетании с последующей кислотной стимуляцией был испытан на скважинах № 9016, 9025, 1752, 1727, 587. Сначала закачивался гелеобразующий состав на основе жидкого стекла с добавкой ПАА. Всего закачено 1150 м³ рабочих растворов. Рассмотрим динамику показателей работы участка скважины № 587 на рисунке 2.

Как видно из рисунка 2, по участку скважины № 587 после воздействия несколько снизилась обводненность, дебит жидкости уменьшился на 10 т/сут., дебит нефти увеличился на 2 т/сут. Продолжительность эффекта составила 5 месяцев, дополнительно добыто 1,7 тыс.т нефти [3].

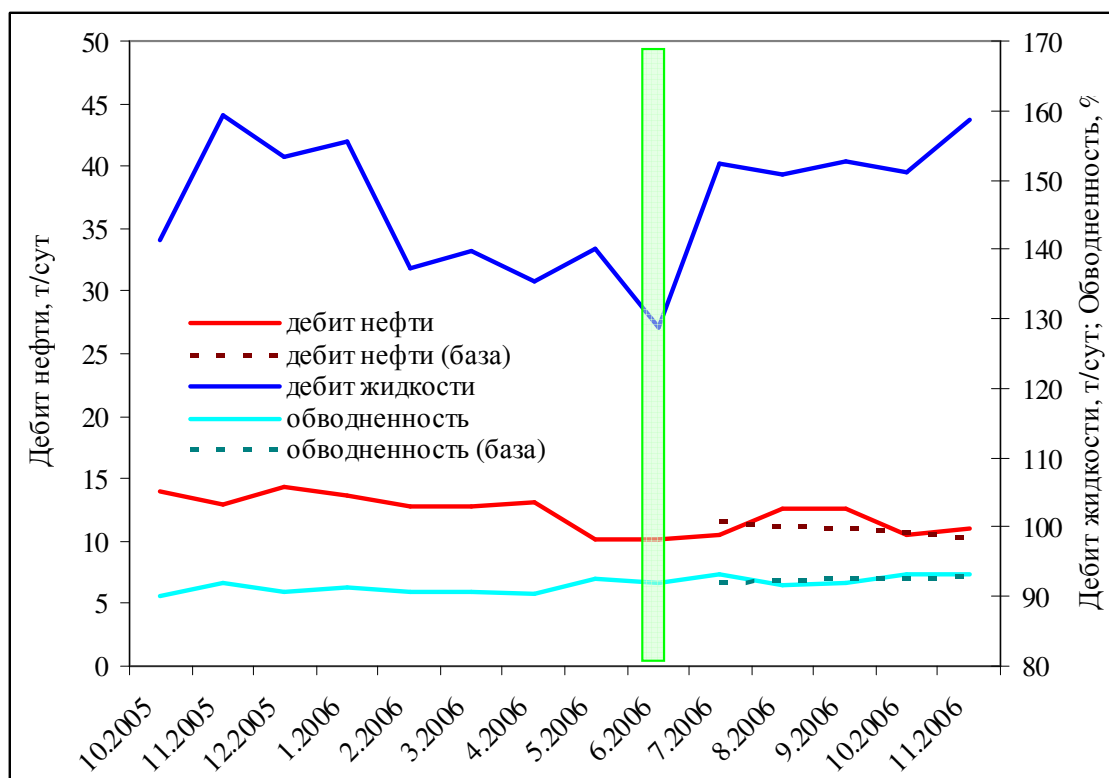


Рисунок 1 – Динамика показателей эксплуатации участка скважины № 587
(при закачке БП-92)

Для оценки эффективности воздействия также были проведены индикаторные исследования (закачка меченой воды). Контрольные индикаторные исследования показали, что в результате применения физико-химической композиции ГОС объемом 210 м³ были созданы потокоотклоняющие барьеры, в результате чего раствор реагентов заблокировал высокопроницаемые каналы второстепенных направлений, что подтверждается снижением максимальных скоростей фильтрации меченой воды по направлению к большинству добывающих скважин [1,3].

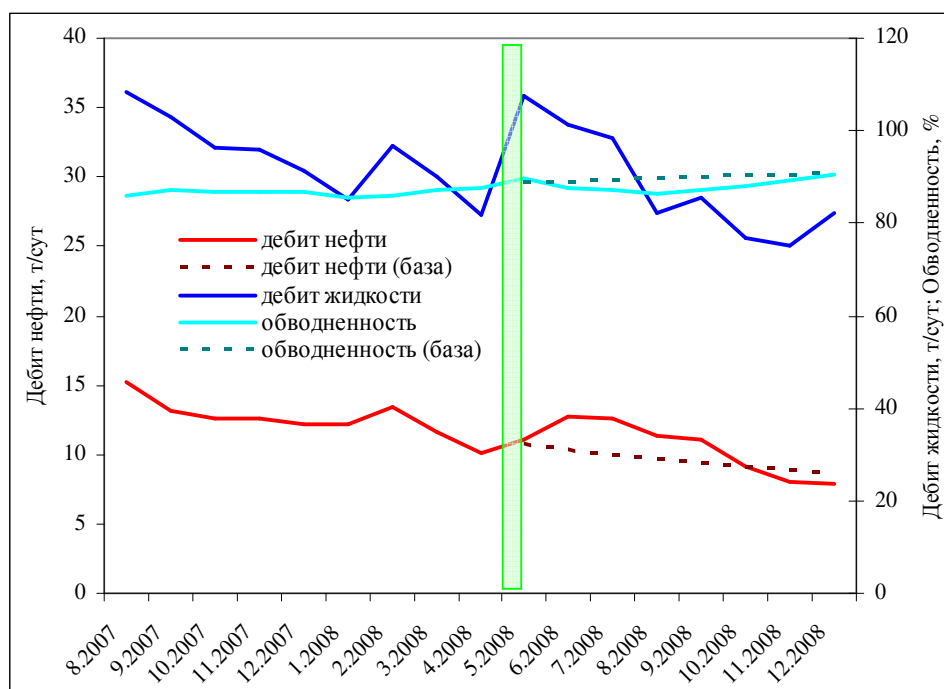


Рисунок 2 – Динамика показателей эксплуатации участка скважины № 587
(при закачке ГОС)

На основе полученных результатов можно сделать следующие выводы:

- анализ результатов опытно-промысловых испытаний биополимера БП-92 показал, что технологический эффект от его применения в сложных геолого-

физических условиях месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» практически отсутствует;

- композиция на основе ГОС показала более высокие результаты, однако на основе индикаторных исследований было определено, что раствор реагентов заблокировал высокопроницаемые каналы второстепенных направлений, что объясняется неселективным действием закачанной композиции, поэтому можно сделать вывод о недостаточно высокой эффективности мероприятия и при применении ГОС.

Список использованных источников

1. Анализ разработки Фаинского месторождения [Текст] / Тандем. – Тюмень: [б.и.], 2005. – 452 с.
2. Дунюшкин, И.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды [Текст] / И.И. Дунюшкин, И.Т. Мищенко, Е.И. Елисеева. – М.: Нефть и газ, 2004. – 448 с.
3. Результаты индикаторных исследований, проведенных в районе нагнетательных скважин № 1752, 587 (пласт ЮС₁) Фаинского месторождения [Текст]: отчет о НИР / Геоинформатика. – Нефтеюганск, 2008.
4. Муслимов, Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения, проектирование, оптимизация и оценка эффективности [Текст]: учебное пособие / Р.Х. Муслимов. – Казань: Фэн, 2005. – 688 с.
5. Мандрик И.Э. Научно-методические и технологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов [Текст] / И.Э. Мандрик, Г.М. Панахов // Нефтяное хозяйство. – 2010.
6. Абызбаев, И.И. Метод подбора технологий увеличения нефтеотдачи на месторождениях АНК «Башнефть» [Текст] / И.И. Абызбаев, И.М. Назмиев // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 11. – С. 18-30.

UDK 622.276

**ON THE ASPECTS OF APPLICATION OF LIQUID THERMAL
INSULATION FOR PREVENTING WELLHEAD
EQUIPMENT FROM FREEZING**

L.S. Kuleshova, A.I. Khakimova, R.R. Kadyrov

*(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher
Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky)*

Annotation: Nowadays in the context of depletion of energy resources there is a problem of heat and energy conservation improvement. One of the most efficient ways of preventing wellhead equipment in injection wells and water pipelines from freezing is application of such high-tech materials as liquid heat insulation possessing extraordinary insulating, water-proof and corrosion-resistant features, even at low ambient temperature, minus 25° C and lower.

Keywords: liquid thermal insulation, thermal paints, thermal insulating coating, Isollat, heat and energy conservation.

Nowadays, there is much tension about the problem of heat and energy conservation in the context of depletion of energy resources. The need for reliable thermal insulation systems of pipelines is increasing every year. The most common materials for thermal insulation of pipelines and tanks are polyurethane foam, polystyrene foam, ISOVER, rock wool, etc. But these materials are inefficient. Practically, in 1 – 2 years when subjected to atmospheric precipitations and temperature changes, the standard insulating coating completely loses its properties, peels off and then falls to the ground, polluting the environment. Heat loss inevitably arises on a vast scale with the loss of thermal insulating coating.

Nowadays high-tech products change traditional heat insulation materials for thermal insulation of various pipelines and tanks. One of them is liquid thermal insula-

tion, often referred to as ceramic insulation or ultra thin thermal insulation, designed to make coating on surfaces of any shape, any configuration in the most remote places. Lots of people would be interested in the fact that 1 mm layer of liquid thermal insulation is able to replace the layer of polystyrene foam of 50 mm, and no other actions are required to protect the insulating material itself with the help of plaster, filler, impregnations, paints etc. Due to the fact that insulating paint is applied in a thin layer (1-3 mm), it can be easily applied on valves, taps, thermometer tubes and other items of equipment.

The technology of liquid insulation is based on such principles of physics as heat transfer, thermal conductivity, reflection and heat absorption. Liquid thermal insulation coating is water-based composition. The coating consists of an acrylic polymer and dispersed in this composition hollow ceramic microspheres (0,03-0,08 mm) with the vacuum inside it. This is the base for insulating ability of this paint, which makes this combination light and flexible, with good adhesion to the surfaces being coated. In other words, the unique effect of the liquid thermal insulation is nothing else than the result of the interaction between air molecules. The obtained "liquid thermos" has exceptional thermal as well as sound insulation, waterproof and anti-corrosion properties both while heating and cooling. Their thermal conductivity is in the range of 0.001 to 0.003 W/m°C and that is 20 times less than polystyrene foam has. With such parameters one millimeter layer of insulating paint is enough for insulation and that indicates that this material is actually unique in the field of heat and energy conservation. Another useful feature of liquid insulation is the ability to reflect infrared radiation.

The variety of Russian liquid thermal insulation material is "Isollat", the main purpose of which is heat loss reduction. "Isollat" has excellent adhesion to any kind of surfaces, it is cost-effective and creates flexible and durable polymeric coating. The heat loss reduction is caused by the ability of coating to reflect and scatter radiation up to 90% of the light rays and up to 95% of the infrared radiation. Long-duration heating and sunlight influence don't change the properties of ultra-thin insulation, ultraviolet radiation is totally reflected without damaging the insulation. In addition to the main

composition the special fire-retardant materials are added to prevent corrosion on the surface of metal and formation of fungus on concrete surfaces in high humidity, as well as make the material light, flexible, elastic, with excellent adhesion to the coated surfaces. Unlike "wrap insulation", the material preserves rust that wasn't removed before and eliminates the possibility of corrosion on the open surface. Another important positive factor is that after installation the permanent access to inspection of isolated surface without the need for removing the insulation layer is possible, which makes preventive maintenance much easier and more affordable. Even with the deformation the coating is easily repaired and restored. By reducing energy losses, "Isollat" increases the efficiency of the equipment, durability and extends the life of industrial units.

Experimental, microscopic and natural studies were conducted for estimation of the quality of thermal insulating coating, evaluation of thermal conductivity coefficient, initial density and content of volatile components of coating, the studies were also held with the aim at studying the structure based in "AstrakhanNIPIgas". The most impressive results were obtained while comparing thermal insulating properties of coating with other materials. The results of the experiments show that the temperature at the top of the isolated heat pipe with traditional 55 mm coating is the same as 1,6 mm coating of thermal paint. Other parameters such as density of thermal flow, thermal conductivity coefficient and others are equal and sometimes better than other popular methods of isolation. Thermal conductivity coefficient for the coating is 0,053 W/(m·K) that is considerably less than other thermal insulating materials have. According to the obtained results the coating can be applied for insulation of any pipelines both open and closed. Moreover insulating paint is environmentally sound and resistant to ultraviolet radiation, alkaline attack, diluted acids and salt solutions. Moreover "Isollat" doesn't change its properties under the influence of temperature drop and atmospheric precipitations. Thermal paint does not contain poisonous or hazardous materials which allows working with it without additional ventilation system. This technology can be easily applied and doesn't require special equipment. Also liquid thermal insulation is an inflammable ma-

terial and doesn't sustain combustion. The cost of work with liquid thermal insulation is considerably low than with traditional materials at the expense of labour costs reduction while building (reduction of technological operations, absence of disassembly), guarantee period increase and saving thermal energy in pipelines at the cost of high insulating properties and complete isolation of pipelines, valves, swages and so on, even in the most remote places.

Список использованных источников:

1. Галлямов, И.И. Выбор наиболее оптимального вейвлет-преобразования и вейвлета в задаче технического диагностирования металлопластмассовых трубопроводов [Текст] / И.И. Галлямов, М.В. Горюнова // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 1. – С. 47-50.
2. Кадыров, Р.Р. Применение электропрогрева для предупреждения замерзания устья нагнетательных скважин [Текст] / Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, Л.С. Кулешова // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 4. – С. 32-35.
3. Карякина, М.И. Испытание лакокрасочных материалов и покрытий [Текст] / М.И. Карякина. – М.: Химия, 1988. – 190 с.
4. Тынчеров, К.Т. Определение наиболее информативного вейвлета в задачах диагностирования трубопроводов [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Газовая промышленность. – 2013. – № 5692 (692). – С. 15-17.
5. Фаттахов, И.Г. Методы теплоизоляции устья нагнетательных скважин [Электронный ресурс] / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Л.С. Кулешова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. – С. 112-116. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
6. Фаттахов, И.Г. Предупреждение замерзания устьевой арматуры нагнетательных скважин [Текст]: монография / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Л.С. Кулешова. – Уфа: Гилем, 2013. – 184 с.
7. Увеличение извлекаемых запасов нефти нетрадиционными методами на

нефтяных месторождениях Западной Сибири [Электронный ресурс] / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, А.И. Хакимова, Д.И. Ахметшина, А.Р. Сафиуллина // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2. – С. 41 (121 Кб). – Режим доступа: <http://www.science-education.ru>.

8. Шакиров, А.А. Развитие геофизического комплекса гидродинамических исследований коллекторов [Электронный ресурс] / А.А. Шакиров, К.Т. Тынчеров, М.В. Горюнова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 6. – С. 126-158. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

9. Проведение испытаний и разработка рекомендаций для внедрения теплоизолирующего покрытия «Изоллат» на объектах АГПЗ [Текст]: отчет о НИР / АстраханьНИПИгаз. – Астрахань, 2005. – 16 с.

10. Fattakhov, I.G. The method of wellhead thermal insulation in injection wells [Электронный ресурс] / I.G. Fattakhov, R.R. Kadyrov, L.S. Kuleshova // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. – С. 117-120. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

УДК 622.276

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ И УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Э.Д. Мугурбанова

(УГНТУ, г. Уфа, магистр)

Аннотация: В связи с возросшей актуальностью вовлечения в активную разработку огромных ресурсов высоковязких нефтей и битумов необходимы новейшие тепловые методы, превосходящие по эффективности уже традиционные технологии паротеплового воздействия. Несмотря на накопленный опыт в области тепловых методов воздействия на пласты, представляется крайне необходимым поиск и создание новых более совершенных технологий разработки залежи тяжелой нефти и битумов.

Ключевые слова: высоковязкие нефти, битумы, методы увеличения нефтеотдачи, тепловое воздействие.

UDC 622.276

MODERN METHODS OF EXPLOITATION AND ENHANCED OIL RECOVERY OF HIGH VISCOSITY OIL POOLS

E.D. Mugurbanova

(Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, master)

Annotation: Due to the fact that are increasing the importance of active involvement in the exploitation of the huge reserves of heavy oil and tar Sands it is necessary to develop the newest techniques for better thermal efficiency of traditional technologies of heat flow. Despite the accumulated experience in the field of thermal methods of stimulation, it is important to continue finding and creating new and improved technologies of development of deposits of heavy oil and bitumen.

Keywords: high viscosity oil, bitumen, enhanced oil recovery methods, thermal recovery method.

Разработка месторождений высоковязких нефтей традиционными методами не дает положительных результатов и сопровождается низкими дебитами скважин, быстрыми прорывами закачиваемой воды по наиболее проницаемым пластам и пропласткам, низкими темпами отбора и конечным коэффициентом нефтеотдачи. В ряде случаев расчетный коэффициент нефтеотдачи при заводнении не превышает 8 - 10% [1].

Большинство залежей высоковязких нефтей располагаются на небольших глубинах до 2000 м, а пластовые температуры располагаются в диапазонах от 10 °С до 80 °С, что в совокупности обуславливает неподвижность нефти и ее высокую вязкость[2]. При меньших глубинах до 100 м возможно применение карьерных и шахтных технологий, но на больших глубинах без скважинной добычи не

обойтись. Из закрытых технологий - нетепловые методы добычи имеют ограничения по максимальным значениям вязкости нефти (не применимы для добычи битумов), низкие темпы разработки, малый коэффициент нефтеотдачи. Поэтому, большинство проектов разработки месторождений тяжелой нефти и битумов связано с тепловыми методами воздействия на пласты [3].

Методы разработки и увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей можно разделить на группы, как показано на рисунке 1 [4, 5].

Вязкость тяжелой нефти и битума значительно уменьшается при увеличении температуры и, по всей видимости, наиболее многообещающими являются методы добычи с использованием теплового воздействия на пласт. Особое место термических методов воздействия на пласт обусловлено тем, что для их реализации используют широко доступные агенты – воду и воздух (окислитель). Масштабы применения этих методов не зависят от возможностей получения больших количеств химических реагентов. Нередко термические методы применяют в таких случаях, когда никаким другим способом извлечь нефть из пласта не удастся. В процессе нагнетания в пласт высокотемпературных рабочих агентов (пар, горячая вода, парогаз, воздух продукты горения нефти и газа в пласте) снижается вязкость нефти под воздействием тепла, что способствует улучшению охвата пласта и повышает коэффициент вытеснения [6].

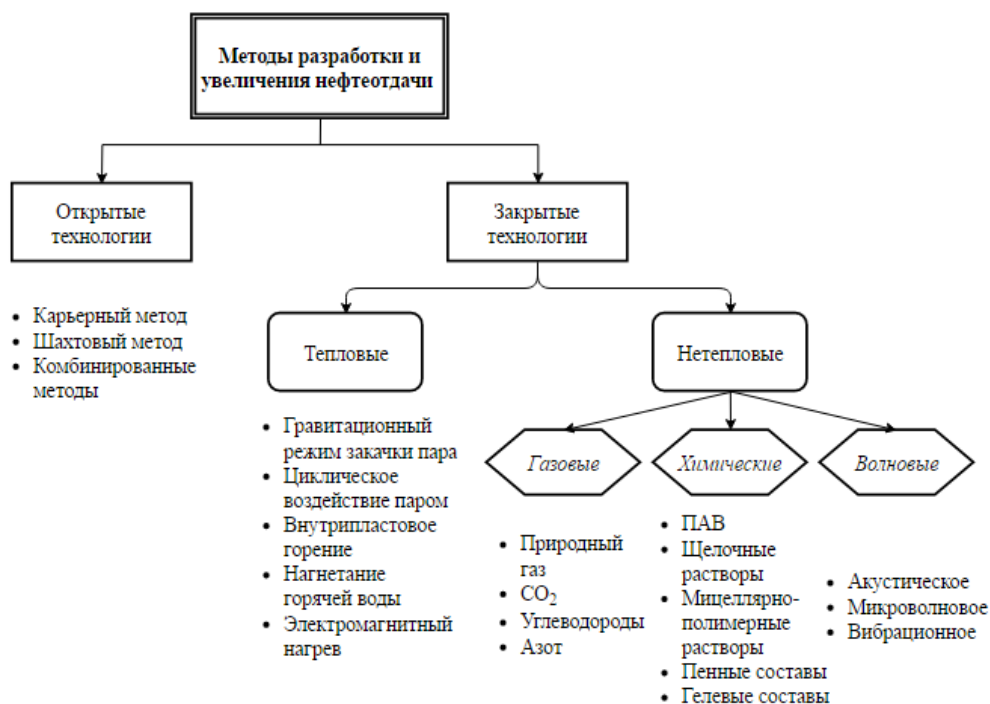


Рисунок 1. Классификация методов разработки и увеличения нефтеотдачи

Комбинированные технологии, основанные на сочетании теплового и других видов воздействия на пласт (газовые, химические, волновые), в последнее время находят всё более широкое применение в мировой практике.

К числу таких технологий относятся:

термополимерное заводнение;

термощелочное воздействие;

закачка пара с растворителем;

термогазовое воздействие;

применение бинарных смесей (внутрипластовая генерация тепла);

тепловое воздействие с внутрипластовой генерацией химических реагентов;

термоакустическое воздействие [7].

Однако не все предложенные методы достаточно изучены, испытаны и, самое главное, не все приемлемы с экономической точки зрения. Большинство методов требует значительных капитальных вложений на дополнительную добычу нефти. Некоторые из них технически трудно осуществить. При применении этих

методов в пластах происходят очень сложные процессы: фазовые переходы, химические реакции и превращения веществ, капиллярные и гравитационные процессы и др.

Внедрение новых методов должно проходить ряд следующих этапов:

- 1 детальное изучение особенностей геологического строения залежи,
- 2 анализ истории разработки месторождения,
- 3 лабораторные исследования при разных видах воздействия на пласт,
- 4 моделирование различных вариантов разработки залежи,
- 5 выбор наиболее эффективных технологий,
- 6 проведение промысловых пилотных испытаний различных технологий,
- 7 уточнение моделей путём их адаптации к фактическим данным,
- 8 составление технологической схемы опытно-промышленных работ,
- 9 оценка технико-экономической эффективности [9].

Успешное применение методов возможно только на основании научно обоснованных проектов, для выполнения которых необходимы детальные знания особенностей геолого-физической характеристики объекта, знание механизма процессов, происходящих в пласте и роли этих процессов в нефтеизвлечении.

Список использованных источников

1. Новые технологии добычи и использования углеводородного сырья [Текст]: публичный аналитический доклад по направлению научно-технологического развития / Национальный институт нефти и газа. – М., 2014.
2. Аметов, И.М. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей [Текст] / И.М. Аметов, Ю.Н. Байдинов, Л.М. Рузин. – М.: Недра, 1985. – 205 с.
3. Альварадо, В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения [Текст]: пер. с англ. Б.Л. Фалалеев / В. Альварадо, Э. Манрик; под ред. А.О. Палия. – М.: Премиум Инжиниринг, 2011. – 244 с.: ил.
4. Hama, M.Q. Updated screening criteria for steam flooding based on oil field projects

data [Текст] / University of Science and Technology. Student research and creative works. Masters Theses. Paper 7251. 2014.

5. Бадретдинов, И.А. Классификация методов увеличения нефтеотдачи (экономический подход) [Электронный ресурс] / И.А. Бадретдинов, В.Г. Карпов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 1. – С. 6 (0,3 Мб). – Режим доступа: <http://www.ngtp.ru>.

6. Байбаков, Н.К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений [Текст] / Н.К. Байбаков, А.Р. Гарушев. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 343 с.

7. Дубив, И.Б. Оценка перспективных технологий разработки сложнопостроенных месторождений высоковязкой нефти на примере Тазовского НГКМ [Текст] / И.Б. Дубив // Бурение и нефть. – 2012. – № 5. – С. 28-30.

8. Рузин, Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст]: учебное пособие / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк. – Ухта: Изд-во УГТУ, 2014. – 127 с.

9. Ибатуллин, Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений [Текст]: учебное пособие / Р.Р. Ибатуллин. – М.: ВНИИОЭНГ, 2011. – 304 с.

УДК 553.982.239

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЫДАНСКОЙ ГАЗОНЕФТЕНОСНОЙ ОБЛАСТИ

В.И. Матвеев

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа,
научный руководитель доцент, канд.г.-м.н. В.Б. Смирнов)*

Аннотация: В пределах Гыданской нефтегазоносной области выделяются Северо-Гыданский, Гыданский, Напалковский и Мессояхский нефтегазоносные районы. Промышленные скопления углеводородов выявлены в отложениях юры и мела. Доказанный интервал промышленной нефтегазоносности охватывает разрез от берриасских до коньяк-туронских отложений.

Ключевые слова: геологическое строение, перспективы, газонефтеносная область, геологическая карта, тектоническое районирование.

UDC 553.982.239

GEOLOGICAL STRUCTURE AND PROSPECTS OF GYDA OIL AND GAS POTENTIAL

V.I. Matveev

(Ufa State Oil Technical University, Ufa,

scientific director assistant professor, cand.g.-m.s. V.B Smirnov)

Annotation: Within the Gyda oil and gas field highlighted North Gydansky, Gydansky, Napalkovsky Messoyakha and oil and gas areas. Industrial hydrocarbon accumulations found in the sediments of the Jurassic and Cretaceous. Proven commercial oil and gas potential range covers cut from Berriasian to cognac - Turonian deposits.

Keywords: geological feature, prospects, oil and gas potential area, geological maps, tectonic zoning.

Западная Сибирь является одним из крупнейшим нефтеносным и нефтедобывающим регионом России [4].

Гыданская ГНО самая северная и труднодоступная область суши Западной Сибири. Гыданская газонефтяная область занимает Гыданский и Явайский полуострова, бассейн р. Мессояха, большую часть акватории Тазовской губы и север Тазовского полуострова (рис. 1).

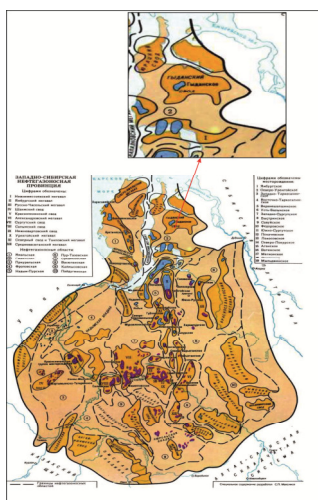


Рис. 1 Расположение Гыданской ГНО на карте Западной Сибири

В пределах Гыданской нефтегазоносной области выделяются Северо-Гыданский, Гыданский, Напалковский и Мессояхский нефтегазоносные районы.

Промышленные скопления углеводородов выявлены в отложениях юры и мела. Доказанный интервал промышленной нефтегазоносности охватывает разрез от берриасских до коньяк-туронских отложений.

Наибольшее количество залежей сосредоточено в разрезах Геофизического, Восточно-Мессояхского и Утреннего месторождений.

Под названием «Утреннее» месторождение понимают Утреннее и Северо-Утреннее, так как в Государственном балансе они рассматриваются вместе.

В геологическом строении Гыданского полуострова (рис. 2) четко выделяются два структурных этажа. Первый этаж - фундамент, представленный допалеозойскими и досреднекембрийскими складчато-метоморфическими породами.

Второй этаж - платформенный чехол, сложенный полифациальными терригенными комплексами отложений палеозойского и мезозойско-кайнозойского возрастов, суммарной толщиной от 12 до 16 км. В пределах рассматриваемого участка на Геофизической площади вскрыты среднеюрские отложения леонтьевской свиты на глубине 3542 м [2].

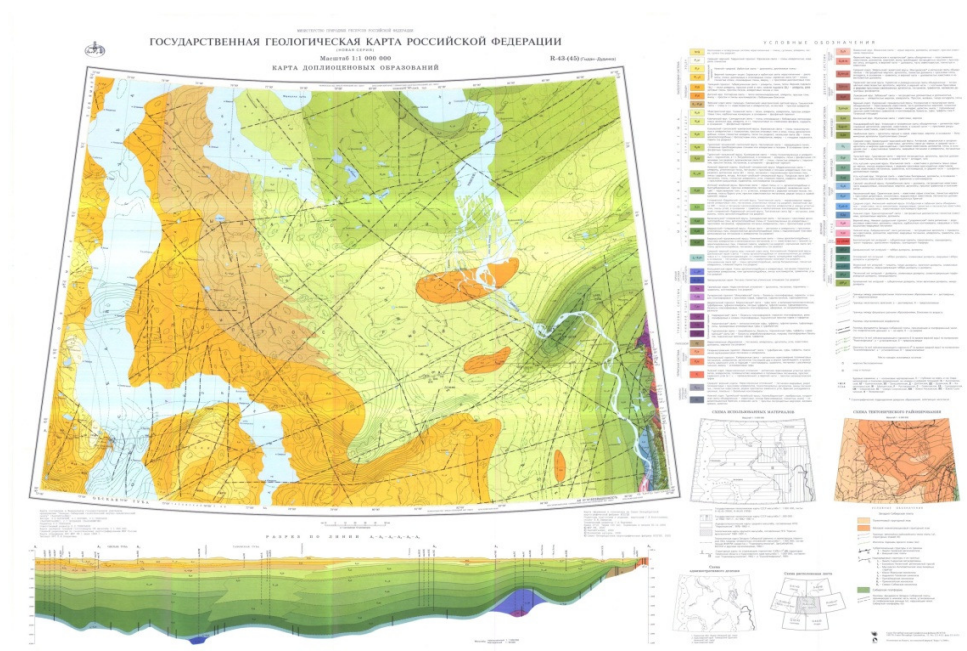


Рис. 2 Государственная геологическая карта РФ лист R-43-(45)

Пермская часть разреза, вскрытая Тюменской сверхглубокой скважиной СГ-6 в интервале глубин 7310-7502,2 м, выделена в аймальскую свиту. Аймальская свита, составляющая нижнюю часть красноселькупской серии, представлена чередованием сильно измененных эффузивов с прослоями туфов, туффитов, и черных углистых аргиллитов (фото 1), реже - полимиктовых песчаников (фото 2) и гравелитов [5]. В осадочных породах свиты обнаружены спорово-пыльцевые комплексы и конодонты пермского возраста, датировка которых подтверждена радиологическими методами.

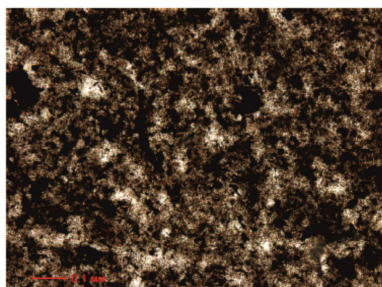


Фото 1 Аргиллит с примесью кварцевых зерен алевритовой разности и углефицированного растительного детрита: структура пелитовая

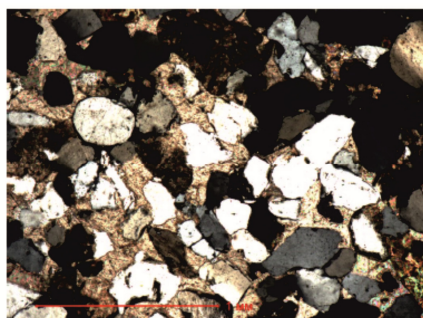


Фото 2 Олигомиктовый песчаник с карбонатным цементом

Мезозойская группа в пределах рассматриваемой зоны представлена триасом, юрой и мелом.

Согласно тектоническому районированию Западной Сибири территория Гыданского полуострова относится к зоне развития Ямало-Тазовской мегасинеклизы, выделяющейся в ортоплатформенном мезозойско-кайнозойском чехле в качестве субрегиональной структуры (рис. 2). Эта мегасинеклиза включает следующие структурные элементы: Ямало-Гыданская синеклиза, Енисей-Хатангский прогиб, Мессояхско-Антипаютинская зона линейных структур, к которой с юга примыкает Надым-Тазовская синеклиза.

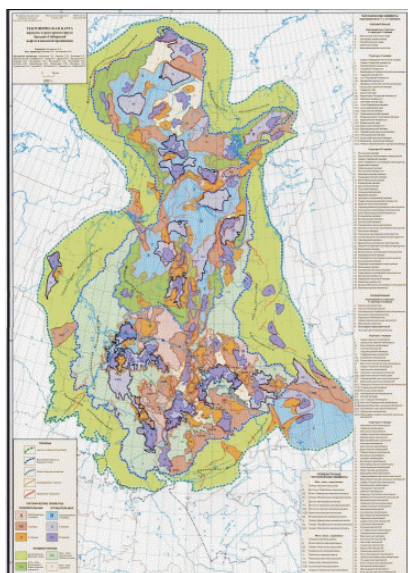


Рис. 2 Тектоническая карта Западной Сибири

На рисунке 3 приведен сейсмический разрез, характеризующий строение доюрских (палеозой-триасового) и юрско-мелового комплексов Гыдана [1].

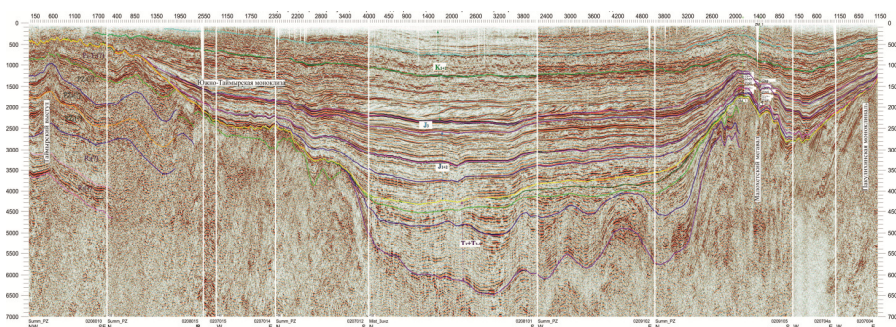


Рис. 3 Сейсмический разрез, характеризующий строение доюрских и юрско-мелового комплексов Гыдана

Согласно принятого расчленения осадочного чехла на объекты прогноза ресурсов углеводородного сырья на рассматриваемой территории выделяется восемь нефтегазоносных комплексов: палеозойский, триасовый, нижне-среднеюрский, верхнеюрский, ачимовский, неокомский, апт-сеноманский и туронский [3].

Малоизученным или неизученным глубоким бурением районам относятся северо-восточные районы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: Гыдан и Западно-Мессояхский.

Список использованных источников

1. Бочкарев, В.С. Палеозой и триас Западной Сибири (комплексные исследования) [Текст] / В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, Н.П. Дещеня // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 1-2. – С. 120-143.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири [Текст] / А.Э. Конторович [и др.]. – М.: Недра, 1975. – 679 с.
3. Корреляция и индексация продуктивных пластов мезозоя Западной Сибири [Текст] / И.И. Нестеров, Н.Х. Кулахметов, В.Н. Высоцкий, Ф.З. Хафизов.
4. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири [Текст] / О.М. Ермилов [и др.]. – Новосибирск: РАН, 2004. – 141 с.
5. Пенягин, П.В. Геологическая модель мезозойско-кайнозойского осадочного

чехла и уточнение ресурсного потенциала южной части Гыданского полуострова [Текст] / П.В. Пенягин. – М.: Российская государственная библиотека, 2007. – 175 с

УДК 553.982.239

**ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕНОСНОСТЬ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЮГО-ЗАПАДНОГО СКЛОНА БАШКИРСКОГО СВОДА (НА ПРИМЕРЕ
ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

В.И. Матвеев

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа,
научный руководитель доцент, канд.г.-м.н. В.Б. Смирнов)*

Аннотация: Изучение геологического строения Башкирского свода и его южного склона осадочного чехла палеозойских отложений было вызвано перспективностью на нефть и газ. В качестве объекта исследования выбрано Федоровское месторождение. Залежи нефти, контролируемые конседиментационными грабенообразными прогибами, являются в основном тектонически экранированными.

Ключевые слова: геологическое строение, месторождение, нефтеносность, палеозой, запасы нефти.

UDC 553.982.239

**GEOLOGY AND OIL PALEOZOIC SOUTHWESTERN SLOPES BASH-
KIR VAULT (FOR EXAMPLE FEDOROVSKOYE FIELD)**

V.I. Matveev

*(Ufa State Oil Technical University, Ufa,
scientific director assistant professor, cand.g.-m.s. V.B Smirnov)*

Annotation: The study of the geological structure of the Bashkirian arch and the southern slope of the sedimentary cover of Paleozoic deposits was due to prospect for oil and gas. As the object of study chosen Fedorovskoye deposit. Oil deposits controlled by gra-

ben konsedimentatsioonimi deflections are mostly tectonically screened.

Keywords: geological feature, field, oil-bearing, Paleozoic, oil.

В тектоническом отношении территория республики относится к юго-восточной окраине древней Русской платформы (рис.1).

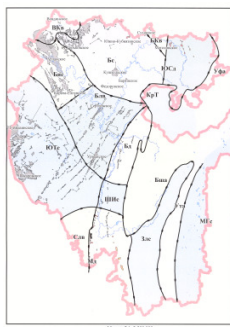


Рис.1 Обзорная карта месторождений нефти и газа Башкортостана

В качестве объекта исследования выбрано Федоровское месторождение, расположенное на территории Республики Башкортостан.

Месторождение интересное как в плане геологии, так и с точки зрения перспектив нефтеносности. Оно малоразмерное и имеет сложное геологическое строение, приурочено к зоне Сергеевско-Дёмского грабенообразного прогиба, который является нефтеконтролирующим элементом [2].

Залежи нефти, контролируемые конседиментационными грабенообразными прогибами, являются в основном тектонически экранированными.

Всего в разрезе палеозоя Башкирского свода отмечают ряд нефтегазоносных комплексов: девонский терригенный; нижнекаменноугольный терригенный, нижнепермский карбонатный [4].

Залежи нефти в пластах D_{II} и D_I преимущественно относятся к структурному и литологическому типам, реже - к смешанному [3].

В пределах участка условно выделяются три структурных этажа (снизу вверх): додевонский, девонско-каменноугольный, пермский [5].

В своде Ново-Федоровской структуры была пробурена скважина №21 и бы-

ло открыто Фёдоровское месторождение.

Нефтепроявления различного характера на Федоровском участке отмечены в бобриковском горизонте, турнейском и фаменском ярусах, в аскынско-мендымских отложениях, доманиковском горизонте и терригенном девоне (таблица 2) [1].

Характеристика коллекторских свойств нефтесодержащих горизонтов Федоровского месторождения

Таблица 2

№ ССкв.	Порода	Возраст, горизонт	Нефтенасыщенность	Коллекторские свойства	
				Пористость, %	Проницаемость, мкм ²
1	2	3	5	6	7
2	известняк	доманиковый	слабая нефть	3,26	непроницаемая
6	песчаник	бобриковский	нефть	15,45	0,005
7	известняк	аскынско-мендымский	нефть	1,38-11,11	непроницаемая
	алевролит	кыновско-пашийский-муллинский	участками нефти	4,89-6,66	0,001
	песчаник	кыновско-пашийский-муллинский бавлинская свита	нефть	14,87	0,004-0,007
9	известняк	турнейский ярус	нефть	12,97-18,46	0,003-0,006
		муллинский горизонт	нефть	9,77	обломочная
18	песчаник	кыновско-пашийский-муллинский	нефть	3,70	обломочная
19	известняк	аскынско-мендымский	участками нефти	1,35-14,81	непроницаемая, обломочная
	алевролит	кыновско-пашийский-муллинский	слабая нефть	4,16-11,52	0,001-0,002
			слабая нефть	2,66	0,001
21	песчаник	турнейский ярус	нефть	8,51	обломочная
		кыновско-пашийский-муллинский	нефть	14,85-18,13	0,004-0,009
	алевролит	кыновско-пашийский-муллинский	слабая нефть	8,57	0,001
23	известняк	аскынско-мендымский	слабая нефть	2,17-5,08	обломочная

	алевролит	кыновско-пашийский-муллинский	слабая нефть	2,77-6,06	0,001
	песчаник	бавлинская свита	нефть	16,25	0,001
25	песчаник	кыновско-пашийский-муллинский	нефть	12,67-19,40	0,003-0,009

Нефтепроявления различного характера на Федоровском участке отмечены в бобриковском горизонте, турнейском и фаменском ярусах, в аскынско-мендымских отложениях, доманиковском горизонте и терригенном девоне (рис.3.1).

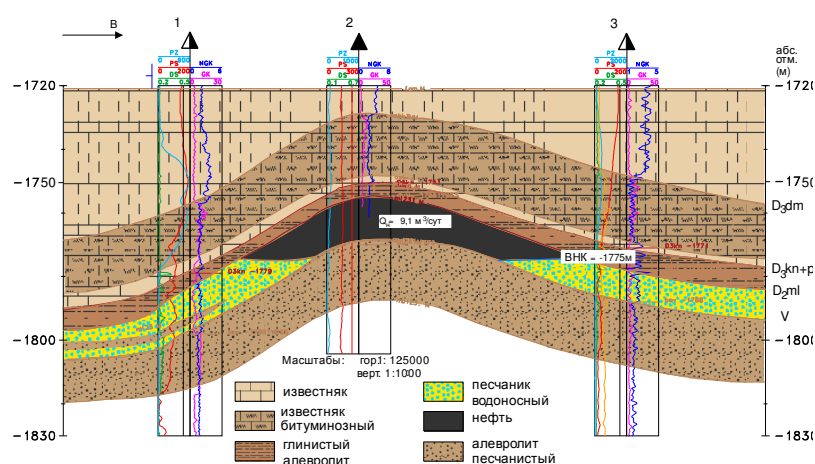


Рис.3.1 Геологический разрез по линии скважин 1-2-3 (Федоровское месторождение)

Максимальная нефтенасыщенная толщина пласта D_{II} – 12,0 м, средняя – 5,5 м. Размеры залежи – 2,2 x 1,1 км, высота 18,6 м. Суммарные запасы нефти категории C_1 составляют: балансовые – 903 тыс.т, извлекаемые – 138 тыс.т.

Изучение геологического строения Башкирского свода и его южного склона осадочного чехла палеозойских отложений было вызвано перспективностью на нефть и газ.

Список использованных источников

1. Аптикаева, Д.Х. Отчет о поисковых сейсморазведочных работах методом общей глубинной точки (МОГТ) на Фёдоровском участке в пределах Благовещенского, Мишкинского и Нуримановского районов Республики Башкортостан (с.п. 111/99)

[Текст] / Фонды ОАО БНГФ; Д.Х. Аптикаева. – Уфа, 2001.

2. Пашкевич, М.М. Отчет о поисковых сейсморазведочных работах методом общей глубинной точки (МОГТ) на Седяшском участке (с.п. 2/83) [Текст] / Фонды ОАО БНГФ; М.М. Пашкевич, Р.Н. Кашапова. – Уфа, 1984.

3. Шейх-Али Д.М. Пластовые нефти Республики Башкортостан [Текст] / Фонды АНК «Башнефть»; Д.М. Шейх-Али, Р.К. Галеева. – Уфа, 1996.

4. Геологическое строение и перспективы нефтеносности Западной Башкирии. – Уфа: Институт геологии, 1974.

5. Лозин, Е.В. Тектоника и нефтеносность платформенного Башкортостана [Текст] / Е.В. Лозин. – М.: [б.и.], 1994. – Часть 1-2.

УДК 553.982.239

**ПОИСК НОВЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ОСНОВЕ
ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ДОПАЛЕОЗОЙСКОГО
КОМПЛЕКСА ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН ПО РЕЗУЛЬТАТАМ
РЕГИОНАЛЬНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ РАБОТ**

В.И. Матвеев

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа,
научный руководитель доцент, канд.г.-м.н. В.Б. Смирнов)*

Аннотация: Получены сведения о структурно - тектоническом строении территории Башкортостана. Показаны впервые построенные структурные карты. Перспективы нефтегазоносности рифей-вендских отложений можно оценивать достаточно высоко. Здесь имеются коллекторы, покрышки, нефтегазопроявления и потенциальные ловушки.

Ключевые слова: тектоническое строение, сейсмический профиль, геологическая карта, структурная карта, перспективы.

**SEARCH NEW PERSPECTIVE ON THE BASIS OF COMPLEX
PRE-PALEOZOIC TECTONIC STRUCTURE OF DEPOSITS ON THE
TERRITORY OF BASHKORTOSTAN REPUBLIC
FROM THE REGIONAL SEISMIC**

V.I. Matveev

(Ufa State Oil Technical University, Ufa,

scientific director assistant professor, cand.g.-m.s. V.B Smirnov)

Annotation: Obtain information about the structural - tectonic structure of the territory of Bashkortostan. Showing for the first time built structural maps. Prospects neftegazonosti Riphean - Vendian deposits can be estimated highly enough. There are collectors, tires, oil and gas indications and potential pitfalls.

Keywords: tectonic structure, the seismic profile, geological maps, underground structure contour map, prospects.

Геологически территория России расположена на двух крупных платформах — Восточно-Европейской и Сибирской.



Рис. 1 Тектоническая карта России

Территория Республики Башкортостан, расположенная на восточном окончании Восточно-Европейской платформы (рис.1), в зоне сочленения её с Уральским орогеном, является одним из старейших нефтедобывающих районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [6].

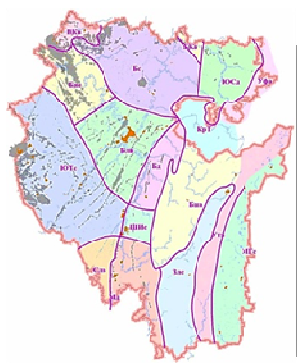


Рис. 2 Тектоническая карта Республики Башкортостан

На данной тектонической карте РБ (рис.2) расположены месторождения нефти и газа в отложениях палеозоя, ограниченные зоной Предуральского краевого прогиба [4].

Одним из путей воспроизводства минерально-сырьевой базы здесь является поиск залежей УВ в интервале допалеозойских отложений.

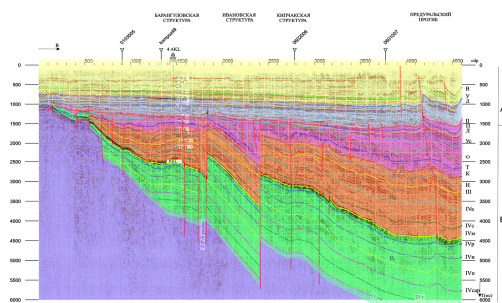


Рис. 3 Сейсмофациальная характеристика разреза

Стратиграфические единицы (рис.3) были прослежены на территории работ и это позволило сделать вывод, что весь осадочный комплекс платформенной части и Предуральского краевого прогиба подразделяется на авлакогенную рифейскую сейсмоформационную систему и венд-палеозойскую плитную [3].

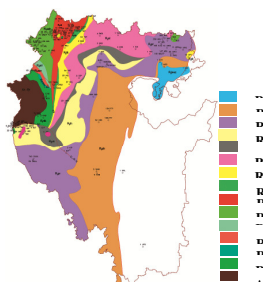


Рис. 4 Геологическая карта развития рифейских отложений

По результатам комплексной интерпретации сейсмического материала (рис.4) построена схематическая геологическая карта со снятыми вендскими отложениями, где отчетливо прослеживается закономерность омоложения рифейских отложений в юго-восточном направлении [5].

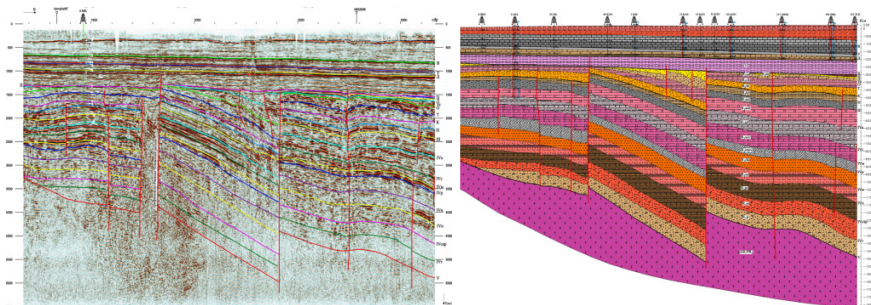


Рис. 5 Прогнозный геолого-геофизический разрез через выявленные структуры

На рисунке 5 можно увидеть, как отображаются эти объекты на временном и геологическом разрезах. Ловушки на данных объектах структурно-тектонического типа [1].

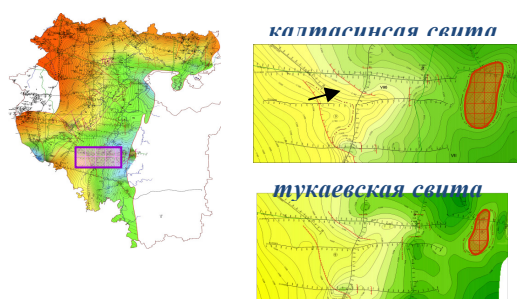


Рис. 6 Калининский детализационный участок

Калининский участок расположен в юго-восточной части района работ (рис.6).

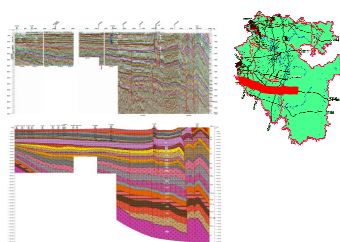


Рис. 7 Прогнозный геолого-геофизический разрез через выявленную Арларовскую структуру (ловушка структурного типа)

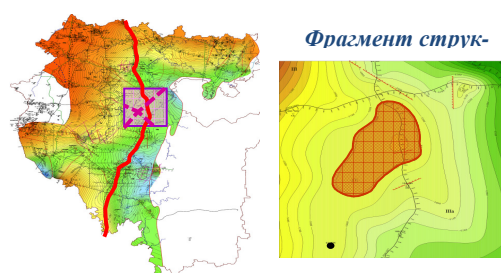


Рис. 8 Тавтимановский детализационный участок

На Тавтимановском участке (рис.8) поисковый интерес по рифейским отложениям представляет Южно-Тавтимановская замкнутая структура.

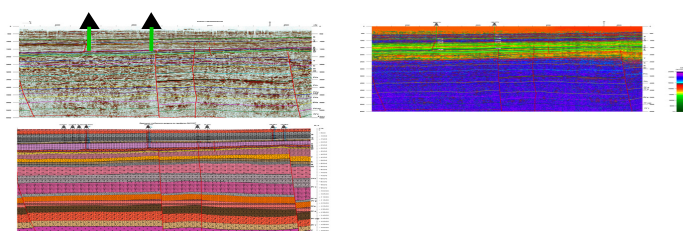


Рис. 9 Прогнозный геолого-геофизический и псевдоакустический разрез через выявленную Южно-Тавтимановскую структуру (ловушка структурного типа)

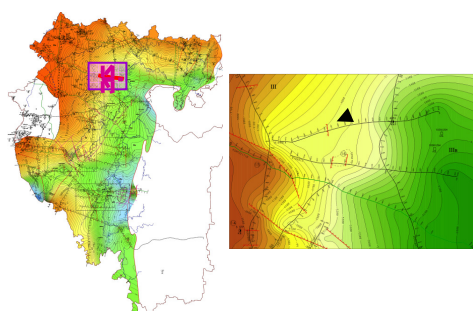


Рис. 10 Кушкульский детализационный участок (фрагмент структурной карты по поверхности отложений калтасинской свиты)

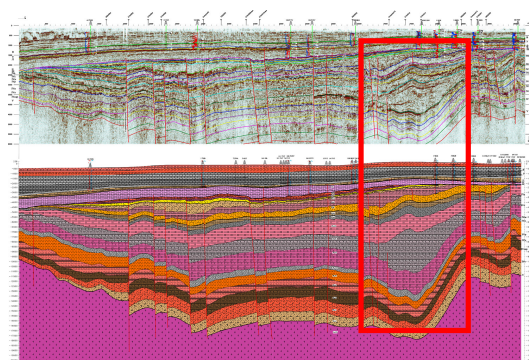


Рис.11 Прогнозные геолого-геофизический разрез через выявленную Кушкульскую инверсионную структуру (ловушка структурного типа)

Перспективы нефтегазоносности рифей-вендских отложений можно оценивать достаточно высоко [2]. Здесь имеются коллекторы, покрышки, нефтегазопроявления и потенциальные ловушки.

Список использованных источников

1. Зименков, Р.А. Поиск новых перспективных объектов на основе тектонического строения допалеозойского комплекса отложений на территории Республики Башкортостан по результатам региональных сейсмических работ [Текст] / Р.А. Зименков, Г.Б. Салахова. – Уфа: [б.и.], 2014. – 299 с.
2. Машкова, Е.А. Общая геология [Электронный ресурс]: электронное учебное пособие / Е.А. Машкова. – Уфа: [б.и.], 2011.
3. Христочевский, А. Мультимедиа в образовании [Текст] / А. Христочевский // Компьютер Пресс. – 1996. – № 8. – С. 7-10.
4. Рапацкая, Л.А. Общая геология [Текст] / Л.А. Рапацкая. – М.: Высшая школа, 2005. – 447 с.
5. Сорокина, Е.И. Использование интерактивных методов обучения при проведении лекционных занятий [Текст] / Е.И. Сорокина, Л.Н. Маковкина, М.О. Колобова // Теория и практика образования в современном мире: материалы III международной научной конференции (Санкт-Петербург, май 2013 г.) / коллектив авторов. – СПб.: Реноме, 2013. – С. 167-169.

6. Хаин, В.Е. Основные проблемы современной геологии [Текст] / В.Е. Хаин. – М.: Научный Мир, 2003.

УДК 622.276

К ВОПРОСУ АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЗЛИ

Ф.М. Махмудов, Л.З. Игамбердиева

(Ташкентский государственный технический университет)

Аннотация: В статье рассмотрено текущее состояние разработки месторождения Газли. Анализируются работы по доразведке нефтяных оторочек с вводом в эксплуатацию скважин, исследование состояния извлекаемых запасов нефти и анализ динамики добычи пластовых флюидов из нефтяных оторочек с периода начала их разработки. Анализ производился по функциональным зависимостям накопленных объемов добычи нефти, воды, жидкости в увязке с фондом эксплуатационных скважин и реализованными мероприятиями по поддержанию уровней добычи нефти за весь период разработки.

Ключевые слова: запасы, оторочка, продуктивность, доразведка, залежь, подгоризонт, исследование скважин.

UDC 622.276

ON THE ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT OF THE OIL RIM FIELD GAZLY

F.M. Makhmudov, L.Z. Igamberdieva

(Tashkent State Technical University)

Annotation: The article deals with the current state of development Gazly field. Analyzes the work on supplementary exploration of oil rims with putting into operation of wells, the study status of recoverable oil reserves and analysis of reservoir fluids production of oil rims with a period of the beginning of their development. The analysis was

made based on functional dependencies accumulated volume of oil, water, fluid in conjunction with the fund of production wells and implement measures to maintain oil production levels for the entire period of development.

Keywords: stocks, fringe, productivity, additional exploration, deposit, subhorizon, well study.

На длительно разрабатываемом месторождений Газли более 50 лет числятся текущие геологические запасы в нефтяных оторочках составляют более 80% от начальных, несмотря на их длительную эксплуатацию.

В связи с этим, для оценки возможностей увеличения добычи нефти представляет большой практический интерес рассмотрение возможностей реализации идей доразведки нефтяных оторочек залегающих в В, Г, Д, Е – технологических подгоризонтах XIII горизонта этого месторождения.

В геологическом отношении горизонт XIII (неоком) представлен красноцветными песчаниками, переслаивающимися с глинами. Он перекрывается 6–7-метровой пачкой глин. Общая мощность горизонта 110 – 130 м. Средняя открытая пористость коллекторов горизонта 23,5 %, проницаемость 693 мД. Глинистыми прослоями мощностью 3–6 м горизонт XIII разделен на шесть песчаных пластов – А, Б, В, Г, Д, Е, причем в пластах А и Б располагаются газовые залежи, в остальных – нефтяные залежи с газовой шапкой [1].

В настоящее время годовая добыча нефти из XIII горизонта (западный купол) не превышает 6-8 тыс. т в год.

Нефтяные оторочки В, Г, Д и Е подгоризонтов эксплуатируются фондом скважин 8 ед., среднесуточная добыча на 1 скважину не превышает 3-5 т.

Низкие объемы добычи нефти из скважин связаны со сложным геологическим строением залежей нефти, весьма малой эффективной нефтенасыщенной мощностью (менее 8-10 м) продуктивных горизонтов, расформированностью части запасов в связи с их перетоком в газовые шапки, а также большой областью водо-

насыщенной зоны, которая подстилает нефтяные оторочки.

Несмотря на низкие параметры добычи и эксплуатационные характеристики скважин, наличие достаточно высоких объемов остаточных геологических запасов нефти в оторочках, требует дальнейшего изучения на предмет их подтверждения и возможностей извлечения.

Анализ продуктивности по текущему эксплуатационного фонда скважин показывает, что при общей среднесуточной откачке жидкости глубинно-насосными скважинами в объеме до $25 \text{ м}^3/\text{сут}$, добыча нефти составляет до $3,5 \text{ т/сут}$.

Обводненность продукции составляет 89 % при водонефтяном факторе $R=7,14$.

Изменение режимов откачки жидкости в пределах от 15 до $35 \text{ м}^3/\text{сут}$ по скважинам дренирующим отдельные подгоризонты, мощностью не превышающих от 5 до 8 м, показывает стабильность в объемах удельного содержания нефти в общем объеме добываемой жидкости.

В связи с этим, на основе анализа динамики добычи жидкости и обводненности по эксплуатационному фонду скважин выявлен характер притока водонефтяной смеси к забою скважин выраженный в стабильности отработки нефтяной части залежи, в пределах условного контура дренирования подгоризонтов по каждой отдельной скважине.

Стабильность обводненности продукции и водонефтяного фактора предопределяет двухфазную фильтрацию водонефтяной смеси.

Неизменность во времени водонефтяного фактора устанавливает примечательный факт динамичности нефтенасыщенности линз при создании минимальных депрессий на пласт $\Delta P=0,3-0,4 \text{ МПа}$, при естественном упруго – водонапорном режиме разработки залежи, с минимальным влиянием остаточной энергии газовых шапок на процесс вытеснения.

Таким образом, в нефтяных оторочках прослеживается сравнительная высо-

кая подвижность нефти, связанная с:

- низкой её плотностью ($0,815-0,822 \text{ г/см}^3$) и вязкостью (8-10 сПз) нефти;
- высокой проницаемостью коллекторов (до 1 Д), что обеспечивает сравнительно высокую десорбцию нефти при промывке порового пространства водой;
- проявлением упругих свойств пласта в комплексе с энергией газовых шапок в подгоризонтах.

Анализ динамики добычи пластовых флюидов из нефтяных оторочек производился по функциональным зависимостям накопленных объемов добычи нефти, воды, жидкости в увязке с фондом эксплуатационных скважин и реализованными мероприятиями по поддержанию уровней добычи нефти за весь период разработки.

В результате проведенной работы выявлено следующее:

- в период с 1967 по 1973 годы, в результате ускоренного разбуривания нефтяных оторочек созданием фонда скважин 38 ед., имело место увеличение годовых объемов добычи нефти до 158 тыс. т в год (в среднем на 1 скважину 12,6 т в сутки);
- с 1973 года, в результате отбора газа из газовых шапок нефтяных оторочек и её подачи в ГТС «Бухара-Урал», пластовое давление в залежи снизилось с 9,8 МПа (1973 год) до 5,5 МПа (1992 год) и к 1992 году добыча нефти снизилась до уровня 8,5 тыс. т в год;
- в этот период отмечается увеличение обводненности продукции скважин до 85%;
- в последующие годы с 1992 по 1998 годы за счет активизации работ по замене глубинно-насосного оборудования, с доведением фонда скважин до 12 ед., добыча нефти возросла до 23,0 тыс. т в год;

Для определения добывных возможностей и эффективности дальнейшей эксплуатации нефтяных оторочек проведена работа по оценке остаточных извлекаемых запасов на различные временные периоды, с целью обоснования их со-

хранности и дислоцированности в пределах структурного плана нефтяных оторочек [2].

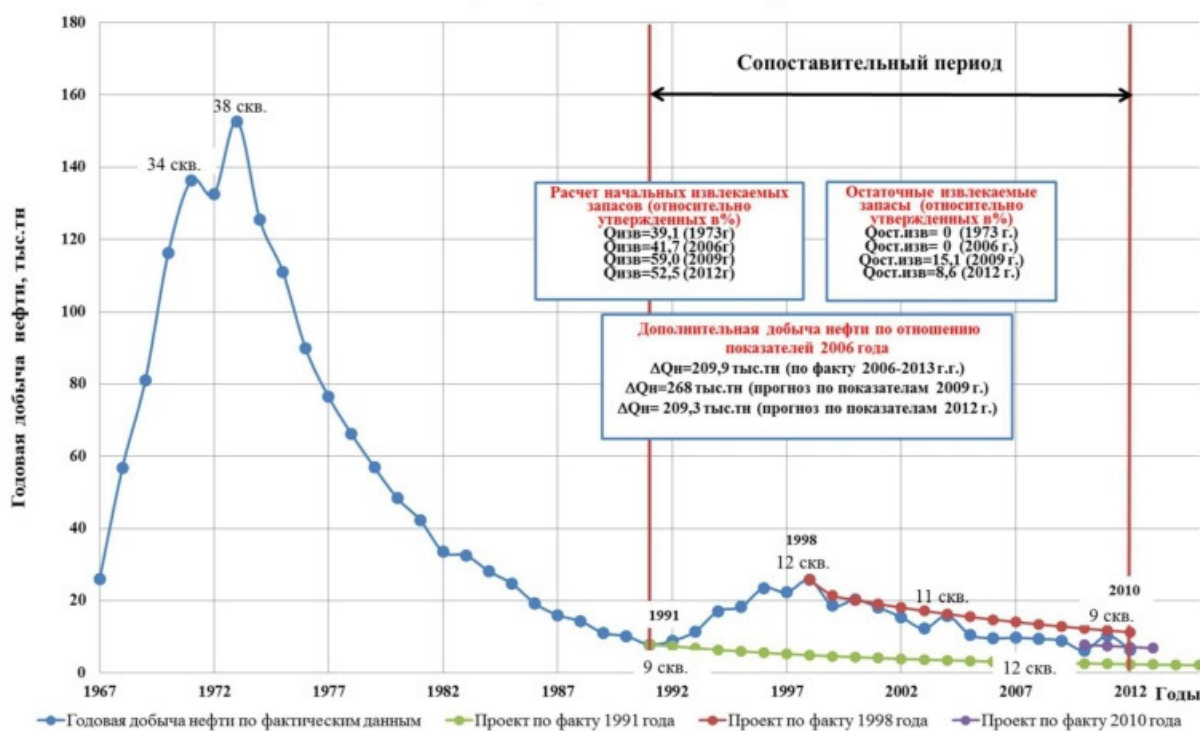
В связи с тем, что за весь период разработки месторождения Газли статистическая отчетность велась в целом по 4-м подгоризонтам (В, Г, Д, Е) совместно, обработка статистических данных с применением метода Г.В. Копытова производилась по суммарным показателям.

Следует отметить, отсутствие статистических данных по добыче жидкости во временном периоде из нефтяных оторочек не позволило произвести оценку по другим апробированным на практике методикам, которые требуют наличия параметров по добычи жидкости.

Обработка интегральной характеристики $Q_{изв}=f(Q_n)$ позволило оценить извлекаемые запасы на различные периоды разработки нефтяных оторочек, которые приводятся в процентном (%) соотношении от начальных утвержденных извлекаемых запасов и от остаточных утвержденных извлекаемых запасов (рис. 1).

Исследования показали, что на 1973 год при фонде эксплуатационных скважин 38 ед. начальные извлекаемые запасы составляли 35 % от начальных геологических.

На 2006 год при фонде эксплуатационных скважин 11 ед. НИЗ составили 41,7 % от начальных утвержденных запасов. В соответствии с этим, остаточные извлекаемые запасы к этому периоду практически должны были быть выработаны.



Реализованные мероприятия: 1991-2003 г.г. бурение новых скв., 2010- ремонт насосных оборудования

Рисунок 1 – Показатели разработки месторождения Газли (метод Копытова А.В.)

По 2009 году и 2012 годам отмечается некоторое увеличение НИЗ с 41,7 до 59,0% (2009 год) и снижением до 52,5% (2012 год).

В соответствии с этим, имеет место увеличение остаточных извлекаемых запасов до 15,1% (2009 год) и снижением до 8,6% (2012 год).

Динамика добычи нефти показывает, что за счет принятия мер по увеличению добычи нефти к 2013 году, за период 1992 – 2013 годы дополнительно получено 209,9 тыс. т нефти.

На основе проведенных предварительных исследований, подготовлена стратегия доразведки этажей нефтеносности оторочек заключающаяся:

- в заложении точек по новым оценочно-эксплуатационным скважинам в пределах начального контура нефтеносности западного купола, на расстояниях 2-х условных радиусов контуров питания от существующих эксплуатационных сква-

жин;

- в поэтапном бурении наклонно-направленных скважин с горизонтальными окончаниями (вскрытием всех подгоризонтов В; Г; Д; Е), применением специальных технико-технологических решений основанных на современных ГИС технологиях, предусматривающих прослеживание в процесс проводки скважин, в реальном режиме бурения, нефтеводо-газонасыщенности отложений с определением текущих гидродинамических параметров в зонах горизонтального и азимутально направленного вскрытия;

- в воде ОПЭ эксплуатационных скважин с установкой глубинных электроцентробежных насосов ЭЦН на производительность по откачке жидкости до 120-150 м³/сут.

Создание этой системы доразведки месторождения, на основе применения усовершенствованной приборно-аппаратной базы MWD, при некотором увеличении инвестиционных затрат строительства скважин, позволяет максимально снизить риски при получении промышленной добычи нефти [3,4].

Предлагаемая последовательность выполнения доразведочных работ:

- проведение полевых исследовательских работ по оценке реально продуктивной характеристики фонда скважин с изучением полного пакета геолого-технологической документации.

- бурение 3-х оценочно-эксплуатационных скважин в пределах нефтяных оторочек, проведение комплексных геофизических и гидродинамических исследований скважин с подсчетом дренируемых запасов в зонах их расположения.

- ввод в эксплуатацию 3-х оценочно-эксплуатационных скважин и бурение 37 дополнительных эксплуатационных скважин, или при подтверждении высокой продуктивности скважин, оптимизация их режимов с обеспечением максимального охвата подгоризонтов вытеснением нефти;

- поэтапный ввод в эксплуатацию новых скважин, внедрением полномасштабных технико-технологических решений, обеспечивающих форсированные

режимы отбора нефтеводяной смеси из подземного резервуара.

Реализация этой схемы исследования нефтяных оторочек позволит определить возможности дальнейшей модернизации месторождения, с увеличением темпов добычи нефти сверх рассчитанных величин, направить работы на исключение безубыточности добычи нефти.

Исходя из вышележащего реализуем следующее:

1. Несмотря на снижение пластового давления в залежах с начального 11,0 МПа до 5,5 МПа и существенное снижение фонда скважин с 38 до 9 ед. имеют место стабильные отборы нефти с 1992 по 2013 годы на уровне 8,0 – 10,0 тыс. т в год, что указывает на не вовлеченность основных линзовидных скоплений в процесс дренирования;

2. Выявлено, что несмотря на существенное снижение пластового давления в залежах и извлечение природного газа из газовых шапок подъем ГНК в газовые шапки существенным образом не отразился на адсорбции нефти и размазыванию в пределах структурного плана залежи;

3. На основе диагностики работ остаточного фонда скважин во временном периоде определена возможность увеличения добычи нефти из месторождения при сохранении пластовой энергии в залежи на уровне 5,0 – 5,5 МПа.

Список использованных источников

1. Нефтяные и газовые месторождения Узбекистана [Текст] / А.Р. Ходжаев [и др.]. – Ташкент: Фан, 1974. – Кн. 2.
2. Назаров, У.С. Стратегия развития нефтегазовой отрасли [Текст] / У.С. Назаров // Узбекский журнал нефти и газа. – 2010. – № 2. – С. 3-5.
3. Комплексные технологии обеспечения эксплуатационной надежности нефтяных и газовых скважин [Текст] / У.С. Назаров [и др.] // Узбекский журнал нефти и газа. – 2012. – № 3. – С. 49-54.
4. Назаров, У.С. Возможности увеличения добычи нефти из нефтяных оторочек

месторождения Газли [Текст] / У.С. Назаров, Ф.М. Махмудов // Вестник ТашГТУ. – 2015. – № 1. – С. 53-60.

5. Назаров, У.С. К стратегии инновационной деятельности при разработке месторождений нефти Узбекистана [Текст] / У.С. Назаров, Ф.М. Махмудов, Л.З. Игамбердиева // Узбекский журнал нефти и газа (спец. выпуск). – 2013. – № 1. – С. 49-54.

УДК 622.276

ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ СЕРГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Л.Р. Гареев, Л.В. Петрова

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

Аннотация: В статье рассматриваются основные технологические показатели разработки Сергинского месторождения. Месторождение характеризуется растущей добычей нефти. Накопленная добыча нефти составила 1166,9 тыс. т, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,048, извлечено 13,9 % извлекаемых запасов.

Ключевые слова: показатели разработки месторождения, фонд скважин, добыча нефти, скважина.

UDC 622.276

CHARACTERISTIC OF THE DEVELOPMENT CURRENT STATUS OF THE SERGINSKY FIELD

L.R. Gareev, L.V. Petrova

*(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher
Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky)*

Annotation: The main development parameters of the Serginsky field are considered in the article. The field is characterized by growing oil output. Cumulative oil production is

1166,9 th. tonnes, the current ration of oil recovery is 0,048, recoverable resources are derived 13,9%.

Keywords: development parameters of the field, well stock, crude-oil production.

В настоящее время разработка месторождения осуществляется в соответствии с действующим проектным документом «Технологической схемой опытно-промышленной разработки Сергинского нефтяного месторождения».

Месторождение характеризуется растущей добычей нефти. Максимальный уровень добычи нефти на месторождении был достигнут в 2009 г (233 тыс. т), жидкости – в 2010 г (325,7 тыс. т), темп отбора от НИЗ составил 2,5 %.

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. В работах [1-3] рассматривается обоснование выбора известного пакета «Tempest-More» для гидродинамического моделирования, с целью оценки влияния ГРП в различных условиях его применения на полноту выработки запасов нефти и методы подготовки исходных данных для численного исследования (свойства нефти, газа, воды; фазовые проницаемости), а также технологические критерии для добывающих и нагнетательных скважин. Данный результат объясняется тем, что нефтеносные пласты Сергинского месторождения характеризуются низкими значениями продуктивности, что связано с низкой проницаемостью коллекторов. Кроме ГРП на месторождении широко внедрены химические методы воздействия на призабойную зону пласта [4, 5].

На рисунке 1 представлено изменение основных показателей разработки.

Уменьшение уровня добычи нефти и жидкости в 2009-2010 годах связано с отсутствием ввода новых скважин, вследствие сокращения объема подготовленных к вводу в разработку промышленных запасов нефти. В последние четыре года

наблюдается увеличение закачки воды, что вызвано необходимостью поддержания пластового давления. Почти половина (23 скв.) действующего фонда скважин Сергинского месторождения относится к малodeбитному (менее 5 т/сут) (рис.2). Причиной низких дебитов являются низкие фильтрационно-ёмкостные свойства пластов, в ряде скважин - высокая обводненность продукции (более 80 %).

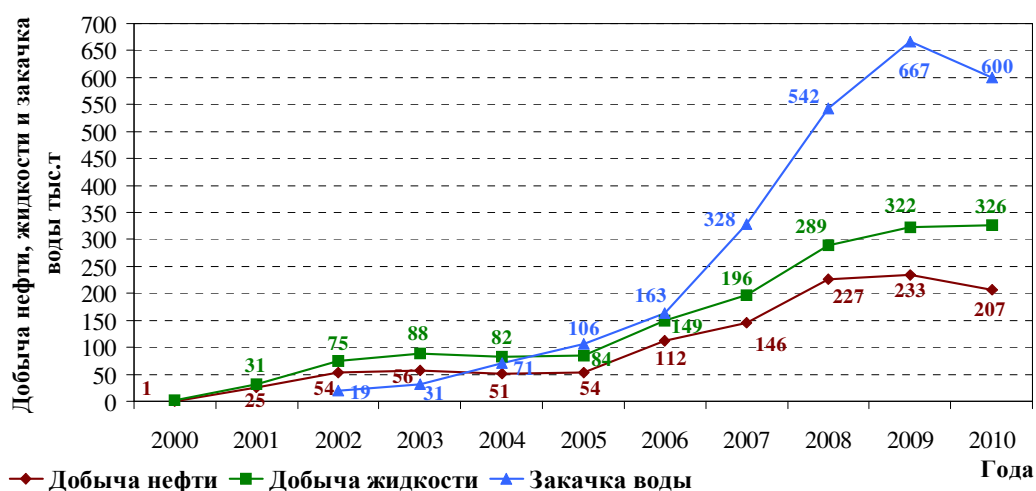


Рисунок 1 - Динамика добычи нефти, жидкости и закачки воды на Сергинском месторождении

Скважины с большими текущими дебитами нефти (более 10 т/сут) характеризуются большими перфорированными нефтенасыщенными толщинами (4,6-16,0 м) и невысокой обводненностью (3,2 % - 57,7 %). Средний дебит нефти – 12,1 т/сут, жидкости – 19,0 т/сут.

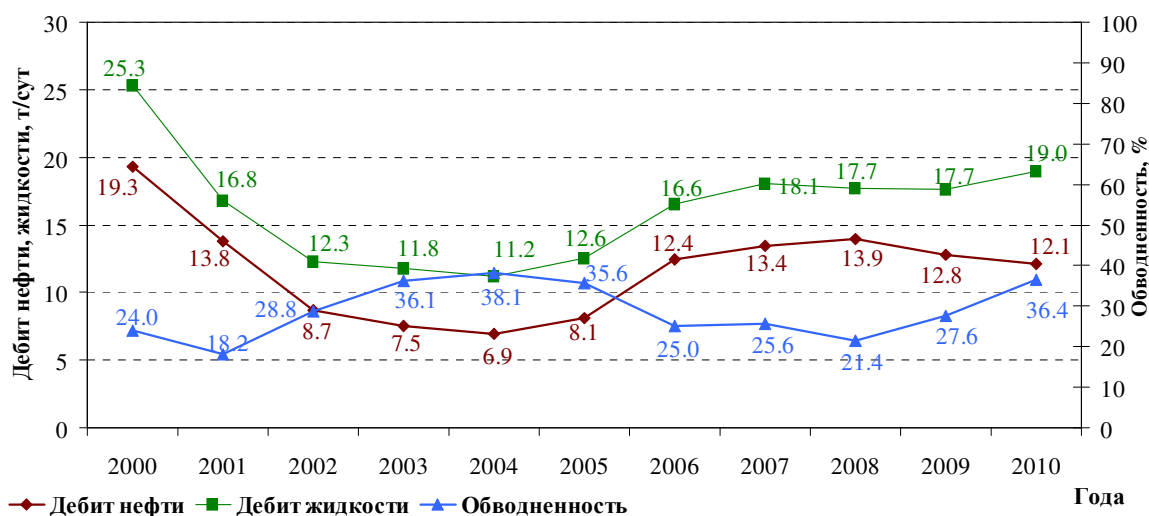


Рисунок 2 – Динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности на Сергинском месторождении

С начала разработки месторождения по состоянию на 01.01.2011 г добыто 1166,9 тыс. т нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения составил 0,048, извлечено 13,9 % от НИЗ. Текущая обводненность продукции – 36,4 %. Всего в добыче нефти на Сергинском месторождении участвовала 71 скважина, накопленная добыча на 1 скважину составила 16,4 тыс. т.

Более половины фонда скважин, участвовавших в добыче, отобрали менее 10 тыс. т нефти на скважину. Анализ текущего состояния фонда и параметров его работы показал, что 50 % текущей добычи нефти обеспечивается 19 % скважин (рис. 3), при этом основной объем добычи нефти (89 %) на Сергинском месторождении приходится только на половину добывающего фонда. Видно, что принципиальный вклад в текущий уровень добычи нефти вносит только треть действующего фонда.

Это свидетельствует о том, что месторождение, прежде всего основной его объект Ю₁₀, является крайне сложным. Поэтому, в данных условиях эффективность разработки месторождения во многом зависит от технологических факторов, основные из которых - система разработки, результативность геолого-

технических мероприятий и мер по регулированию разработки.

Например, в статье [6] рассматривается сопоставление разных моделей эффективности гидравлического разрыва пласта, зависящей от положения скважины в системе добывающих и нагнетательных, в результате которых получены близкие показатели по отборам, а по давлению установлены существенные отклонения. В работах [7, 8] установлено, что эффект от гидравлического разрыва пласта в ячейке распадается и влияет на показатели окружающих, в которых отборы по нефти незначительно снижаются, а объемы добываемой воды увеличиваются, что снижает экономическую эффективность технологии по отбору воды.

С начала разработки месторождения добыто 1644,5 тыс. т жидкости.

Основной фонд добывающих скважин (85,9 %) характеризуется накопленной добычей жидкости до 50 тыс.т.

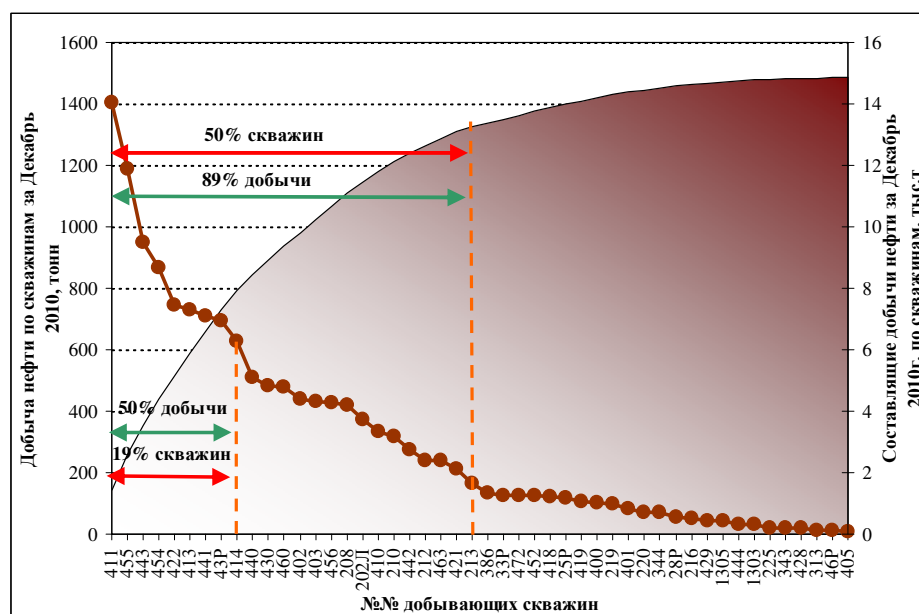


Рисунок 3 - Результаты оценки вклада каждой скважины в текущий уровень добычи нефти на Сергинском месторождении

Известно, что на эффективность применения гидравлического разрыва пласта влияют геолого-технологические свойства залегающих пластов.

В работах [9, 10] 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.

Таким образом:

– месторождение находится на начальной стадии разработки. Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 2009 г (233,5 тыс.т).

– накопленная добыча нефти составила 1166,9 тыс. т, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,048, извлечено 13,9 % извлекаемых запасов.

– накопленная добыча нефти на 1 добывающую скважину по месторождению в среднем составила 16,4 тыс. т.

– на месторождении пробурено 93 скважины, действующий фонд (добывающие и нагнетательные) составляет 75 %. В консервации и контрольном фонде находятся 10 скважин (11 % от пробуренного фонда), в том числе шесть скважин (№ 29Р, 51, 201, 491, 1286, 1318) бывшие в эксплуатации и четыре скважин без отработки (№ 40Р, 462, 1321, 1426).

– за 2010 год на месторождении отобрали 207,2 тыс. т нефти, добыча жидкости составила 325,7 тыс. т, закачано в продуктивные пласты 600,5 тыс. м³ воды. Текущая компенсация составила 149,2 %.

– 50 % текущей добычи нефти обеспечивается 19 % скважин, при этом основной объем добычи нефти (89 %) на Сергинском месторождении приходится только на половину добывающего фонда.

– средний дебит действующих скважин по нефти составил 12,1 т/сут, по жидкости – 19,0 т/сут. Текущая обводненность продукции составила 36,4 %.

Список использованных источников

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. 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.
5. 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.
6. 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>.
7. Янтурин, А.Ш. Влияние сил трения жидкости о стенки поровых каналов на увеличение потерь давления в низкопроницаемых коллекторах [Текст] / А.Ш. Янтурин, Р.А. Янтурин, А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 8. – С. 9-14.

8. Шакурова, А.Ф. 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>.
9. Шакурова, А.Ф. Влияние качества цементированного за колонного пространства на эффективность ГРП [Текст] / А.Ф. Шакурова // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 11. – С. 40-42.
10. 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.

УДК 622.276.652

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ. ПАРОЦИКЛИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА СКВАЖИН

А.Ф. Камалеева

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский, гр. БГР 13-11)

Л.В. Петрова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский, доцент)

Аннотация: Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки эксплуатационных скважин, осуществляют периодической закачкой пара в продуктивный пласт через эксплуатационные скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей их эксплуатацией. Цель этого метода воздействия на пласт заключается в повышении притока нефти к скважинам за счет снижения вязкости нефти увеличении забойного давления и облегчения условия фильтрации.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, интенсификация добычи, пароциклическая обработка скважины, циклическое нагнетание пара, воздействие на

пласт, тепловые методы увеличения нефтеотдачи.

UDC 622.276.652

OIL WELL STIMULATION. HUFF-AND-PUFF TREATMENT

A.F. Kamaleeva

*(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher
Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky,
student BGR 13-11)*

L.V. Petrova

*(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher
Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky,
assistant professor of Exploration and Exploration Technological University)*

Annotation: Cyclic steam injectability in the formations, or huff-and-puff processings of producing wells is carried out by an intermittent injection in the producing formations through the production wells, some excerpts them endurance in the closed state and their subsequent operation. The purpose of this stimulation method consists in increases of oil inflow to wells due to oil viscosity reduction, increase bottomhole pressure and lighting of a filtration conditions.

Keywords: enhanced oil recovery methods, production stimulation, huff-and-puff treatment, formation stimulation, thermal oil recovery methods.

В настоящее время известно большое количество методов интенсификации добычи нефти. К наиболее распространённым методам можно отнести гидравлический разрыв пласта [1, 2]. Авторами работ [3, 4] приводятся результаты исследования влияния ориентации и протяженности трещины ГРП на КИН и плотность сетки скважин.

Например, в работах [5, 6] рассматривается сопоставление разных моделей

эффективности гидравлического разрыва пласта, зависящей от положения скважины в системе добывающих и нагнетательных, в результате которых получены близкие показатели по отборам, а по давлению установлены существенные отклонения.

В работах [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.

Пароциклические обработки эксплуатационных скважин происходят путём направленного циклического закачиванием пара в нефтяной пласт по добывающим скважинам, с некоторой выдержкой, то есть интервалом времени, при котором они находятся в закрытом состоянии. Далее, для отбора из пласта нефти, происходит эксплуатация тех же скважин с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Целью данной технологии является, прогревание пласта и нефти в призабойных зонах эксплуатационных скважин, повышение давления, снижение вязкости нефти и облегчение условия фильтрации, вследствие чего происходит главная задача метода: интенсификация добычи нефти.

Сложный механизм процессов, происходящих в пласте, сопровождается теми же проявлениями, что и вытеснение нефти паром, но кроме того проявляется противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и конденсата во время выдержки без отбора жидкости из скважин. При нагнетании пара в пласт, он проникает в более проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат меняется с нефтью местами, то есть вытесняет и замещает смесь углеводородов из слабопроницаемых линз и мелких пор, в высокопроницаемые слои и

крупные поры.

Благодаря этому обмен местами нефти и водяного пара является основой процесса извлечения нефти при помощи пароциклического воздействия на пласты. Без данного, капиллярного, обмена конденсатом и нефтью эффект от пароциклической обработки убывал бы к концу первого этапа и являлся бы незначительным.

На единицу площади призабойной зоны приходится наибольшее количество поверхностно-активных компонентов, так как происходит радиальный приток жидкости в скважину. Снижение проницаемости призабойной зоны может быть обусловлена выпадением содержащихся в нефти парафина и асфальтено-смолистых веществ, а также отложением их на поверхности породы и стенках скважины. Кристаллизация может происходить как на шероховатых стенках подъемных труб, так и на поверхности частиц песка или других пород скелета.

Фильтрация повышением температуры до 65-70°C увеличивается, что доказал в своих работах Фома Андреевич Требин. Также с повышением температуры, происходит торможение выделения из нефти парафина и асфальтено-смолистых отложений.

Механизм пароциклического воздействия на пласт производится поэтапно в трех действиях:

1. В эксплуатационную скважину в течение двух-трех недель нагнетается пар в объеме 30-100 т на один метр эффективной нефтенасыщенной толщины пласта. При этом в пласте происходят следующие процессы:

- прогрев скелета пласта и имеющейся в нем нефти;
- температурное расширение компонентов;
- повышение давления в призабойной зоне.

Объем закачиваемого пара будет тем больше, чем больше вязкость нефти в пластовых условиях и чем меньше давление в пласте.

2. После нагнетания пара, скважину закрывают на период паропропитки и

выдерживают для конденсации пара и перераспределения насыщенности в пласте. В этот период происходит выравнивание температуры между паром, породами пласта и насыщающих его флюидов. При понижении давления, оттесненная от призабойной зоны пласта нефть, ставшая более подвижной в результате уменьшения вязкости при прогреве, продвигается в зону конденсации. В период конденсации пара происходит и капиллярная пропитка – в зонах с маленькой проницаемостью нефть меняется местами с водой.

3. После выдержки скважину пускают на режим отбора продукции, при котором добычу ведут до предельного рентабельного дебита. С остыванием прогретой зоны пласта, в ходе эксплуатации, дебит скважины постепенно снижается. Данный процесс происходит с уменьшением объема горячего конденсата, что приводит к понижению давления в зоне, до этого времени занятой паром. При этом проявляется депрессия, которая является дополнительной причиной, способствующей притоку нефти в эту зону.

Эти действия составляют один процесс. Фазы каждого процесса, а также объемы закачки пара – значения непостоянные и могут изменяться для получения максимального эффекта.

На практике закачка пара обычно происходит в течении одной недели, реже – более трех недель, а период выдержки равен примерно 1 - 4 сут, иногда больше, зависит от характеристики пласта. Последующая эксплуатация с повышенным дебитом длится около 4 - 6 месяцев, после чего процесс работ возобновляется. Эффективность последующих обработок снижается и определяется экономическим расчетом.

А также при проектировании пароциклического воздействия на пласт следует учесть следующее:

- целесообразность проведения пароциклического воздействия исходя из оценки технологического эффекта;
- выполнить термогидравлический расчет скважины, для определения воз-

можных темпов и параметров закачиваемого пара, оценить температурные условия крепи скважины, обосновать параметры циклической обработки;

- выбрать оборудование;
- разработать схему;
- составить программы проведения циклической обработки и комплекса исследований.

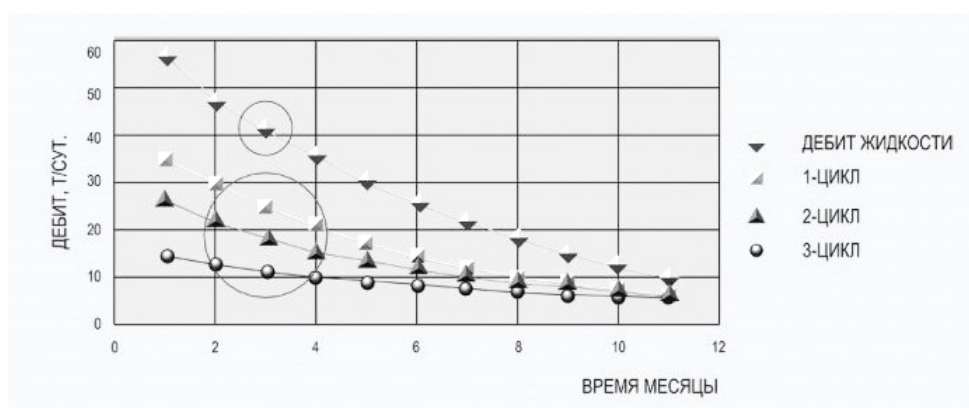


Рисунок 1 – Динамика дебитов после ПЦО

Таким образом, при разработке нефтяных месторождений вязкой нефти часто применяют паротепловые методы увеличения нефтеотдачи пластов. Кроме них, широко внедрены химические методы воздействия на призабойную зону скважин [9, 10]. Коэффициент извлечения нефти и дебиты нефти при паротепловой обработке скважин увеличиваются, так как происходит снижение вязкости нефти, ее термического расширения, дистилляция паром, улучшения подвижностей и фазовых проницаемостей для нефти и воды.

Список использованных источников

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, А.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. Янту-

рин, 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

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Л.Р. Гареев, Л.В. Петрова

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

Аннотация: В статье рассмотрены основные осложнения, которые возникают в скважинах в процессе эксплуатации. Рассмотрены основные мероприятия по предупреждению и методам борьбы с парафинообразованием, гидратообразованием и солеобразованием. В настоящее время в промысловой практике применяются следующие методы защиты оборудования от парафинизации: механические, тепловые, химические, физические и комбинированные. В случае образования гидратных отложений рекомендуется проводить периодический подогрев лифтовых труб горячей нефтью. Применять греющий кабель для защиты устьевого арматуры от гидратов и обогрева в зимний период. Также широкое применение получили химические методы борьбы с гидратообразованием, с использованием различных реагентов. Для борьбы с солеотложениями рекомендуется применять ингибиторы солеотложений.

Ключевые слова: свойства нефти, парафинообразование, солеобразование, гидратообразование, методы борьбы с осложнениями, ингибитор, реагент.

ACTIONS ON WARNING OF TROUBLE PREVENTION DURING USE OF WELL

L.R. Gareev, L.V. Petrova

*(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher
Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky)*

Annotation: The main troubles which arise at the wells in service are considered in the article. The main actions for warning and methods of paraffin crystallization, hydrating and scaling controlling are considered. At the present time in a field practice the following protection methods of the equipment from a wax precipitation are applied: mechanical, thermal, chemical, physical and combined. It is recommended to carry out periodic heating of stalks by hot-oil in case of hydrate deposits generation. It is good practice to apply salting inhibitors to fight against scale buildup.

Keywords: oil properties, of paraffin crystallization, scale buildup, hydrating, methods of trouble controlling, inhibitor, compound.

Нефти Сергинского месторождения по своим физико-химическим свойствам относятся к легким (плотность пластовой нефти 728-799 кг/м³), малосернистым (содержание серы в нефти 0,14-0,58 %), парафинистым и высокопарафинистым (содержание парафина в нефти 3,5-9,4 %), смолистым (содержание смол 3,55 %). Нефтеносные пласты Сергинского месторождения характеризуются низкими значениями продуктивности, что связано с низкой проницаемостью коллекторов. 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 [1-8].

Опыт разработки Сергинского месторождения показал, что основной сложностью при эксплуатации скважин является парафинообразование в подземном и

наземном оборудовании.

Мероприятия по предупреждению парафинообразования

Фонд, осложненный парафиноотложениями, по состоянию на 01.01.2011 г. составил 50 скважин (98 % добывающих скважин).

Основными причинами, вызывающими образование асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО), являются: выделение из нефти газа; снижение температуры газонефтяного потока до температур ниже температуры насыщения нефти парафином. В результате снижения температуры уменьшается способность нефти растворять твердые парафины. Избыток парафина, который не может в изменившихся условиях удержаться в растворенном состоянии, выпадает из раствора в виде твердых мельчайших кристаллов. Основная масса промысловых парафиновых отложений представлена твердыми углеводородами (парафинами и асфальтенами), а также жидкими углеводородами (смолами и связанной нефтью). Кроме того, в отложениях присутствуют мехпримеси, вода и сера.

Интенсивность парафиноотложения зависит от состава и свойств нефти. Основные факторы, определяющие интенсивность парафиноотложения: физико-химические свойства нефти; величина давления насыщения нефти газом, газосодержание; термодинамические условия залегания и продуктивные свойства пласта; темп обводнения скважин; наличие слоя многолетнемерзлых пород.

Для своевременного выявления парафинопроявляющего фонда, скважины необходимо оборудовать термокарманами для замера устьевых температур.

Для борьбы с парафиноотложениями на Сергинском месторождении применяется ингибитор парафиноотложений ФЛЭК – ИП-106 производства ООО «ФЛЭК». Подача реагента производится с помощью индивидуальных дозировочных установок СНПХ и УДЭ постоянно. Реагент также подается на прием насоса с помощью капиллярных трубок (постоянно). На части скважин проводятся промывки горячей нефтью (1 раз в 2-12 месяцев) и очистка НКТ скребками (1-4 раза в сутки).

Применяемые методы борьбы с парафиноотложениями на месторождении позволяют эффективно защищать нефтепромысловое оборудование от выпадения АСПО [9, 10].

В настоящее время в промысловой практике применяются следующие методы защиты оборудования от парафинизации: механические, тепловые, химические, физические и комбинированные.

Мероприятия по предупреждению гидратообразования

При разработке Сергинского месторождения в скважинах могут возникать осложнения, связанные с гидратообразованием. Скважины, эксплуатирующие пласт Ю₁₀, могут быть гидратоопасными (газосодержание нефти пласта Ю₁₀ – 70 м³/т). В связи с этим необходимо предусмотреть мероприятия по защите скважин от гидратообразований.

Образованию гидратов при добыче нефти способствуют низкая пластовая температура, наличие в разрезе зон вечномерзлых пород, высокий газовый фактор, выпадение парафина или парафиноотложений, остановка скважины, низкий дебит, негерметичность лифтовой колонны.

По внешнему виду гидратные отложения и пробки представляют собой плотную массу различной концентрации. В скважинах с высокой обводненностью эта снегоподобная масса серого или желтоватого цвета стабильная при отрицательных и газо-выделяющая при положительных температурах (при атмосферном давлении).

Образование гидратных пробок ускоряется при изменении технологического режима работы скважины: снижение дебита; остановка скважины на продолжительное время.

При остановках скважин, в которых возможно образование гидратных пробок, необходимо осуществлять одну из следующих операций:

- понижение уровня жидкости в лифтовых трубах посредством выпуска в линию газа из затрубного пространства;

- закачка в трубы 300-500 л водного раствора CaCl_2 , плотность не менее 1.2 г/см³ с добавкой ПАВ;

- закачка в НКТ половины их объема безводной нефти (не менее 1 м³).

Предупреждение гидратообразования имеет в своем арсенале следующие способы: химический (ингибиторы), тепловой и электрообогрев.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями

Для поддержания пластового давления на Сергинском месторождении используется подтоварная вода и вода апт-альб-сеноманского комплекса.

Результаты анализа проб воды апт-альб-сеноманского комплекса, которые были отобраны на Сергинском месторождении, свидетельствуют о том, что по классификации В.А. Сулина, апт-альб-сеноманская вода относится к хлоридно-магниевого типу и имеет минерализацию 15,7 г/л.

Эксплуатация Сергинского месторождения показала, что добыча обводненной нефти сопровождается отложением неорганических солей в подземном нефтепромысловом оборудовании. Основными компонентами солей являются карбонаты кальция и магния.

Основными причинами солеотложений являются:

- смешение химически несовместимых пластовых и закачиваемых вод;
- изменение термобарических условий при движении жидкости в скважине.

Смешение вод приводит к отложению солей, в основном, в пласте, а также в подземном оборудовании скважин. Термобарический эффект является постоянной и наиболее превалирующей причиной выпадения осадка.

Интенсивность солеотложения на месторождении зависит от многих факторов:

- исходной солевой насыщенности пластовой воды;
- содержания солевых включений в пластовой породе;
- режимов эксплуатации добывающих скважин и способов добычи скважинных флюидов;

- совместимости пластовых вод различных продуктивных пластов при эксплуатации многопластовых скважин;
- совместимости попутно-добываемых вод с применяемыми при ГТМ водными растворами и растворами глушения;
- совместимости пластовых вод с водами, закачиваемыми для поддержания пластового давления и т. д.

Выводы

1. В условиях месторождения для борьбы с парафиноотложениями рекомендуется использовать накопленный опыт борьбы с парафиноотложениями на месторождении:

- химический (применение ингибитора парафиноотложений ФЛЭК–ИП-106 производства ООО «ФЛЭК»). Подачу реагента производить с помощью индивидуальных дозирующих установок СНПХ и УДЭ, а также производить подачу на прием насоса с помощью капиллярных трубок. Капиллярная система подачи ингибитора позволяет подавать минимальное количество ингибитора целенаправленно в нужный интервал скважины;

- тепловой (обработки скважин горячей нефтью);

- механический (очистка НКТ скребками).

2. При разработке месторождения на скважинном оборудовании могут возникать осложнения, связанные с гидратообразованием.

В случае образования гидратных отложений рекомендуется проводить периодический подогрев лифтовых труб горячей нефтью. Применять греющий кабель для защиты устьевой арматуры от гидратов и обогрева в зимний период.

3. Эксплуатация скважин Сергинского месторождения в дальнейшем с ростом обводненности будет сопровождаться отложением неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании. Для борьбы с солеотложениями рекомендуется применять ингибитор солеотложений ФЛЭК-ИСО-5 производства ООО «ФЛЭК».

Список использованных источников

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, А.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.

УДК 622.276

СОСТОЯНИЕ ФОНДА СКВАЖИН НА СЕРГИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

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

Аннотация: Сергинское месторождение находится на стадии растущей добычи нефти. За последние два года темп роста добычи нефти уменьшился в связи с тем, что участки с наибольшими нефтенасыщенными толщинами практически уже разбурены. В течение 2010 года на месторождении пребывала в эксплуатации 51 добывающая скважина, из которых действующий фонд составляет 48 скважин. В статье представлен анализ фонда по категориям скважин и по объектам эксплуатации. На объект Ю₂₋₃ пробурено 30 скважин, действующий фонд (добывающие и нагнетательные) составляет 60 %. Действующий фонд скважин объекта Ю₁₀ можно разделить на три группы скважин: малodeбитный (средний дебит – 2,4 т/сут); среднедебитный (средний дебит - 15,4 т/сут); высокодебитный (средний дебит –

33,3 т/сут).

Ключевые слова: фонд скважин, объект эксплуатации, категория скважины.

UDC 622.276

SERGINSK FIELDSWELLS FUND STATE

Alsu F. Shakurova, Aigul F. Shakurova, L.R. Gareev

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky)

Annotation: Serginsk deposit is located on the growing oil production stage. Over the past two years the growthrate of oil production has decreased due to the fact that the regions with the highest net pay are already drilled. In 2010, the field was operated by 51 production wells, with current fund of 48 wells. The article presents the fund's wells categories analysis and operating facilities. On U_{2-3} 30 wells are drilled, the current fund (Production and injection) is 60%. The current fund of wells U_{2-3} can be divided into three groups of wells: marginal (average flow rate of 2.4-t-d); medium production rate (average 15.4 debit- t-d); high-output (average flow rate -33.3 t-day).

Keywords: wells fund, exploitationobject, wells category.

Добыча нефти за 2010 год составила 207,2 тыс. т, при темпе отбора от НИЗ – 2,5 %, производительности скважин: по нефти – 12,1 т/сут, по жидкости – 19,0 т/сут, обводненности продукции – 36,4 %. 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 [1-8]. Кроме ГРП на месторождении широко внедрены химические методы воздействия на призабойную зону пласта [9, 10]. С начала эксплуатации на месторождении отобрано 1166,9 тыс. т нефти, отбор от НИЗ составил 13,9 %, текущий КИН – 0,048 д. ед. Закачка воды на месторожде-

нии с целью создания системы ППД начата в 2002 г. В 2010 г. в пласты было закачано 600,5 тыс. м³ воды, текущая компенсация – 149,2 %, накопленная – 121,6 %.

Бурение скважин на Сергинском месторождении производилось в соответствии с проектными документами на разработку месторождения, утвержденными протоколами ЦКР Роснедра № 2558 от 29.02.2000 г. (Проект пробной эксплуатации), № 3149 от 27.05.2004 (Дополнение к проекту пробной эксплуатации) и № 4010 от 21.06.2007 г (Технологическая схема ОНР).

Всего за десять лет (2001-2010 гг.) недропользователь пробурил 83 скважины. Кроме того, 10 скважин владельцу лицензии (компании ОАО «РИТЭК») переданы на основе лицензионного соглашения. Общий фонд пробуренных на месторождении скважин составляет 93 ед. Наибольшее количество скважин пробурено и введено в эксплуатацию в 2008 году. В разные годы недропользователь пробурил 10 водозаборных скважин.

Общий проектный фонд на месторождении составляет 437 скважин (табл.1)

Таблица 1 - Состояние реализации проектного фонда скважин

Состояние реализации проектного фонда скважин	Объект Ю ₁₀	Объект Ю ₂₋₃	Объект Ю ₄	Месторождение
Утвержденный проектный фонд - всего	263	113	68	437
В т.ч.:				
- добывающие	203	86	50	332
- нагнетательные	60	27	18	105
- контрольные	-	-	-	-
- водозаборные	-	-	-	2
Утвержденный проектный фонд для бурения - всего	244	89	68	401
В т.ч.:				
- добывающие	244	89	68	401
- нагнетательные	-	-	-	-
- контрольные	-	-	-	-
- водозаборные	-	-	-	-
Фонд скважин на 01.01.2011 г. - всего	69	30	0	93
В т.ч.:				
- добывающие	47	26	0	68
- нагнетательные	12	4	0	15
- контрольные	-	-	-	-
- водозаборные	10	-	-	10
Фонд скважин для бурения - всего	202	89	68	359
В т.ч.:				

- добывающие	202	89	68	359
- нагнетательные	-	-	-	-
- контрольные	-	-	-	-
- водозаборные	-	-	-	-

По состоянию на 1.01.2011 г. фонд скважин Сергинского месторождения составил 93 скважины, в том числе 48 действующих добывающих, 3 в бездействии, 15 нагнетательных, 10 в консервации и пьезометре, 7 – ликвидированных и 10 водозаборных (рисунок 1).

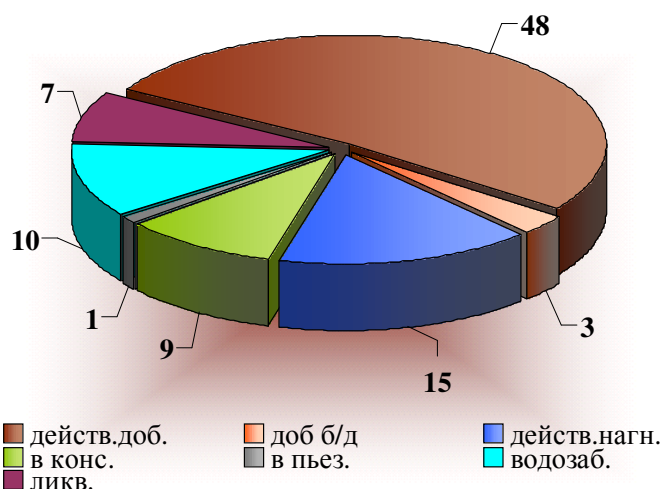


Рисунок 1 - Распределение пробуренного фонда скважин по категориям

Фонд добывающих скважин на 1.01.2011 г. составил 51 скважину, в том числе ЭЦН – 27 скв., ШГН – 24 скв., 9 скважин находятся в консервации.

Фонд нагнетательных скважин состоит из 15 действующих скважин. Одна скважина (№ 415) была переведена под закачку непосредственно из бурения. Остальные 14 скважин перевелись из добывающего фонда.

Фонд водозаборных скважин составляют семь действующих скважин и три скважины в бездействии.

Объект Ю₂₋₃

Реализация проектного фонда представлена в таблице 1.

По состоянию на 1.01.2011 г. фонд скважин объекта Ю₂₋₃ Сергинского ме-

сторождения составил 30 скважин (из них 6 скважин совместных с объектом Ю₁₀), в том числе 14 действующих добывающих (4 совместных), 3 в бездействии (1 совместная), 4 нагнетательных (1 совместная), 3 в консервации и 6 ликвидированных (рис. 2).

Фонд добывающих скважин на 1.01.2011 г. составил 17 скважин, в том числе ЭЦН – 3 скв., ШГН – 14 скв., 3 скважины находятся в консервации.

Фонд нагнетательных скважин состоит из 4 действующих скважин.

По состоянию на 1.01.2011 г. неработающая категория объекта (законсервированные – 3 ед., пьезометрические – 1 ед., ликвидированные – 6 ед.) составляет 10 скважин (33,3 % от пробуренного на объекте фонда).

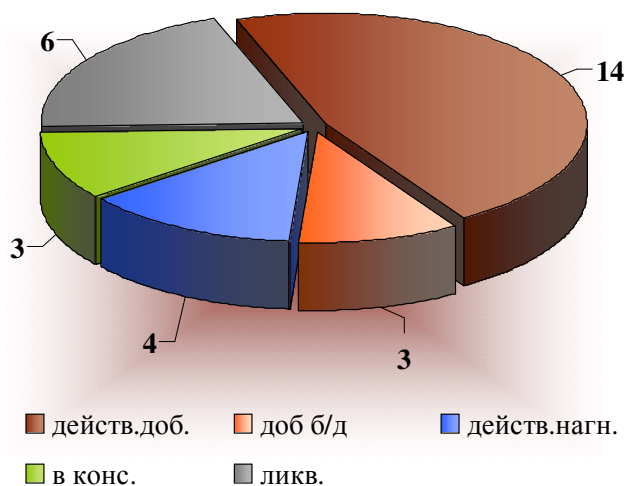


Рисунок 2 - Распределение пробуренного фонда скважин по категориям на объекте Ю₂₋₃

На балансе объекта Ю₂₋₃ числятся 6 скважин (№ 24Р, 26Р, 34Р, 35Р, 159Р и 169Р), ликвидированных по геологической причине.

Объект Ю₁₀

Реализация проектного фонда представлена в таблице 1.

По состоянию на 1.01.2011 г. фонд скважин объекта Ю₁₀ Сергинского месторождения составил 69 скважин (из них 6 совместных с объектом Ю₂₋₃), в том

числе 38 действующих добывающих (4 совместные), 1 (совместная с Ю₂₋₃) бездействующая добывающая, 12 нагнетательных (1 совместная), 7 в консервации и пьезометре, 1 ликвидированная и 10 водозаборных (рис. 3).

Фонд добывающих скважин на 1.01.2011 г. составил 39 единиц, в том числе ЭЦН – 25 шт., ШГН – 14 шт., 6 скважин находятся в консервации.

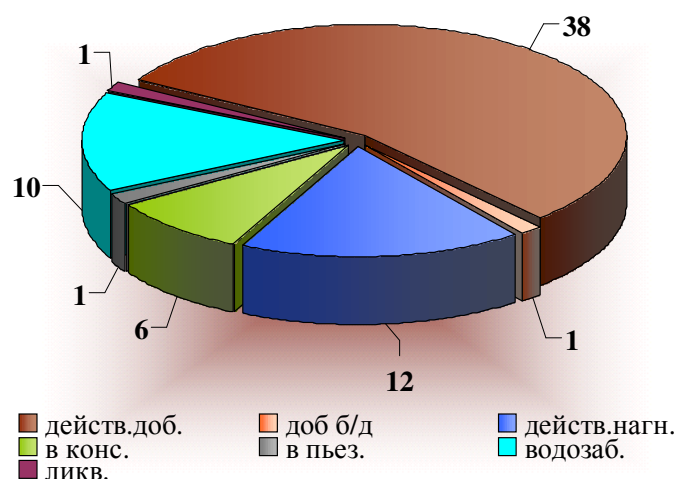


Рисунок 3 - Распределение пробуренного фонда скважин по категориям
Нагнетательный фонд состоит из 12 действующих скважин.

Водозаборный фонд составляют 7 действующих (№ 3ВЗ, 4ВЗ, 5ВЗ, 6ВЗ, 7ВЗ, 9ВЗ, 10ВЗ) и три скважины в бездействии (№1ВЗ, 2ВЗ, 8ВЗ).

По состоянию на 1.01.2011 г неработающая категория объекта (законсервированные – 6 ед., пьезометрические – 1 ед., ликвидированные – 1 ед.) составляет 8 скважин (11,6 % от пробуренного на объекте фонда). На балансе объекта Ю₁₀ числится одна скважина (№48П), ликвидированная по геологической причине.

Таким образом:

– объект Ю₂₋₃ находится на начальной стадии разработки. Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 2003 г (39,3 тыс. т).

– на объекте Ю₂₋₃ пробурено 30 скважин, действующий фонд (добывающие и нагнетательные) составляет 60 %. В консервации и контрольном фонде находятся 3 скважины (10 % от пробуренного фонда).

– объект Ю₁₀ находится на начальной стадии разработки. Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 2009 г. (210,0 тыс. т).

– на объекте Ю₁₀ пробурено 69 скважин, действующий фонд (добывающие и нагнетательные) составляет 58 %. В консервации и контрольном фонде находятся 7 скважин (10 % от пробуренного фонда).

– для водоснабжения системы поддержания пластового давления на объекте Ю₁₀ пробурена 10 водозаборных скважин, из них 7 действующих и 3 в бездействии

Список использованных источников

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, А.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.

УДК 622.276

СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ СЕРГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Алсу Ф. Шакурова, Айгуль Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев

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

Аннотация: В разработку месторождения вовлечены пласты Ю₂₋₃ и Ю₁₀. Степень участия продуктивных пластов в выработке запасов определена отдельно для пла-

стов $Ю_{2-3}$ (12,5 %), $Ю_{10}$ (87,5 %). Анализ динамики величин коэффициентов эксплуатации скважин указывает на то, что на Сергинском месторождении целесообразно использовать все способы эксплуатации скважин. По эксплуатационным объектам $Ю_{10}$ и $Ю_{2-3}$ выработка запасов идет достаточно равномерно со средними темпами отборов нефти. Сложное геологическое строение, а также распределение фациальных и фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных пластов определяют тот факт, что эффективность разработки Сергинского месторождения во многом зависит от видов, объемов внедрения и успешности геолого-технических мероприятий. 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.

Ключевые слова: характер и степень выработки запасов нефти из пластов, выделение эксплуатационных объектов, разработка месторождения.

UDC 622.276

SERGINSK FIELDS DEVELOPMENT SYSTEM

Alsu F. Shakurova, Aigul F. Shakurova, L.R. Gareev

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky)

Annotation: Formations U_{2-3} and U_{10} are involved in the field development. The participation degree of the productive layers development of stocks is defined separately from the reservoir U_{2-3} (12.5%), U_{10} (87.5%). The dynamics of values of coefficients operating wells is analyzed. For operational facilities U_{10} and U_{2-3} stock working out is fairly evenly with the average oil recovery rates. Complex geological structure and facies distribution, permeability and porosity characteristics of productive strata predetermine the fact that the effectiveness of Serginsk deposits development depends on the species, introduction volume and geological and technical measures success. The analysis showed that the

most reliable improve and efficiency systems of Serginsk field development is the use of geological and technical measures aimed at restoring and increasing the productivity of operating well stock.

Keywords: The nature and degree of development of the oil reserves strata, the allocation of production facilities, fields development.

Сергинское месторождение разрабатывается согласно проектному документу «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Сергинского нефтяного месторождения» (протокол № 4010, от 21.06.2007 г.).

Сергинское месторождение находится на стадии растущей добычи нефти. Однако, за последние два года темп роста добычи нефти уменьшился в связи с тем, что участки с наибольшими нефтенасыщенными толщинами практически уже разбурены. В течение 2010 года на месторождении пребывала в эксплуатации 51 добывающая скважина, из которых действующий фонд составляет 48 скважин.

С начала эксплуатации на месторождении отобрано 1166,9 тыс.т нефти, отбор от НИЗ составил 13,9 %, текущий КИН – 0,048 д. ед. Закачка воды на месторождении с целью создания системы ППД начата в 2002 г. В 2010 г. в пласты было закачано 600,5 тыс. м³ воды, текущая компенсация – 149,2 %, накопленная – 121,6%. 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 [1-8]. Кроме ГРП на месторождении широко внедрены химические методы воздействия на призабойную зону пласта [9, 10].

При стабильном подъеме уровней добычи нефти в 2008-2009г.г. наблюдаемое снижение уровня добычи нефти на месторождении в 2010 г. при сохранении действующего фонда добывающих скважин (53 ед. – в 2008 г., 51 ед. – в 2009 г. и 48 ед. – в 2010 г.) связано с увеличением обводненности, при значительном увели-

чением объемов закачки воды.

В разработку вовлечены пласты Ю₂₋₃ и Ю₁₀. Степень участия продуктивных пластов в выработке запасов определена отдельно для пластов Ю₂₋₃ (12,5 %), Ю₁₀ (87,5 %).

Объект Ю₂₋₃ находится на начальной стадии разработки. К концу 2010 года на объекте пребывало в эксплуатации 17 добывающих скважин, из них 14 – действующие. Добыча нефти за 2010 год составила 25,9 тыс. т, при темпе отбора от НИЗ – 1,1 %, производительности скважин: по нефти – 4,8 т/сут, по жидкости – 8,1 т/сут, обводненности продукции – 41,2 %. С начала эксплуатации на объекте Ю₂₋₃ отобрано 278,9 тыс.т нефти, отбор от НИЗ составил 12,0 %, текущий КИН – 0.034 д.ед. В 2010 г. в пласт было закачано 76,1 тыс. м³ воды, текущая компенсация – 146,7 %, накопленная – 124,4 %.

Наблюдаемое увеличение уровня добычи нефти на месторождении за 2010 г. при снижении действующего фонда добывающих скважин (16 ед. – в 2009 г. и 14 ед. – в 2010 г.) обусловлено ростом производительности скважин, связанное с успешным применением комплекса геолого-технологических мероприятий по интенсификации и увеличению нефтеотдачи пластов, основными из которых являются методы ГРП в синергетическом сочетании с эффективностью работы системы ППД, а именно, вводом двух очагов внутриконтурного заводнения: скважины № 203 (дата ввода - 16.12.2008 г.) и № 211 – 07.07.2009 г. На залежи проведено 9 обработок ГРП, в т.ч. 3 - на скважинах из бурения, 6 - на эксплуатационном фонде. В результате дополнительная добыча составила 64,4 тыс. т, дебит жидкости увеличился с 14,7 т/сут до 26,3 т/сут, нефти – с 7,8 т/сут до 16,4 т/сут. Приемистость снизилась с 124 м³/сут до 62,5 м³/сут.

Объект Ю₁₀ находится на стадии растущей добычи нефти. К концу 2010 года на объекте пребывало в эксплуатации 39 добывающих скважин, из них 38 – действующие. Добыча нефти за 2010 год составила 181,3 тыс. т, при темпе отбора от НИЗ – 3,2 %, производительности скважин: по нефти – 13,5 т/сут, по жидкости –

20,9 т/сут, обводненности продукции – 35,6 %. С начала эксплуатации на объекте Ю₁₀ отобрано 888,1 тыс. т нефти, отбор от НИЗ составил 15,8 %, текущий КИН – 0,060 д. ед. В 2010 г. закачано 524,4 тыс. м³ воды, текущая компенсация – 143,8 %, накопленная – 116,5%. Водоснабжение системы поддержания пластового давления обеспечивается 10 водозаборными скважинами.

Снижение уровня добычи нефти на месторождении в 2010 г. при сохранении действующего фонда добывающих скважин на конец года (41 ед. – в 2008 г., 40 ед. – в 2009 г. и 38 ед. – в 2010 г.), в основном связано с существенным увеличением в 2010 г. обводненности при увеличении нагнетательного фонда в два раза - с 6 до 12 скв.

Добыча из объекта Ю₁₀ велась на трех участках – р-н скв. № 28, 33, р-н скв.43,46 (Северная залежь) и р-н скв.25 (Южная залежь), находящихся друг от друга на расстоянии 3,7-4,2 км. Участок скв.43,46 обеспечивает 83 % всей добычи месторождения и является наиболее продуктивным.

После первой обработки начальные дебиты жидкости и нефти составили 30,5 и 19,9 т/сут соответственно. Обводненность в первый месяц после ГРП составила 34,7 % и в следующие полгода, до проведения повторной обработки, она снизилась до 3,7 %. После повторного ГРП обводненность увеличилась до 65 %, эффекта по нефти не получено, начальный прирост дебита жидкости составил 21,4 т/сут. После повторной обработки произошло резкое увеличение обводненности, что, связано с прорывом вышележащих водонасыщенных пропластков. В результате чего эффективность повторной операции ГРП ниже в сравнении с первой обработкой.

Анализ динамики величин коэффициентов эксплуатации скважин указывает на то, что на Сергинском месторождении целесообразно использовать все способы эксплуатации скважин. Вместе с тем, для объекта Ю₁₀ более эффективным является использование ЭЦН. Объясняется это тем, что электроцентробежные насосы, оборудованные вентильными двигателями (ВД) и системами телеметрии (ТМС),

позволяют обеспечивать оптимальные депрессии на пласт в каждый момент времени. Исходя из конкретных геолого-промысловых условий и поставленных производственных задач возможно использование также фонтанного способа (например, в первые месяцы после выхода скважины из бурения) и штанговых насосов (на малodeбитном фонде - с дебитом жидкости менее $10 \text{ м}^3/\text{сут}$).

За период 2001-2009 гг. (кроме 2010 г.) наблюдается ежегодное повышение проектного уровня добычи нефти. В 2007-2008 г.г. году недобор в добыче нефти по отношению к проектному уровню незначительный 8,1-9,4 %. В 2009 -2010 г.г. фактическая добыча нефти ниже проектной на 34,7 - 54,9 % . Факторный анализ, проведённый по месторождению, показал, что основными направлениями по снижению темпа падения добычи нефти являются: дальнейшее разбуривание по проектной сетке, проведение ГТМ и регулирование системы ППД с одновременной оптимизацией режима эксплуатации скважин с целью увеличения среднего дебита жидкости.

Обоснование выделения эксплуатационных объектов выполнено в два этапа. На первом этапе рассмотрены геолого-физические особенности продуктивных пластов Сергинского месторождения; на втором этапе результаты обоснования скорректированы с учетом технологических и экономических факторов. Кроме того, при обосновании выделения эксплуатационных объектов учитывался опыт эксплуатации залежей, накопленный за период опытно-промышленной разработки месторождения. Основная часть запасов нефти Сергинского месторождения (85 %) сосредоточена в двух пластах Ю₂₋₃ и Ю₁₀. Геологические запасы нефти пластов Ю₁ и Ю₄ составляют порядка 15,2 % от всего объема запасов нефти месторождения. Пласты Ю₅₋₁, Ю₅₋₂ и Ю₉ составляют крайне незначительную часть от суммы запасов (всего 0,16 %). Кроме того, контуры нефтеносности данных объектов в плане полностью совпадают с контурами нефтеносности пластов Ю₁, Ю₂₋₃ и Ю₁₀. На необходимость выделения каждого пласта в самостоятельный объект разработки указывает также разброс глубин залегания продуктивных пластов, которые от-

личаются друг от друга на десятки и сотни метров, а также совпадение в плане чистонефтяной зоны одного пласта и с водонефтяной зоной другого, например, залежи пластов Ю₅¹ и Ю₂₋₃.

Как показывает практика разработки подобных сложных объектов наиболее полной выработки запасов можно достичь лишь, эксплуатируя каждый пласт независимо от другого. Объединение нескольких пластов в один эксплуатационный объект может рассматриваться только как вынужденная мера.

Таким образом, реализуемая на Сергинском месторождении система разработки достаточно эффективна, что подтверждается и по результатам применения гидродинамических, физических и химических методов воздействия на пласты и призабойную зону скважин.

Список использованных источников

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, А.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.

SAND CONTROL IN ANGOLA OIL WELLS

R.Z. Minnigalimov

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, professor Department of exploration and development of oil and gas fields, doctor of Technical Sciences)

Helder Leuvigildo Pompilio Camilo, Nketia Nyame David

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, BGR 12-12)

Annotation: The article is devoted to the actual problem of the removal of sand from the Angola oil wells. We present a theoretical description of a possible scheme of modernization construction aboveground wells equipment for easier, more efficient and cost-effective removal of sand. Eliminating sand production has been one of the main production challenges faced by engineers since the early days of oil and gas development. As a result, this loose sand can end up inside the production piping in the well or production equipment on the surface. Sand production is highly undesirable since it can plug pipes and equipment, erode piping (much like sand blasting) and lead to corrosion of pipe and equipment.

For these reasons, reconstructing the design of pipelines and the size of perforated pipes, bonded filter media and shroud into modernized state of the art sand screens in regulating sand blockage in pipelines thus enhancing productivity and increasing the life span of drilling equipment to enable easy fluid-flow of oil and gas from well holes in offshore reservoirs through pipelines to factories for processing, is exactly what this article proposes.

Keywords: sand, gravel pack, sand screens, reservoirs, completions, modernized, fluid-flow, plug pipes, drilling, processing, blockage, offshore reservoirs, erode, perforated pipe, bonded filter media, shroud.

The most of Angola oil fields are located in Deepwater. The majority, or rather almost all the oil reservoirs contains sands too. In most of these sands cannot be completely removed from the oil, so that it is necessary to dispose of other, often efficient methods (using "Gravel Pack" Maintenance and workover, Resin coated gravel, Selective completion practices) [5].

The success of the production in offshore wells in Angola is completions is attributed primarily to the rigorous design and field application of the fluid systems used at all stages of the well from drilling the reservoir through to the gravel pack itself and subsequent completion. An integrated approach was adopted for the design of the fluid systems involving extensive formation damage and fluid compatibility testing. [6, 9]

The techniques used for implementation of these systems are gravel and frac pack, sand screens and inflow control devices or a combination of these depending on the well condition. Gravel pack systems are majorly employed in onshore unconsolidated reservoirs while Gravel Packs and screens are used in the Angola wells. [5]

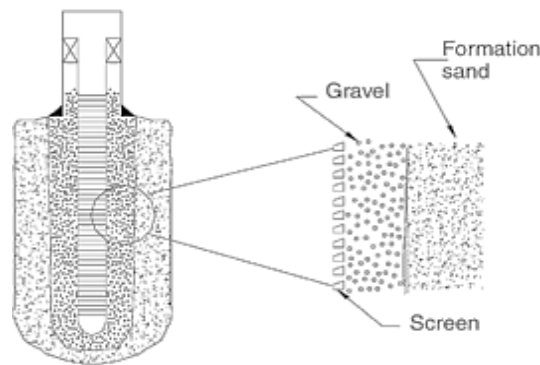


Picture 1 – Metal mesh screen contains perforated pipe, bonded filter media and shroud.

Sand screen selection is typically based on the holes and the size of sand particles. If the hole of the screen is too large, large quantity of sand will enter into the screen and plugging will happen recently. However, if the hole is too fine, the production will be

affected. The selection of sand screen is to balance the production and sand collection [1].

These screens are useful for applications in clean, medium-to-coarse clean sands with very low pore fluid velocity. They may, however, allow the production of fines and some load-bearing sand grains, application in gas wells is not recommended due to ease of erosion. These screens are now being widely used for sand control in horizontal oil wells [7, 10].



Picture 2 – Gravel pack operations in a wellbore of a horizontal well.

In gravel pack operations, a screen is placed in the wellbore and the surrounding annulus is packed with high permeability gravel sized to prevent the passage of formation sand. The main objective is to stabilize the formation while causing minimal impairment to well productivity, which means that it is critical to completely pack the space between the screen and formation, preventing the movement of formation sand. If properly designed and installed, a gravel pack will maintain its permeability under a broad range of producing conditions. Gravel packs can be executed with a variety of techniques with the selection depending on various criteria, including the reservoir conditions (e.g. pore and fracture pressures), drilling technique (e.g. WBM, SOBM) and completion hardware (e.g. washpipe and screen size) [2, 3]

The economic costs are incurred for the purchase and installation, and maintenance, and training services of the new equipment, as well as the possible allowances in wages for extra work, knowing that Most reservoir are in offshore [8].

Based on the above reasons, and given the urgency of the problem, it is possible to conclude that the technological, economic and environmental efficiency of the proposed method of cleaning sand in the design. This makes it possible, it is recommended to make the necessary improvements in the design of the filter to increase the efficiency of the development process and development of oil and gas fields and to simplify it, thus increasing its cost-effectiveness, as well as get rid of some of the adverse factors of influence in the pipeline.

A list of sources used

1. «The training and transport of Sand materials» | Joaquim Abrantes, -Epecialist, Sonils Base in Angola//. «A Global Perspective on Sand Control Treatments»,1992. | Sherlock-Willis, Terri M., Schlumberger, Dowell Morales, R.H., Schlumberger, Dowell Price, P., Schlumberger, Dowell |
2. 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.
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 методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 25 с.
5. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 137 с.
6. Ахметов, Р.Т. Итоговая аттестация и выпуск инженеров по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст] / Р.Т. Ахме-

тов, 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.

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: Аркаим, 2016. – С. 170-178.

8. 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.

9. 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.

10. Тынчеров, К.Т. Оценка качества устройств контроля автоматизированных систем управления технологическим процессом [Текст] / К.Т. Тынчеров // Вестник Московского авиационного института. – 2011. – Т. 18. – № 3. – С. 216.

УДК 622.234.573

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Р.А. Нафикова

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

Л.И. Хаертдинова

*(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет» в г. Октябрьском, БГР-12-12)*

Л.М. Баязитова

*(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет» в г. Октябрьском, БГР 13-12)*

Аннотация: В данной статье рассматривается развитие повышения нефтеизвлечения из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Это место скопления нефти и газа характеризующиеся сложными для добычи условиями. К ним относятся сложнопостроенность коллекторов, высокая осложненность флюидов, труднодоступность территорий и т.п. поэтому инновационные методы повышения нефтеизвлечения такие как скважины с горизонтальным окончанием и наиболее эффективный метод их освоения многостадийный гидроразрыв пласта расширяют свою область применения.

Ключевые слова: нефть, горизонтальный, ствол, многостадийный, гидроразрыв, пласт.

MULTISTAGE FRACTURING TECHNOLOGY DEVELOPMENT

Annotation: This article discusses oil recovery increasing development from hard to recover reserves fields. This oil and gas accumulation is characterized by complicated extracting conditions. These include complicated collector structure, highly complicated fluids, areas inaccessibleness, etc., therefore, innovative oil recovery increasing methods, such as horizontal completion wells and the most efficient multi-stage hydraulic fracturing method development are expanding their scope.

Keywords: oil, horizontal, shaft, multistage, hydraulic fracturing, formation.

Сейчас, когда истощение базы углеводородного сырья происходит всё быстрее, разработка залежей низкопроницаемых коллекторов требует дополнительных методов стандартных способов эксплуатации. Запасы, приуроченные к трудноизвлекаемым, являются основным направлением разработки месторождений. [6]

В нефтедобывающих российских предприятиях широкое применение нашло бурение наклонно-направленных скважин с горизонтальным завершением. Такой вид бурения имеет хороший потенциал, который связан с наиболее полным извлечением нефти из недр, с трудноизвлекаемыми запасами, а также с добычей углеводородов на завершающей стадии разработки. [1]

Когда продуктивные отложения разрабатывают с помощью скважин с гори-

зонтальными и разветвленно-горизонтальными стволами дает возможность не только повысить продуктивность скважины (наблюдается повышение дебита от двух до десяти раз за счет раскрытия зоны дренирования и повышения притока) так и увеличить период безводной добычи, тем самым увеличивая нефтеизвлечение на месторождениях, дополнительно увеличивая технологический эффект нагнетания агентов в эксплуатационные объекты и вовлечения в работу неэффективных с невысокими коллекторскими свойствами и флюидов с повышенной вязкостью. [4] Не стоит также забывать и о освоении месторождений с осложненными геологическими условиями залегания (с низкой проницаемостью, неоднородностью и с небольшой мощностью, с повышенной вязкостью нефти), с трудным доступом бурового оборудования, морских шельфов.

Имея ряд преимуществ, бурение и эксплуатация данных скважин вызывает значительные трудности. Самый главный недостаток являются высокие капиталовложения, требование высококвалифицированного штата работников и соответствующего оборудования, использования образцов отечественного производства. [1]

Так же часто фактическая конечная продуктивность таких скважин ниже запланированной, в неоднородном пласте по стволу горизонтальной скважины образуется непостоянный профиль притока нефти, газа и воды (дебитометрия фиксирует области высокой и низкой приточности). [2] Бывают случаи, когда основная часть ГС практически не имеет производительности, что ведет к недостаточной выработке промышленных запасов углеводородов.

Причинами данных недостатков является неоднородность пласта и факторы техногенного характера, формирующиеся вокруг ГС сложнопостроенной зоны. Решение указанных выше проблем требует освоение сложных передовых технологии, например таких как многостадийный гидравлический разрыв пласта (МСГРП), известная в мире как MZST (Multizone stimulation technology). [7]

Метод заключается в том, чтобы обеспечить на всем протяжении горизонтального участка скважины за счет последовательного воздействия в отдельных интервалах контакта с продуктивными отложениями. Для этого проводят несколько операций гидроразрыва для создания системы трещин, обеспечивающих максимальное поступление нефти по всему горизонтальному участку ствола. [5] Для этого хвостовик оборудуют заколонными набухающими пакерами, делящими ствол. [3] Каждый участок устройства, открывает доступ для выполнения гидроразрыва пласта в его отдельной части.

Муфты, являющиеся частью оборудования хвостовика при горизонтальном окончании во время закачивания жидкости открываются при помощи сброса шаров и отсечения нижнего промежутка после того, как провели ГРП. [4]

Именно эта система упрощает процесс заканчивания скважины без дополнительной перфорации и использования цементирования.

Такие лидеры нефтяной промышленности, как Schlumberger, Halliburton, Weatherford, на отечественном рынке, используя свои технологические ресурсы начали приспосабливаться к горно-геологическим условиям России.

В 2010 году технологию начали применять в «Газпром нефти». Для более ясного понимания правильного внедрения технологии и адаптации к условиям, при проектировании и геологическом моделировании процесса участвуют дополнительно буровики, геологи и разработчики. [8]

Первый четырех-стадийный ГРП с использованием на каждый пласт которого до 70 тонн пропанта, в тесном контакте с ведущими компаниями в области этой технологии, обеспечил эксплуатацию первой горизонтальной скважины. Успешный эксперимент открыл путь использования МСГРП в полевых условиях и обнадёжил сторонников использованного метода. [5]

Однако не следует сбрасывать со счетов такие сложности МСГРП как:

- потери давления на трение на муфтах;
- невозможность управления муфтами, таким образом, при прорывах воды

возникают сложности;

- вероятность пониженной герметичности установленных пакеров;
- риск межпластовых перетоков;
- потребность изоляции каверн ГРП после обводнения и сложность этих работ;
- вероятность развития многотрещинности;
- высокостоящие операции и техобеспечение, не гарантирующие соответствующего результата. [8]

Так в 2012 году значительные объемы нефти были извлечены на Приобском и Вынгайхинском месторождении с использованием МСГРП. Применимость обеспечена. Единственными открытыми вопросами оставались поиск метода понизить расходы, превращение технологии в ходовую и повышение спроса на данную операцию абсолютно по всей территории в «Газпром нефти».

В 2012 году возросла динамика использования МГРП: 29 горизонтальных скважин в филиалах Газпрома, позднее на 11 месторождениях осуществлено более 140 операций.

Газпромнефть – ведущая нефтяная компания по реализации такого проекта на Вынгапуровском месторождении в ЯНАО [9]. Где после ГРП с четырьмя стадиями стал применили 6-7 стадийный гидроразрыв. К наивысшему пику следует отнести 10-стадийный ГРП.

В настоящее время уникальность метода пришла в упадок. Различные усовершенствования метода позволяют сохранить его востребованность.

Например, кислотный МГРП был воплощен Газпромнефть-Оренбург на практике при извлечении тяжёлой нефти из карбонатов.

На Приобском месторождении [10] проведен МСГРП с использованием специального инструмента с уплотняющейся раз от раза многократной «подушкой», что дает возможность снять ограничение по стадиям при проведении МСГРП по традиционной технологии (не более 10), проведение исследований в стволе сква-

жины.

Также в последнее время разрабатываются технологии использования скользящих муфт при применении гибкой трубы в операциях по МСГРП.

Это доказывает, что технология адаптируема к разным геологическим условиям, особенно при использовании инноваций при разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья.

Список использованных источников

1. 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.
2. 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: Аркаим, 2016. – С. 170-178.
3. 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.
4. 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.

5. 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.
6. 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.
7. 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. – Т. 1. – № 1 (8). – С. 88-93.
8. 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>.
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. К вопросу о расчете прироста добычи нефти от осуществления мероприятий по интенсификации [Текст] / И.К. Хламушкин, З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова, Р.Р. Хуснутдинова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1. – С. 21-25.

УДК 622.276.43

ПУТИ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАВОДНЕНИЯ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.А. Нафикова

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

Л.И. Хаертдинова

*(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет» в г. Октябрьском, БГР-12-12)*

Аннотация: В представленной работе проведена оценка эффективности использования способа нестационарного заводнения. Часто на практике нестационарное заводнение используется совместно с мероприятиями по выравниванию профиля приемистости и обработкой призабойной зоны пласта. Это ведёт к трудностям оценки эффекта нестационарного заводнения в «чистом» виде.

Анализ на спроектированной гидродинамической универсальной модели верхнеюрского пласта в программном комплексе «TempestMore» коллекторов с разным рассредотачиванием проницаемости показал, что нестационарное заводнение для данных геолого-физических условий не приводит к должному росту нефтеотдачи и на месторождениях Западной Сибири данный способ характеризуется низкой дополнительной добычей.

Ключевые слова: нестационарное заводнение, циклическое заводнение, дебит, проницаемость, нефтеотдача.

WATER FLOODING OPTIMIZATION IN THE LATE STAGES OF OIL FIELD DEVELOPMENT

Annotation: In the presented work we evaluated the efficiency of using the method of non-stationary flooding. In practice non-stationary water-flooding is often used in conjunction with the conformance control and bottom-hole formation zone treatment. This leads to the non-stationary flooding effect in "pure" form assessment difficulties.

Analysis performed on the designed upper Jurassic aquifer universal hydrodynamic model using the "TempestMore" software package showed that non-stationary flooding in the given geological and physical conditions does not lead to proper oil recovery growth at the fields of Western Siberia, this method is characterized by low incremental oil production.

Keywords: non-stationary water flooding, cyclic water flooding, flow rate, permeability, oil recovery.

Выработка нефтяного пласта при постоянном дебите представляет собой основную задачу этапа разработки. Одним из способов воздействия на залежь углеводородов является заводнение. [1] Установлено, что продуктивность данного способа обуславливается геологической структурой пласта. Если пласт однородный, заводнение нефтяного месторождения с целью поддержания пластового дав-

ления может создать благоприятные условия в виде достижения коэффициента извлечения нефти (КИН) до 70-80 %. Если пласт характеризуется высокой неоднородностью либо резким различием скоростей движения нефти и вытесняющей жидкости(агента), то продуктивность заводнения падает, что влечет снижение коэффициента охвата, и итогом является снижение коэффициента извлечения нефти. Нагнетание воды в слои пласта с низкой проницаемостью и нефтенасыщенностью приведет к повышению текущего коэффициента охвата пласта, а, следовательно, и увеличению результативности процесса заводнения [2] Данный результат можно достичь при циклическом заводнении (ЦЗ).

Данный тип заводнения используется вне зависимости от формы сетки добывающих и всевозможном рассредоточении нагнетательных скважин. Также существенным достоинством ЦЗ является его реализации на различных этапах разработки и применяется на высокообводнённых месторождениях. Так как агентом нагнетания является вода либо вода с добавками химических реагентов, то процесс ЦЗ не требует высоких капиталовложений.

Исследования, направленные на увеличение результативности нестационарного заводнения на ранней и поздней этапах эксплуатации нефтяных скважин, востребованы и актуализированы.

Технологией ЦЗ является цикличная реорганизация давлений воды, которая закачивается в скважину при цикличной или постоянной добыче флюида из пласта с изменением давления по объединенным скважинам. Такое воздействие на залежь способствуют образованию в пласте колебаний повышенных и пониженных давлений, а следовательно, движению жидкости между участками различной проницаемости [3].

При циклическом заводнении параллельно перераспределяется давление и меняется направление линий токов от нагнетательных скважин к добывающим.

Подтверждено, что нестационарное заводнение данного типа рентабельно и в зависимости от числа высоко- и низкопроницаемых прослоев дополнительный

дебит может составлять от 1 до 5 % общей дополнительной добычи.

В случае неэффективного использования заводнения, в особенности на позднем этапе эксплуатации пласта сопровождается высокими непроизводительными энергетическими расходами

Контроль и регулирование разработки месторождения является неотъемлемой частью процесса эксплуатации нефтяных скважин.

Сущность нестационарного заводнения в том, что при увеличении давления в пласте на начальной стадии цикла(во время закачки воды) нефть в слоях с низкой проницаемостью подвергается упругому сжатию, и в них внедряется вода. При уменьшении давления в пласте(снижение расхода или остановка нагнетания воды) из слоёв с низкой проницаемостью вода задерживается капиллярными силами , что способствует продвижению нефти [4].

Любой процесс для эффективной реализации требует выполнения определенных условий, к ним относятся:

- объекты реализации – терригенные и карбонатные коллекторы , которые разрабатываются с ППД при нагнетании воды;
- давление нагнетания воды 15-25 МПа;
- до применения ЦЗ на залежи должна быть организована система заводнения, которая позволит использовать метод в различных вариациях;
- такие показатели как уровень нагнетания и отбор жидкости до внедрения и после реализации технологического процесса должны быть постоянными.

С технической стороны ЦЗ:

- применение данного процесса не нуждается в организации и производстве нового специального оборудования, приборов;
- возможность обеспечения строгого контроля за объёмами нагнетаемой воды, добываемой жидкости, показаний пластовых и забойных давлений;
- кустовая насосная станция должна иметь в 1,5-2 раза больше дополнительной мощности;

- на этапе организации технологических схем нужно тщательно анализировать все возможные технические вариации ЦЗ.[5]

С технологической стороны ЦЗ состоит из следующих этапов:

1. Перед тем как применить ЦЗ отбирается участок , определяется геолого-промысловая информация.

2. Подбирается эффективная схема реализации ЦЗ , которая позволит значительно варьировать направления фильтрационных потоков на пласты, содержащие нефть.

3. Подсчитывается интервал времени полуцикла закачки. На первоначальном этапе реализации ЦЗ для характерных условий разработки девонских и бобриковских отложений длительность полуцикла нагнетания составит 360 часов, турнейских отложений – 240 часов.

4. Формируется оптимизированное давление нагнетания воды. Для коллекторов девонских отложений, характеризующихся высокой продуктивностью, давление на устье нагнетательных скважин должно составлять 12-15 МПа, а низкой продуктивностью – 20-25 МПа. Для конкретизации значений оптимизированных давлений необходимо принять во внимание текущее состояние выработки запасов.

5. Подбираются добывающие скважины, характеризующиеся высокой обводнённостью, которые подвергаются остановке.

6. Производится ежемесячный контроль результатов после реализации ЦЗ. [6]

Опытным путём доказано, что на производительность ЦЗ влияют такие факторы как упругость пластовой системы, её неоднородность по проницаемости, смачиваемость породы, водонасыщенность слоёв, длительность полуциклов.

Мероприятия, направленные на реализацию ЦЗ, проводят согласно планам-программам, организованными геологическими службами соответствующих нефтегазодобывающих управлений единовременно с научно-исследовательскими институтами. Документы такого плана являются основополагающими при реализа-

ции ЦЗ. Они содержат информацию о нагнетательных скважинах, через которые должна осуществляться нагнетание воды циклическим способом, продолжительность ЦЗ, критические объёмы нагнетания воды, совокупность мероприятий по контролю за процессом.

Для реального представления технологического эффекта процесса приведём несколько участков, где реализовалось ЦЗ. На Калиновском месторождении применялся режим газовой шапки. Через семь лет перешли на площадное заводнение. В результате циклического изменения режима нагнетания воды нефтеотдача увеличилась на 18-25 %.

На Покровском месторождении в результате реализации ЦЗ удалось извлечь 200 тыс.т нефти. На Азнакаевской площади разработка пласта при ЦЗ продолжительностью 5 лет было отобрано 499 тыс.тонн. На Восточно-Сулеевской площади применение ЦЗ привело к разработке в 12,8 тыс. т.

Список использованных источников

1. 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.
2. 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: Аркаим, 2016. – С. 170-178.
3. 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.

4. 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.

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

УДК 622.276

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Н.И. Николаев

(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», профессор)

К.С. Кунавых

(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», ассистент)

Аннотация: Данная статья посвящена проблеме освоения и ремонта скважин в низкопроницаемых коллекторах. Рассмотрены существующие методы вызова притока и увеличения проницаемости пластов. Описан разработанный метод гидродинамического воздействия на пласт, повышающий эффективность вызова притока из пласта.

Ключевые слова: скважина, низкопроницаемые пласты, воздействие на призабойную зону пласта, освоение скважин.

COMPLEX TECHNOLOGY OF DEVELOPMENT AND REPAIR OF WELLS IN CARBONATE LOW-PERMEABILITY COLLECTORS

N.I. Nikolaev

(National mineral resources university (University of mines), professor)

K.S. Kypaviih

(National mineral resources university (University of mines), assistant)

Annotation: This article is devoted to a problem of development and repair of wells in low-permeability collectors. The existing methods of a call of inflow and increase in permeability of layers are considered. The developed method of hydrodynamic impact on the layer increasing efficiency of a call of inflow from layer is described.

Keywords: well, low-permeability layers, impact on a bottomhole zone of layer, development of wells.

При эксплуатации любого месторождения углеводородов благоприятные условия и высокие коэффициенты нефтеотдачи обусловлены продуктивностью пласта. Традиционные методы вызова притока, основанные на принципе снижения давления в скважине за счет уменьшения плотности жидкости или ее уровня, не всегда дают возможность получения необходимой величины депрессии. Для притока пластового флюида используют такие распространенные методы освоения скважин, как кислотная обработка, свабирование, гидроразрыв пласта, торпедирование, плазменно-импульсное и гидродинамическое воздействие и т. д.

Альтернативой вышеперечисленным методам предлагается применение комбинированной технологии, совмещающей гидродинамическое воздействие на пласт с его кислотной обработкой.

Построена математическая модель для исследования взаимосвязи перепада давления на забое от количества рабочей жидкости и ее динамической вязкости. Передача давления к пласту осуществляется импульсами, создаваемыми на сво-

бодной поверхности жидкости в насосно-компрессорных трубах (НКТ) путем кратковременного открытия задвижки на устье скважины [1]. При такой передаче мощности интенсивность воздействия на пласт определяется не только амплитудой, но и частотой изменения давления во времени, а также формой импульса, т.е. законом изменения давления по времени.

Исходя из известных уравнений неразрывности Сен-Венана [3] и решения предельной задачи Коши [4], была получена зависимость перепада давления на забое от начального давления и количества ударов на устье. Если ударные волны посылать от устья скважины и чередовать их с приходящими и отраженными, то происходит сложение прямых и отраженных волн, перемещающихся по скважине и образование волн повышенного давления. Сложение двух волн способствует увеличению перепада давления с 60 до 180 атм (в 3 раза), а трех позволяет увеличить перепад давления до 320 атм (в 5,3 раза).

Комплексная технология гидродинамического воздействия на ПЗП подразумевает использование двух жидкостей – кислотный состав в нижней части ствола скважины и техническую воду в верхней. В этой связи необходимо оценить влияние вязкости указанных технологических жидкостей на перепад давления на забое, поскольку этот показатель у кислоты почти в 1,7 раза больше, чем у воды.

Исходя из модели течения вязкой жидкости (модель Максвелла [5]) была получена зависимость изменения скорости движения при достижении ударной волной забоя скважины от количества рабочей жидкости находящейся в скважине и ее динамической вязкости. С увеличением начального давления на устье, давление на забое увеличивается по степенной зависимости, причем с увеличением вязкости рабочей жидкости перепад давления также возрастает. Кроме того, анализ полученных зависимостей показывает, что увеличение объема рабочей жидкости на забое приводит к увеличению давления. Разработан экспериментальный стенд для исследования колебательных процессов при продвижении фронта ударной волны от устья модели скважины в модель породы - коллектора за счет кратко-

временных открытий пневмозадвижки способствующих возникновению гидродинамического фронта волны в призабойной зоне продуктивного пласта, которая по протяженности и амплитуде зависит от величины начального давления на устье, глубины скважины, а также частоты создаваемых импульсов [1].

Эксперименты на модели проводились при давлении на устье 5, 10 и 20 атм и изменении диаметра капилляра 2,4 и 6 мм. В результате были получены зависимости давления по мере удаления точек замера от забоя. По мере удаления от ствола скважины давление возрастает, причем с уменьшением диаметра капилляра наблюдается сдвиг экстремума в сторону удаления от забоя и увеличение абсолютного пикового значения давления с последующим его затуханием. Аналогичный характер распределения величины гидравлического импульса по длине капилляра наблюдались при начальных давлениях 5 и 10 атм.

Анализ полученных экспериментальных зависимостей показывает, что по мере удаления точек замера давления от забоя модели скважины наблюдается прямолинейный характер его роста с постепенным переходом в экспоненциальный, независимо от начального давления на устье, при этом максимум перепада давления составляет 92 атм в точке, удаленной от забоя на 4 метра при начальном давлении 20 атм и размере модели скважины 1 метр. Для оценки влияния ПАВ в качестве замедлителей кислотной реакции тестировалось 4 состава, в которых основой является смесь соляной (9%) и плавиковой (5%) кислот. Методика проведения экспериментальных исследований заключалась в сравнении массы образцов карбонатной породы до и после обработки кислотным составом.

Для определения оптимальной концентрации состава необходимо было проводить опыты на породе с равномерной карбонатностью, для этого был выбран известняк. Образцы керна помещались в кислотный раствор с различным содержанием ПАВ на 20 мин, затем они извлекались и просушивались в течение суток, а после взвешивания рассчитывалась потеря массы образцов (%) [6].

При увеличении концентрации ПАВ в растворе до 1% наблюдается резкое

замедление растворимости, при 5% у ЛАБС натрия наблюдается максимальный эффект. В этой связи увеличение концентрации ПАВ в кислотном составе более 5% не целесообразно [5].

Дальнейшие исследования были направлены на оценку влияния времени обработки образцов. В начальный период времени (до 10 минут) катамин АБ и ЛАБС натрия незначительно (по сравнению с другими ПАВ) замедляет действие кислоты, что вызывает значительную потерю массы, при этом в дальнейшем они практически нейтрализуют действие кислоты, что может негативно сказаться на глубине проникновения кислотного состава в пласт. Додецилсульфат натрия, напротив, в начале обработки отрицательно сказывается на растворяющей способности кислотного состава, но затем график выравнивается и становится практически линейным, а Синтанол АЛМ-10 показывает наиболее стабильные результаты.

Опытно-производственная и технико-экономическая оценка свидетельствует об эффективности предлагаемой технологии гидродинамического воздействия на пласт с использованием кислотного состава, а именно, после проведения обработки дебит скважины увеличился с 1,41-1,63 до 4,5-5,49 т/сут, что соответствует увеличению в 3 раза [5] и показывает, что ежегодная прибыль при объемах обработок порядка 17 скважин в месяц может достигать 14 млн. руб.

Список использованных источников

1. Купавых, К.С. Обоснование и разработка комплексной технологии освоения и ремонта скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук (25.00.15) / К.С. Купавых. – СПб., 2015. – 20 с.
2. Николаев, Н.И. Результаты исследований и эффективность применения комплексной технологии химической обработки призабойной зоны пласта [Текст] / Н.И. Николаев, А.В. Шипулин, К.С. Купавых / Территория Нефтегаз. – 2015. – № 4. – С. 100-104.
3. Основы теории упругости [Текст]: учебное пособие / В.Н. Барашков, И.Ю. Смо-

лина, Л.Е. Путеева, Д.Н. Песцов. – Томск: Изд-во Том. гос. архит.-строит. ун-та, 2012. – 184 с.

4. Огун, Дж.О. О преобразовании пространства начальных данных для задачи Коши с особенностями решения типа взрыва [Текст] / Дж.О. Огун, Ю.Н. Орлов, В.Ж. Сакбаев. – [Б.м.: б.и.], 2012. – 31 с. – (Препринт / ИПМ им. М.В.Келдыша, № 87, 2012).

5. Максвелл, Дж.К. Материя и движение [Текст] / Дж.К. Максвелл. – М.; Ижевск: РХД, 2001. – 178 с.

6. Оценка влияния ПАВ на эффективность кислотной обработки карбонатных пород [Текст] / К.С. Купавых, Н.И. Николаев, Д.А. Волкотрубов, А.А. Петров // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы VII Всероссийской конференции / коллектив авторов. – Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2014. – С. 119-121.

UDC 622.276

AN ARTICLE ON OILFIELD IN YEMEN

Z.A. Garifullina

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, associate professor, PhD in Economics)

A.M. Al-Malawi

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, BGR 12-11)

David Nketia Nyame

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, BGR 12-12)

Annotation: In this article discussed the information about the exploration and production of oil and gas in Yemen and to use the natural gas to consume mainly in the elec-

tricity sector.

Keywords: gas, oil, reserve, electricity, wells, development.

Yemen, Republic of Yemen (al-al-Yamani Jumhuriyah), the state in the south-west of the Arabian Peninsula, was established on May 22, 1990 through the merger of the Yemen Arab Republic (North Yemen) and the People's Democratic Republic of Yemen (South Yemen). It borders on the north by Saudi Arabia and on the east – with Oman. The south of Yemen is washed by the Arabian Sea and the Gulf of Aden, west coast is washed by the Red Sea. The Area of Yemen is 527.9 thousand sq. km. The Capital is Sana. In 2007 it commissioned a cable linking power system in Yemen and Saudi Arabia. It is planned to expand the capacity of the cable electricity to 500-1000 thousand kW. In 2014 gas powered CHP Marib power station operation started (capacity of 0.4 million kW). The state has also planned construction of three thermal power plants in cooperation with the Chinese National Corporation of Overseas Economic Cooperation. The name of the country «Al-Yaman» can be translated from Arabic as «right side» or «happiness», «prosperity».

Oil field – a set of oil deposits in the territory. It usually takes several hundred kilometers, and used for the extraction of oil from oil wells, which are built in the drilling process [2].

Classification of oil fields oil reserves

Oil fields are classified into:

- small - up to 10 million tons of oil.
- average - 10 - 100 million tons of oil.
- Large - 100 - 1000 mill. tons of oil.
- Large (giant) - 1 - 5 billion tons
- Unique (supergiant) - 5 billion tons of oil and more [4, 5].

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 stan-

dards. However, Yemen is still largely dependent on foreign aid. Remittances from Yemenis in exile, particularly in Saudi Arabia, were in the late 1980's and were 1 billion Dollars per year. Suspension of payments in 1990 caused serious damage to the economy. The subsequent period of political instability and civil war virtually paralyzed economic life. Yemen Riyal was devalued. The total amount of damage to farm by fighting only in 1994 was estimated at \$ 6,5-11 billion dollars.

Government's economic policy is aimed at restructuring the economy, giving the priority development of the oil and gas industry, increase in agricultural production, creation of free economic zones to attract foreign capital into the country [1, 3]. However, the solution of these problems is complicated by high population growth and domestic political controversy.

At present, the backbone of the economy is the oil industry. In 1995 the share of fuels and lubricants in the country's exports amounted to 84%. Agriculture was being modernized slowly. The main cash crops are cotton, coffee and fruit. For domestic consumption are grown sorghum, potatoes, wheat and barley. Livestock and fisheries are also important [6, 9].

The main place in the extraction of natural resources belong to the oil industry. Oil exploration in Yemen began in 1938. In 1972 it discovered oil field in Tihama. In 1981, the American Petroleum Corporation «Hunt Oil Company» has received a concession for the development of oil, which began in 1984 in the basin of Marib, Al Jawf, in the south-east of the country. In Southern Yemen in 1987, announced the opening of commercial oil deposits in the region of Shabwa, 200 kilometers east of Marib. In 1991 the Soviet Union "Tekhnoexport" built a 190-kilometer pipeline to the town of Bir-Ali on the coast of the Gulf of Aden. In 1991 oil also found in the province of Hadramaut (Masil). In 1993, West consortium started exporting oil from the area; in 1999, oil production in Masil reached 420 thousand barrels/day.

Yemen Arab Republic and the Government of Southern Yemen in 1988 established a joint venture for oil production («Yemen's state-owned oil and gas»), partly

helped and partly the result of convergence of Aden and Sana'a. At present, there are 23 oil companies, most of them are American, English, Indonesian, Italian, Canadian, Malaysian, Russian, French, Persian Gulf countries.

Proven oil reserves are estimated at 3.2 billion barrels (2001). In 1990, oil production was 5.4 million tons, in 1995 - approx. 11 million tons, in 1997 - 19 million tons per year. Daily oil production in 2001 reached 438.5 thousand Barrels. In Yemen, the discovery of new deposits preliminary estimates the volume of proven reserves may reach 390 million barrel. Nowadays (since June 2004) produces about 450 tons barrel every day.

The largest industrial enterprise in the country is an oil refinery in Aden, built by «British Petroleum Company» in 1954. Aden refinery capacity is approx. 5 million tons per year, but with the introduction into service of two new oil storage facilities (25 thousand m each) processing is expected to increase. In 1986, the refinery was built in Marib, and in 1987 – a pipeline (440 km) to the Red Sea coast. In the first half of the 1990s the power of Aden and Marib Refinery due to the effects of the conflict in the Persian Gulf and the fighting in Yemen were involved in about 50 %. Provides for the construction of additional refineries in Mukalla, Shahr and Maaribe, oil-Safir Shabwa for oil and a number of other projects .

Natural gas can be promising for Yemen, with estimated reserves of 480 billion cubic m. The Government encourages investment in gas exploration to multinational companies. It is planned to build gas storage, gas for domestic and industrial needs, as well as exports. Under the agreement signed in September 1995, a leading company in the project to develop natural gas fields is the French "Total". In January 1997 a number of agreements were signed with companies like «Hunt Oil», «Exxon» and «Yukon». Negotiations are under way with the «Hunt» about the early development of natural gas fields in Maaribe to supply it for export. The volume of production of liquefied natural gas expected to be \$ 3.1 million tons per year.

Other mineral deposits are mined salt, gypsum, limestone and marble. In 1994

Yemen produced 280 thousand tons of salt and 80 thousand tones of gypsum. There are also explored deposits of sandstone deposits of iron, coal, quartz, sulfur, zinc, gold, silver, lead, copper, nickel, titanium and uranium.

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.

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).

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.

The installed capacity of power in Yemen as of 2012 amounted to 1.87 million kW. All power plants in the country - the heat. In the structure of consumption of fuel for thermal power plants to natural gas accounted for 38% and fuel oil – 36 %, diesel fuel – 18 %, other oil products – 8 %. The power generation and sale of electricity in the country provides by state Public Electricity Corporation.

In 2011, the gross electricity production in Yemen was 6.21 billion kWh (-20.0% compared to 2010). Yemen has a high level of losses in the networks, which in 2011 amounted to 27% of all electricity produced in the country. As a result, electricity consumption in 2011 amounted to 4.10 billion kWh (-18.5 % compared to 2010). The

supply of electricity is as follows: households is 62 %, commercial and public sector – 15 %, industry – 4 %, other sectors – 19 %.

The value of the oil and gas industry in the national economy is enormous. Virtually all industries, agriculture, transportation, medicine and just population at the present level of development of its oil, natural gas and petroleum products [10]. At the same time, their consumption in the country grows from year to year.

Prospects of development of oil and gas due to the huge potential oil and gas resources, which lie in the ground and have not yet been explored. These include large areas of prospective land. Among them first are Marib, Shabwa, Mahra, Hajj, and Hadramaut Al Jawf, Arabian Sea, the Red Sea and the Strait of Bab el Mandeb. In these areas should be focused and significant projected oil and gas resources that need to be explored and to increase hydrocarbon reserves in the country in the near future.

In these regions, the prospects for the search for new oil and gas fields may be associated with: – the identification of promising horizons in deep water (more than 4.5 km); – from prospecting and exploration of oil and gas in carbonate reservoirs; – the identification of non-structural traps and the search for hydrocarbon deposits on the slopes of the sides of the arched uplifts and depressions, and others. In addition, the prospects of finding new oil and gas fields could exist in unexplored parts of Yemen, where exploration work has never been carried out or in small amounts and which did not give a positive result.

A list of sources used

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. 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.

3. Миннигалимов, Р.З. Совершенствование технологии переработки нефтяных шламов [Текст] / Р.З. Миннигалимов, Р.А. Нафикова // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 105-107.
4. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 25 с.
5. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 137 с.
6. 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.
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: Аркаим, 2016. – С. 170-178.
8. 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.
9. 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. Мухамет-

шин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 68-73.

10. 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

**ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН
С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СТВОЛОМ С ЦЕЛЮ
ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗВОДНОГО ДЕБИТА**

Н.Н. Орлов, Р.А. Майский

(УГНТУ, магистрант, доцент)

Аннотация: Необходимость разработки нефтяных месторождений с пластами малой толщины требуют применения усовершенствованных технологий, направленных на увеличение полноты извлечения нефти. В данной статье рассмотрена одна из таких технологий: применение скважин с горизонтальным окончанием. В работе произведен поиск оптимального режима работы скважины, при котором обеспечивается максимально возможный дебит нефти, исключая стремительное обводнение добываемой продукции, а также произведен анализ работы горизонтальной скважины.

Ключевые слова: разработка, горизонтальные скважины, безводный дебит.

UDC 622.276

SELECTING THE OPTIMAL HORIZONTAL WELL OPERATION IN ORDER EXCLUDING THE RAPID WATER CUT OF PRODUCT

N.N. Orlov, R.A. Maiski

(USPTU, graduate student, docent)

Annotation: The need to develop of oil fields with low thickness layers requires the application of improved techniques directed to increase the oil extraction recovery rate. This article describes one of such technology: the use of wells with horizontal completion. The work carried out the search of the optimal well operation, with provided the absolute open flow of oil, excluding the rapid water cut of product. Also the analysis of horizontal well is made.

Keywords: development, horizontal wells, water-free production rate.

Современные методы разработки предусматривают применение усовершенствованных технологий, направленных на увеличение полноты извлечения нефти. С целью поиска оптимального метода повышения нефтеотдачи на рассматриваемом месторождении были проанализированы способы, описанные в специализированной литературе [3,6].

Одним из таких способов увеличения отборов нефти на Крайнем месторождении, помимо традиционных методов стимулирования добывающих скважин, является применение хорошо зарекомендовавших себя современных технологий: бурение горизонтальных скважин и боковых стволов с горизонтальным окончанием.

Разработку объекта Ю₁₋₂ Крайнего месторождения рекомендуется проводить при помощи горизонтальных скважин. Это связано с тем, что пласт Ю₁₋₂ характеризуются небольшой мощностью, в связи с чем, его разработка наклонно-направленными скважинами является малоэффективной;

Стабильность работы горизонтальной скважины с высоким дебитом требует изучения влияния множества факторов сказывающихся на производительности

горизонтальных скважин. В список влияющих факторов входят: параметры пласта, расположение горизонтального ствола относительно кровли и т.д [5].

С целью расчетов параметров работы скважин с горизонтальным окончанием предложено большое число методов. Основными методиками расчета являются:

- метод S.D. Joshi, допускающий, что зона дренирования – эллипсоид;
- метод З.С. Алиева, В.В. Шеремета, допускающий, что зона, дренирования – полосообразный пласт, который полностью вскрыт горизонтальным стволом [2,4].

Целью данной работы является поиск оптимального режима работы скважины, при котором был бы обеспечен максимально возможный дебит нефти, исключая стремительное обводнение продукции.

На рисунке 1 приведена схема задачи. В случае если граница раздела вода-нефть вблизи горизонтального ствола скважины имеет форму параболы, предельный безводный дебит может быть определен по формуле:

$$Q = \frac{2kL\Delta P}{\mu_n B_n} \sum_{i=1}^2 \frac{1}{\frac{2}{h_i} + R_c \ln \frac{R_c}{h_i + R_c} + \frac{R_K}{2(h_i + R_c)} \frac{2h_1}{h_i + R_c}} \quad (1)$$

где k – проницаемость пласта;

L – длина горизонтального ствола;

ΔP – перепад давления;

μ_n – вязкость нефти;

B_n – объемный коэффициент нефти;

h_1 – расстояние от горизонтального ствола до кровли;

h_2 – расстояние от горизонтального ствола до ВНК;

R_c – радиус скважины;

R_K – радиус контура питания.

Необходимо ограничить величину депрессии, с целью недопущения обвод-

нения добываемой продукции. Согласно закона Паскаля величина ΔP рассчитывается по формуле:

$$\Delta P = (\rho_v - \rho_n)gh_2, \quad (2)$$

где ρ_n и ρ_v – соответственно плотность нефти и воды;

g – ускорение свободного падения [2,4].

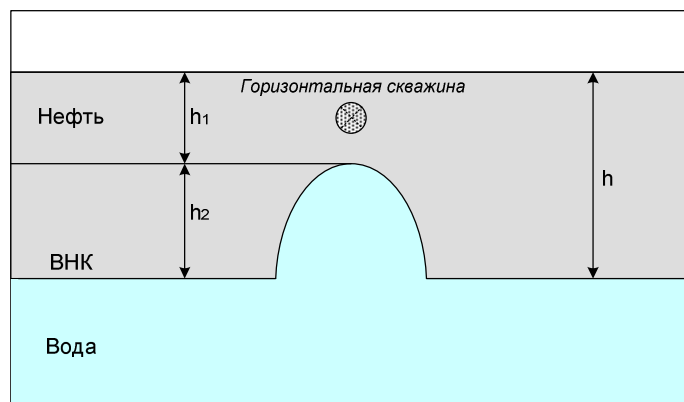
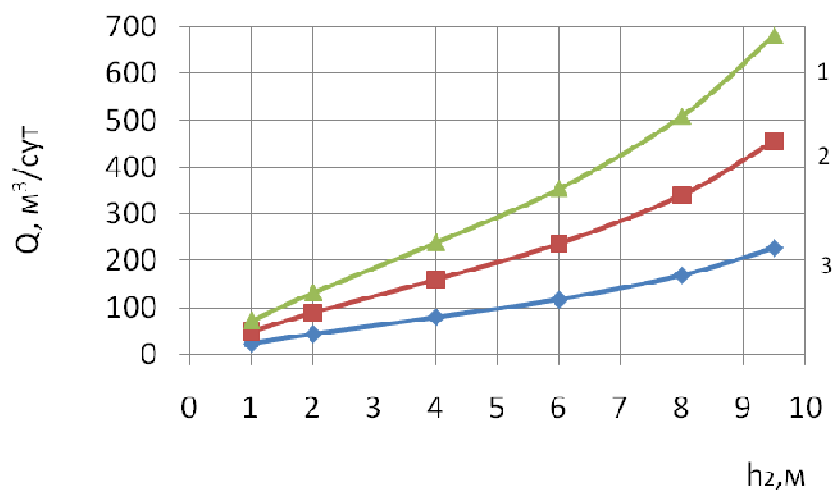


Рисунок 1 – Схема нефтяного пласта при наличии подошвенной воды

На рисунке 2, представлены результаты расчетов предельного безводного дебита методом Алиева З.С, при различных расположениях горизонтальной части ствола.



1 – при $L_{\text{гор}}=600 \text{ м}$; 2 – при $L_{\text{гор}}=400 \text{ м}$; 3 – при $L_{\text{гор}}=200 \text{ м}$

Рисунок 2 – Зависимость величины предельного безводного дебита от расположения горизонтальной части ствола для различных длин

На основе результатов расчетов и проведенного анализа работы горизонтальных скважин сделаны следующие выводы:

– при низких толщинах пласта прирост дебита с увеличением длины горизонтальной части ствола минимален. Изменение толщины пласта от $h=1$ м до $h=10$ м приводит к росту дебита нефти от $Q_n \approx 36$ м³/сут. до $Q_n \approx 261$ м³/сут. при $L_{гор}=200$ м;

– При перемещение ствола горизонтальной скважины вскрывшей полоосообразную залежь от кровли к подошве дебит изменяется. Наилучшее положение – середина продуктивного пласта;

– С целью достижения максимального безводного дебита горизонтальную часть ствола скважины следует располагать у кровли пласта, подобное расположение позволит свести к минимуму конусообразование подошвенной воды. Расчеты показали что, при $h_2=9,5$ м, $L_{гор}=200$ м, максимально возможный дебит не допускающий обводнение продукции составил $Q_{пб}=227$ м³/сут., а при $h_2=4$ м, дебит снизился до $Q_{пб}=79,7$ м³/сут. Увеличение длины горизонтальной части ствола на 200 и 400 м привело к увеличению $Q_{пб}$ до 50% по сравнению с дебитом при длине ствола $L_{гор}=200$ м.

Использование подобных расчетов необходимо для прогнозирования эффективности эксплуатации горизонтальных скважин на месторождении. А так же определения оптимальных режимов работы скважин и исключения возможности возникновения проблем в будущем.

Список использованных источников

1. Алиев, З.С. Методы определение производительности горизонтальных нефтяных скважин и параметров вскрытых ими пластов [Текст] / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко, Б.Е. Сомов // Нефть и газ. – 2001. – С. 148-153.
2. Гругулецкий, В.Г. Основные допущения и точности формул для расчета дебита горизонтальных скважин [Текст] / В.Г. Гругулецкий // Нефтяное хозяйство. –

1992. – № 12. – С. 5-6.

3. Стационарный дебит горизонтальных скважин в рядных системах разработки [Текст] / М. М. Хасанов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 48-51.

4. Сулейманов, Б.А. О возможности раннего диагностирования появления воды в призабойной зоне нефтяных скважин [Текст] / Б.А. Сулейманов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1986. – № 6. – С. 14-16.

5. Сулейманов, Б.А. Планирование проведения кислотных обработок в горизонтальных скважинах [Текст] / Б.А. Сулейманов, М.М. Байрамов // Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (Москва). – 2004. – № 9. – С. 45-48.

6. Мандрик, И.Э. Научно-методические и технологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов [Текст] / И.Э. Мандрик, Г.М. Панахов // Нефтяное хозяйство. – 2010.

STRUCTURAL CHANGES AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS IN YEMEN

L.V. Petrova

*(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher
Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky,
associate Professor Department of exploration and development of oil and gas
fields, Technical Sciences PhD)*

A.A. Gehad

*(The Department of Federal State Budgetary Educational
Institution of Higher Education Ufa State
Petroleum Technological University in Oktyabrsky, BGR 12-11)*

David Nketia Nyame

*(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher
Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky,
BGR 12-12)*

Annotation: The development of any industry is impossible without scientific technical progress the introduction of new technology, advanced technological processes. The oil industry is an industry in which most effectively can be applied achievements of modern science and technology. An important place in the industry devoted to the development of techniques and technologies of oil production. 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.

Yemen has large oil and gas reserves that are the real wealth of the republic and can solve its economic problems. Attracting arab and foreign investments in the industry of oil, gas, minerals and the achievement of the strategic economic partnership is the main task of the national economy and the main engine of economic development of Yemen.

For more than two decades, yemen has established successful partnerships with a number of oil companies and has built strong bridges of mutual trust in the investment industry [1]. There is a continuous improvement of the activities in this area, established full legal relationship between the parties entering into the agreement. Both sides exist as various obligations and certain rights.

One of the parties – the state represented by the ministry of petroleum and mineral resources of the other – the investor.

The state owns natural resources, and investor financial sources and adequate experience to carry out the necessary oil operations in the territory referred to in this agreement. The agreement includes a variety of items - breaks and other favorable conditions [2, 3, 4].

Typically, the contract consists of two parts. The first part contains the following provisions:

1. The contract considered legal after the adoption and signing of the general rules for mutual benefit between the Yemeni ministry and the investor after direct negotiations. During the negotiations, decisions are made about what will be the share of each party. It is a voluntary agreement that is both sides and both it opens up a variety of possibilities in the future in order to succeed in this field. After the parties finally decide on the conduct of work on the strategy previously investigated territory, the agreement is ratified.

2. Procedure ratification of the treaty between the two reversal stipulated in a special law, which was issued in accordance with applicable in the territory of the republic of Yemen legislation.

3. Agreement on cooperation in the oil production is considered an important step to stimulate the world's oil companies on the investment of millions of dollars in Yemeni oil market. As a result, developing trade and economic sphere. Existing legislation acting in the interests of investors in many cases, as is customary in some countries.

Specific provisions include the following items:

- the investor is given the full right to conduct petroleum operations in the vicinity of a certain sector of the title. Facilitated by a number of formalities and provided active assistance in solving a number of different issues that are not stipulated in the agreement;
- provides an exemption from a number of customs duties and related taxes;
- is an agreement on an acceptable amount of tax, as well as an agreement on a solid tax and the receipt of amounts in foreign currency, despite the fact that the observance of the formalities of government in some cases prevents the complex branched system of many participants;
- it's an agreement on acceptable terms, costs relating to exploration work and development of this field of activity in a short period.

All employees of the company - the citizens of Yemen. The government of Yemen has created this company to replace the us company hunt term contract which expired on november 6, 2005 mr. Hunt company worked in yemen for more than 25 years since 1981, in the province of Marib – al-jof, in the field 18. It is the first company to start producing oil the republic of Yemen. During this time they have produced more than 1 billion barrels of oil. In this field, the company created a refinery, and he is currently working. The plant produces oil for internal use of the country [4]. The company hunt per day produced 75 thousand barrels of oil, 49 % of those leaving the company, the rest. The republic of yemen. Currently, after the replacement of the company's production is all Yemen [5, 6]

- Petro masila exploration and production of oil, which was established in december 18, 2011. All employees of the company the citizens of Yemen. The government of

Yemen has created this company to replace the Canadian company Nexia, the term of the contract which expired on 17 november 2011. The company Nexo worked in Yemen for more than 25 years since 1980 in the province of Hadramaut, the largest field Masila. During this time they have produced more than 1 billion barrels of oil. The company nexo per day produced 28 thousand barrels of oil, 49 % of them left the company, and the rest -. The republic of Yemen. Currently, after the replacement of the company's entire production is yemen. [8, 9]

- in 2012 and 2015 the deadline for the contract on production sharing between the state and the companies total, which produces oil in the eastern sector of shabwa and company dof, which is mining in the eastern province of Hadramaut in ser.

This sector is very important for the state, as produced a large amount of oil. Thus, total and dof company will be replaced by national firms – hunt and nexia. [7, 10]

The role of Yemen in the resolution of scientific and technical work in the oil and gas industry of the country is small, so that the development of the oil industry, foreign companies influence in the country. They choose the technology and hire professionals engaged stp issues in the oil and gas industry. To state influenced the development of the oil and gas industry need to change its policy in the field of innovation.

To do this, you need to create contracts with foreign companies in which the state will decide not only the financial and control issues, but also issues relating to increasing employment in the country in this sector.

The best solution to settle on scientific and technical activities - is the creation of the republic of Yemen science and technology centre, which will solve all the problems in the oil and gas industry in the country.

A list of sources used

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 транспор-

- та нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (90). – С. 169-174.
2. 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.
3. Миннигалимов, Р.З. Совершенствование технологии переработки нефтяных шламов [Текст] / Р.З. Миннигалимов, Р.А. Нафикова // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 105-107.
4. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 25 с.
5. Нафикова, Р.А. Совершенствование методов извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Нафикова Резеда Абузаровна. – Бугульма, 2011. – 137 с.
6. 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.
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: Аркаим, 2016. – С. 170-178.
8. 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.

9. 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.

10. 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.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С УЧЕТОМ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Н.С. Полякова, И.А. Синцов

(Тюменский Государственный Нефтегазовый Университет)

Аннотация: Данная статья посвящена оценке влияния соотношения давления насыщения и пластового давления на применение водогазового воздействия (ВГВ) на различных стадиях разработки месторождения для условий верхнеюрских коллекторов Западной Сибири. Для проведения моделирования процесса ВГВ использовался гидродинамический симулятор Tempest 7.0. Эксперименты по ВГВ на реальных месторождениях не всегда оказываются удачными, что связано с рядом причин, одной из которых является отсутствие учета соотношения давлений насыщения и пластового на момент проведения ВГВ.

Ключевые слова: Водогазовое воздействие, гидродинамическое моделирование, давление насыщения, насыщенный газом пласт, недонасыщенный газом пласт.

UDC 622.276

EFFECTIVENESS ANALYSIS OF WAG CONSIDERING THE SATURATION PRESSURE IN THE CONDITIONS OF THE UPPER JURASSIC DEPOSITS

N.S. Polyakova , I.A. Sintsov

(Tyumen State Oil And Gas University)

Annotation: This article is devoted to assessing the impact of the ratio of the saturation pressure and reservoir pressure on the use of WAG at different stages of field development for the Upper Jurassic reservoir conditions of Western Siberia. For the simulation of WAG reservoir simulator used Tempest 7.0. Experiments on real WAG fields are not always successful, which is due to several reasons, one of which is the lack of consideration of the ratio of the saturation pressure and reservoir at the time of WAG.

Keywords: WAG, hydrodynamic simulation, saturation pressure, saturated gas reservoir, undersaturated gas reservoir

В последние годы в мировой практике для интенсификации выработки трудноизвлекаемых запасов нефти все большее применение находит относительно новая технология повышения нефтеотдачи пласта - водогазовое воздействие (ВГВ). В статье рассматривается метод попеременного нагнетания попутного нефтяного газа и воды, поскольку он в большей степени подходит для геолого-физических и географических условий Западной Сибири.

По результатам обзора литературных источников [1-4,6], посвященных применению ВГВ, выявлено, что недостатком всех проектов по водогазовому воздействию является отсутствие учета соотношения давления насыщения и пластового давления на момент проведения ВГВ.

Одной из главных целей работы являлось оценить, как влияет соотношение давления насыщения и пластового давления на эффективность водогазового воздействия для условий верхнеюрских коллекторских Западной Сибири. Важной особенностью верхнеюрских коллекторов в пределах Нижневартовского и Сургутского сводов является низкое давление насыщения по отношению к пластово-

му, то есть пластовые системы преимущественно недонасыщены газом.

Для воспроизведения картины влияния модели пластовой системы на эффективность ВГВ использовался программный комплекс Tempest, в котором создана универсальная гидродинамическая модель верхнеюрского коллектора [5]. Всего было рассмотрено два варианта модели. Согласно первому давление насыщения меньше пластового и равно 12 МПа, поэтому пластовая система является недонасыщенной растворенным газом. По второму варианту коллектор является насыщенным газом, давление насыщения равно пластовому и составляет 26 МПа. Все результаты расчета характеризуют центральный элемент. Для анализа ВГВ были выбраны оптимальные параметры закачки вытесняющих агентов: соотношение ограничений приемистости вода – 400 м³/сут, газ – 100 тыс. м³, соотношение времени закачки воды и газа - 90/30 дней. Период расчета составил 10 лет. Так как большинство месторождений Западной Сибири находится на 3 стадии разработки, актуальным является внедрение новых методов увеличения нефтеотдачи.

При моделировании процесса ВГВ в качестве третичного МУН для более адекватного сопоставления результатов дополнительно проведен анализ применения заводнения. По результатам многовариантного моделирования получены следующие результаты (таблица 1).

Таблица 1 - Результаты применения ВГВ в качестве третичного метода увеличения нефтеотдачи для насыщенного и недонасыщенного газом коллекторов.

№	Вариант	Накопленная добыча, тыс. т	
		Недонасыщенный Пласт	Насыщенный Пласт
Заводнение с первого года эксплуатации + ВГВ			
1	Заводнение с 1 года + ВГВ со 2 года	60,583	29,983
2	Заводнение с 1 года + ВГВ с 3 года	60,65	30,900
3	Заводнение с 1 года + ВГВ с 4 года	60,196	32,073
4	Заводнение с 1 года + ВГВ с 5 года	55,654	29,418
Заводнение со второго года эксплуатации + ВГВ			
5	Заводнение со 2 года+ ВГВ с 3 года	63,947	31,708
6	Заводнение со 2 года+ ВГВ с 4 года	64,107	33,591
7	Заводнение со 2 года + ВГВ с 5 года	63,608	34,927

Для насыщенной газом пластовой системы внедрение ВГВ на третий и четвертый год после заводнения, которому предшествовал режим истощения, накопленная добыча увеличивается незначительно на 0,6% (0,19 тыс.т) и 4% (2,07тыс.т.) соответственно (рисунок 1). Временной промежуток, характеризующий эффект применения ВГВ составляет 3-4 года.

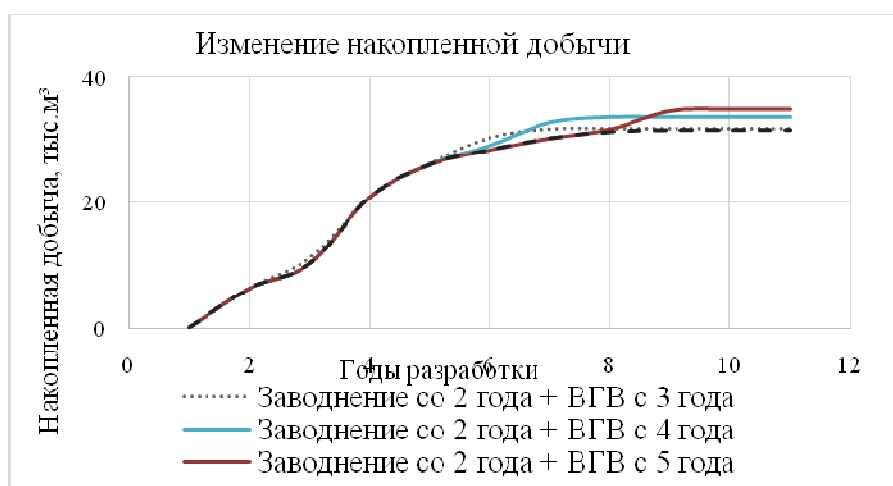


Рис.1 Изменение накопленной добычи нефти при применении ВГВ для насыщенного газом пласта

Применение водогазового воздействия для пласта с низким значением давления насыщения, характерным для большинства месторождений верхнеюрских отложений, показано на рисунке 2.

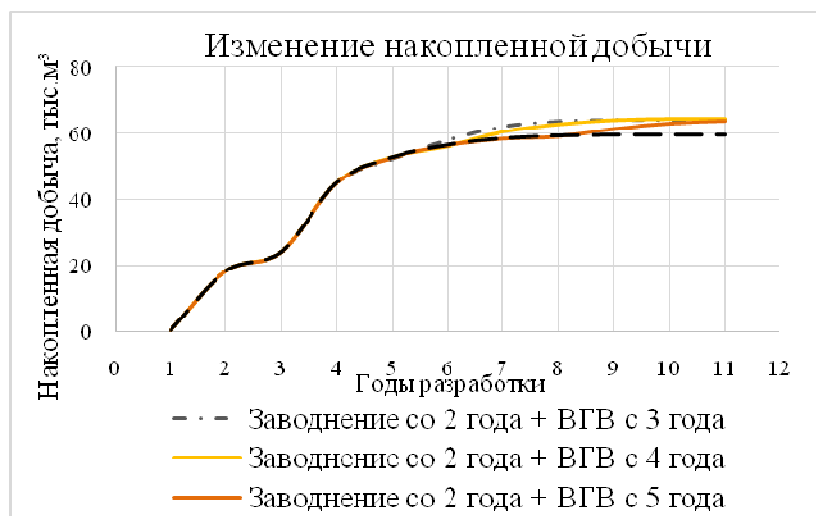


Рис. 2 Изменение накопленной добычи нефти при применении ВГВ для недонасыщенного газом пласта

По результатам моделирования, отмечено, что наилучшие показатели достигнуты при применении ВГВ на второй год после заводнения, максимальный прирост добычи флюида в данном случае составил 8,2 % (4,8 тыс.т).

Таким образом, на эффективность водогазового воздействия оказывает значительное влияние исходное состояние пластовой системы.

Для насыщенных газом коллекторов применение водогазового воздействия может оказаться неэффективным за счет быстрых прорывов газа. Однако эффект от ВГВ наблюдается в течении 3-4 лет и прирост накопленной добычи может составлять от 1-8% .В то же время для коллекторов с низким значением давления насыщения, к которым относятся большинство пластов верхнеюрских отложений, увеличение нефтеотдачи за счет ВГВ возможно в пределах 10% для условий верхнеюрских коллекторов по сравнению с обычным заводнением.

Список использованных источников

1. Исследование эффективности утилизации нефтяного газа закачкой в продуктивные пласты [Текст] / В.И. Васильев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 8. – С. 76-78.
2. Лозин, Е.В. Доразработка нефтяных месторождений с применением газовых технологий [Текст] / Е.В. Лозин, А.В. Шувалов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2008. – № 2. – С. 20-28.
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. – С. 638.
4. Синцов, И.А. Оценка эффективности применения закачки воды и газа с применением гидроразрыва пласта и горизонтальных скважин в нефтенасыщенных сланцах Западной Сибири [Текст] / И.А. Синцов, А.А. Александров // Технологии

нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 55-57.

5. Синцов, И.А. Анализ влияния интенсивности системы заводнения на нефтеотдачу верхнеюрских коллекторов [Текст] / И.А. Синцов, А.С. Евдокимова, И.А. Ковалев // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 11. – С. 58-61.

6. Синцов, И.А. Анализ применения водогазового воздействия (ВГВ) с учетом давления насыщения на примере Новогоднего месторождения [Текст] / И.А. Синцов, Н.С. Полякова // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: труды IX Международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2015. – С. 68-72.

УДК 622.276

ВЛИЯНИЕ АРОМАТИЧЕСКОГО УГЛЕВОДОРОДА НА РАСТВОРЕНИЕ АСПО АСФАЛЬТЕНОВОГО И ПАРАФИНОВОГО ТИПОВ

М.А. Рыцев

*(ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет»,
кафедра «РиЭНиГМ», студент 1-НТФ-3М)*

П.В. Склюев

*(ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет»,
кафедра «РиЭНиГМ», старший преподаватель, инженер 1-ой категории)*

Аннотация: В работе даны два типа асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) промыслового происхождения: асфальтеновый и парафиновый; приведен результат определения структурно-группового состава. С целью определения растворяющей способности растворителей были использованы толуол квалификации «ч.д.а.» и Нефрас С2 80/120. Показано, что увеличение содержания толуола в растворителе приводит к повышению эффективности разрабатываемого растворителя.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, состав АСПО, растворители АСПО, ароматические растворители, метод «корзинок».

UDC 622.276

INFLUENCE OF AROMATICS DISSOLUTION ASPHALTENE-RESIN- PARAFFIN DEPOSITS ASPHALTENE AND PARAFFIN TYPES

M.A. Rytsev

*(FSBEI HPE Samara State Technical University,
department "RiENiGM", student 1-NTF-3M)*

P.V. Sklyuev

*(FSBEI HPE Samara State Technical University,
department "RiENiGM", engineer, senior teacher)*

Annotation: In this paper are two types of asphaltene deposits (AFS) fishing Origin: asphaltene and paraffin; is a result of the determination of structural-group composition. In order to determine the solvent power of the solvent an aromatic hydrocarbon were used toluene qualification "analytically pure" and Nefras C2 80/120. It is shown that increase of content of toluene in the solvent increases the efficiency of the developed solvent.

Keywords: asphaltene deposition, the composition of paraffin, paraffin solvents, aromatic solvents, the method of "baskets".

Введение

Применение растворителей для удаления АСПО, вызывающих осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, является одним из основных методов борьбы с АСПО. Отсутствие универсального растворителя обусловлено различным составом отложений [1], поэтому поиск эффективных растворителей АСПО является актуальной задачей.

Целью данной работы является оценка влияния количества ароматического углеводорода в растворителе АСПО на растворение отложений асфальтенового и парафинового типов.

Основная часть

Объектами исследования являлись образцы АСПО, отобранные с внутренней поверхности технологических трубопроводов и оборудования насосной перекачивающей станции.

В ходе выполнения данной работы было определено содержание основных углеводородных компонентов: асфальтенов, смол, адсорбируемых силикагелем, и парафина. В таблице 1 приведен усредненный количественный состав компонентов, содержащихся в АСПО.

Таблица 1. Содержание основных углеводородных компонентов в пробах АСПО

Компонент АСПО	АСПО-1	АСПО-2	Ссылка на нормативный документ
Асфальтены	5,6	7,4	[4]
Силикагелевые смолы	4,0	7,0	[5]
Парафины	2,0	36,1	[5]

Существующая классификация АСПО характеризуется отношением парафинов к сумме смол и асфальтенов: асфальтеновые ($\Pi/(A+C) < 1$), смешанные ($\Pi/(A+C) \sim 1$) и парафиновые ($\Pi/(A+C) > 1$) [2, 3]. Согласно данной классификации, АСПО-1 относится к асфальтеновому типу отложений ($\Pi/(A+C) = 0,93$), АСПО-2 – к парафиновому типу ($\Pi/(A+C) = 2,51$).

Оценка эффективности растворителей в удалении АСПО проводилась по статическому методу «корзинок», основанного на растворении твердых отложений и оценке растворяющей способности растворителей АСПО [6].

Исходный образец АСПО тщательно перемешивали и набивали в цилиндрическую форму. Данный способ формирования образца АСПО позволяет избежать уплотнения структуры АСПО, в отличие от мануального формирования [7]. Пробу из цилиндрической формы выдавливали в предварительно взвешенную с точностью до 0,0001 г корзинку из металлической сетки с размером ячейки 1,5×1,5 мм, которую затем вновь взвешивали. По разности результатов взвешивания находили массу образца АСПО с точностью до 0,0001 г. Корзинку с навеской АСПО поме-

щали в плотно закрываемую термостатируемую ячейку, в которую предварительно наливали 100 см³ растворителя и выдерживали в статических условиях в течение 120 мин при температуре 23°C. Корзинку высушивали при комнатной температуре. По разнице веса корзинки с остатком и пустой корзинки определяли массу остатка АСПО в корзинке.

Оценка эффективности растворителя проводилась по потере массы отложений, % масс.:

$$\Pi = \frac{m_1 - m_2}{m_1} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где m_1 – масса исходного образца АСПО до растворения, г;

m_2 – масса нерастворившегося остатка АСПО в контейнере, г.

По данному методу был испытан ряд углеводородных растворителей с различным содержанием ароматического растворителя. Средние значения двух параллельных определений представлены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2. Результат определения растворяющей способности растворителей

Растворитель №	Содержание толуола, % об.	Потеря массы, %	
		АСПО-1	АСПО-2
1	100	53,0	19,4
2	80	41,0	21,7
3	60	35,2	19,8
4	50	31,2	18,3
5	40	29,1	14,7
6	20	26,1	14,1
7	0	22,7	13,2

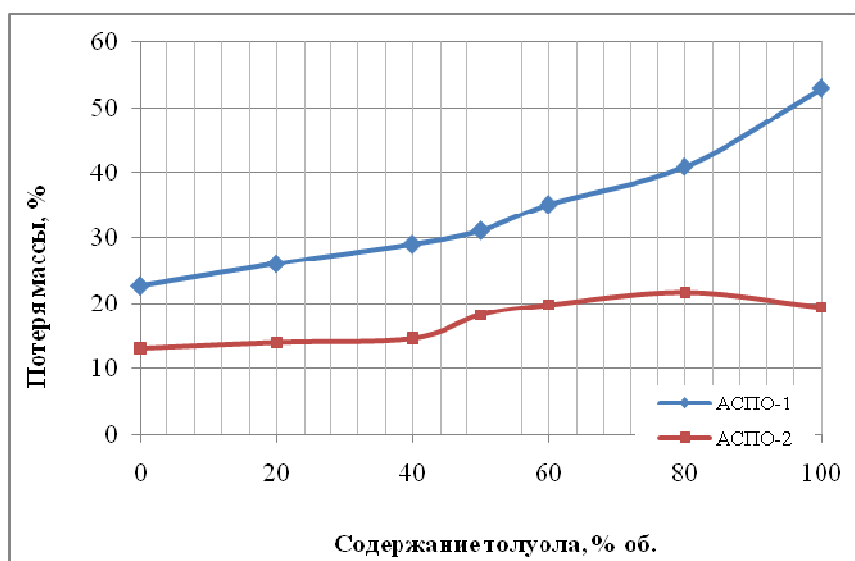


Рисунок 1. Эффективность растворения асфальтенового и парафинового АСПО в зависимости от содержания ароматического УВ в растворителе

Увеличение содержания ароматической составляющей в растворителе благоприятно сказывается на растворении АСПО обоих типов, причем потеря массы АСПО-1 (ароматического типа) изменяется более резко с увеличением толуола, что может быть объяснено соотношением асфальтены-смолы : парафины в данном отложении.

С целью определения оптимальных условий применения исследуемых УВ растворителей по отношению к АСПО растворитель, содержащий 20% толуола (№6 в табл.1) испытали при 40°C статическим методом корзинок. Увеличение температуры с 23°C до 40°C приводит к увеличению эффективности растворителя по отношению к АСПО-1 с 26,1% до 33,5%, АСПО-2 – с 14,1% до 21,8%, что объясняется размягчением тяжелых компонентов АСПО и снижением вязкости образцов при нагревании. Для АСПО-2 нагревание имеет большее значение вследствие более высокого содержания парафинов в образце.

Таким образом, эффективность растворителя №6 при 40°C не уступает эффективности растворителя №4 при 23°C по отношению к АСПО-1 и растворителям с более высоким содержанием толуола, испытанным при 23°C, по отношению к АСПО-2.

С целью подбора растворителя для эффективного удаления АСПО был определен состав отложений (табл. 1). В качестве растворителя АСПО была испытана смесь нефраса С2 80/120 и толуола с различным соотношением компонентов.

Список использованных источников

1. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011. – № 1 – с. 268–284.
2. Г.Г. Гилаев, С.И. Стрункин, И.Н. Пупченк, Исмагилов А.Ф., Козлов С.А. Техника и технология добычи нефти и газа ОАО «Самаранефтегаз». – Самара: изд-во «Нефть. Газ. Новации», 2014. – 528 с.
3. Ибрагимов Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: справочник / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1986. – 240 с.
4. ГОСТ 11858-66. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения асфальтенов.
5. ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина.
6. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с отложениями при добыче нефти. М: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2006. 295 с.: ил.
7. Герасимова Е.В., Ахметов Е.В., Десяткин А.А., Красильникова Ю.В. Лабораторная методика оценки эффективности растворителей асфальто-смолистых и парафиновых отложений. Нефтегазовое дело, 2010.

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ БАШКИРСКОЙ ЗАЛЕЖИ ОЗЕРНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.А. Садреева, А.А. Семченко

*(Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студентки 2 курса магистратуры)*

Аннотация: В настоящее время одним из направлений увеличения добычи нефти в Пермском Прикамье является вовлечение в разработку нефтяных залежей, приуроченных к низкопроницаемым карбонатным коллекторам. Особенностью их является наличие двойной пористости и проницаемости. Создание модели таких коллекторов требует внедрения программных интегрированных комплексов «Frac» Beicip Franlab, Geo-Quest Exlipse (Shlumberger) и Pan System. Однако внедрение этих комплексов затруднено из-за отсутствия технологии геолого-параметрического моделирования коллекторов с двойной пористостью и проницаемостью.

Ключевые слова: модель, трещиноватость, пористость, проницаемость, коэффициент охвата трещиноватостью, пластовые и забойные давления.

UDC 622.276

Annotation: Now one of the directions increase oil production in the Perm Prikamye is involvement in the development of oil deposits, which are confined to low-permeability carbonate collectors. Their feature is the presence of dual porosity and permeability. The creation of a model such collectors requires the introduction of the integrated program complexes Fraca (Beicip Franlab), Geo-Quest Exlipse (Shlumberger) и Pan System. However introduction of these complexes difficult due to the lack of technology geological and parametric modeling of collectors with dual porosity and permeability.

Keywords: model, fracture, porosity, permeability, coverage fracture factor, reservoir and bottomhole pressure.

В настоящее время на долю карбонатных коллекторов приходится более 60% мировых запасов нефти. Однако коэффициент извлечения нефти изменяется от 0.1 до 0.6 д.ед., в некоторых случаях до 1.0, что свидетельствует об отсутствии единого взгляда на проблемы их геологии и разработки, а, следовательно, об от-

сутствии методики их изучения. Поэтому в данной работе на примере Озерного месторождения представлена методика комплексного изучения низкопроницаемым карбонатных коллекторов. Целью данной работы являлось создание геолого-параметрической модели башкирской залежи. По результатам геофизических исследований скважин (ГИС) и лабораторных исследований керна построены карты распределения пористости (Кп), проницаемости (Кпр), нефтенасыщенности (Кн) (рис. 1, 2, 3) [1, 5, 7].

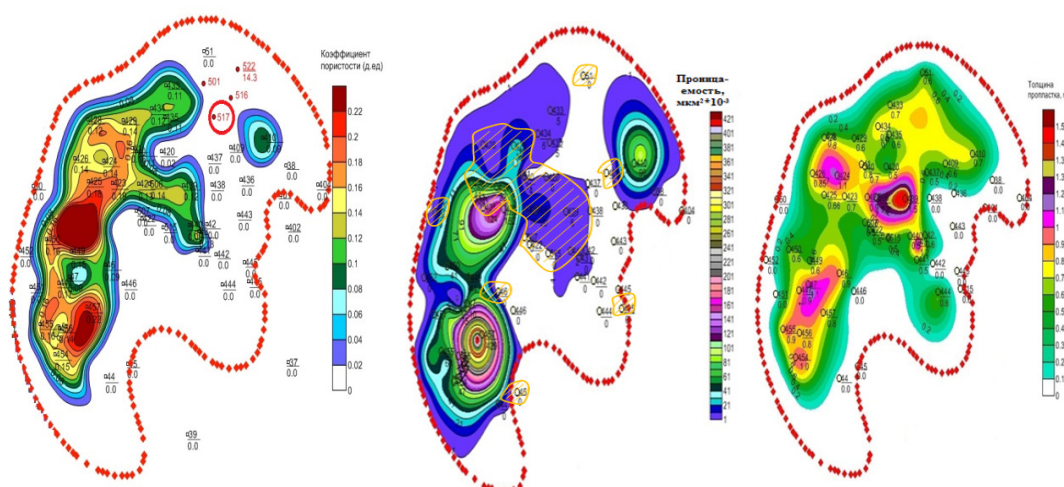


Рисунок 1. Карта пористости пласта Бш₂

Рисунок 2. Карта проницаемости пласта Бш₂

Рисунок 3. Карта эффективной нефтенасыщенной толщины пласта Бш₂

Анализ карт свидетельствует, что среднее значение западной части залежи составляет $K_p=0,15$ д.ед., $K_{pr}=84 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ и $K_n=0,71$ д.ед., в то время как восточной части эти параметры соответственно изменяются: $K_p=0,13$ д.ед, $K_{pr}=27 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, $K_n=0,68$ д.ед. Это свидетельствует о том, что залежь представлена различными литолого-фациальными зонами.

Установлены зависимости: общей, трещинной проницаемости и коэффициента продуктивности от изменения пластового давления, описываемые уравнениями [1, 2, 6, 7]:

$$K_{pr.об} = K_{pr.м} + K_{pr.тр} \cdot e^{3\beta_T(P_{пл} - P_{бок})} \quad (2)$$

$K_{pr.об}$ – коэффициент общей проницаемости, $[\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}]$,

$K_{пр.м}$ - коэффициент проницаемости матрицы, $[мкм^2 \cdot 10^{-3}]$,

$K_{пр.тр}$ - коэффициент проницаемости в трещинах, $[мкм^2 \cdot 10^{-3}]$,

β_t – коэффициент сжимаемости трещин, равный $0,29 \text{ МПа}^{-1}$,

$P_{пл}$ – пластовое давление, $[МПа]$,

$P_{бок}$ – минимальное боковое горное давление, $[МПа]$.

$$K_{пр.тр} = K_{пр.м} [e^{3\beta_t(P_{пл}-P_{бок})} - 1] \quad (3)$$

$$\eta = Q / (P_{пл} - P_3) \quad (4)$$

η - коэффициент продуктивности, $[м^3/\text{сут} \cdot МПа]$,

Q – дебит скважины $[м^3/\text{сут}]$,

$P_{пл}$ – пластовое давление $[МПа]$,

P_3 – забойное давление $[МПа]$.

Графический вид этих зависимостей представлен на рисунках 4 и 5 [4, 7].

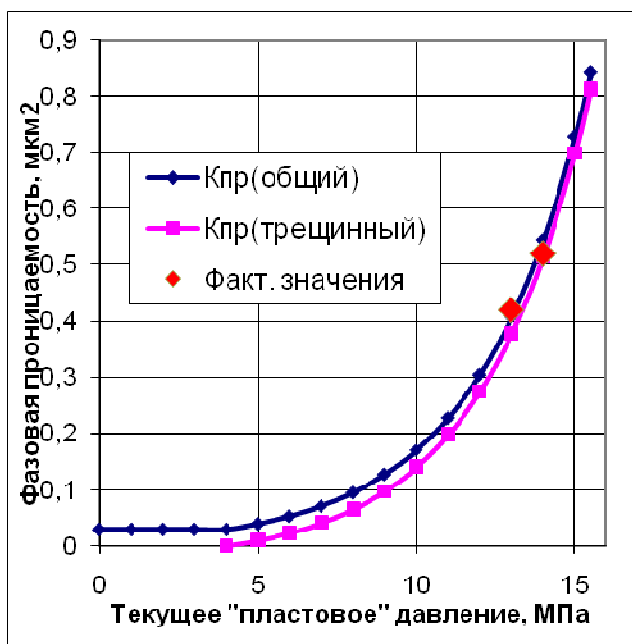


Рисунок. 4. Зависимость коэффициента проницаемости от изменения пластового давления (скв. 41, Озерное мест-е, пл. Бш)

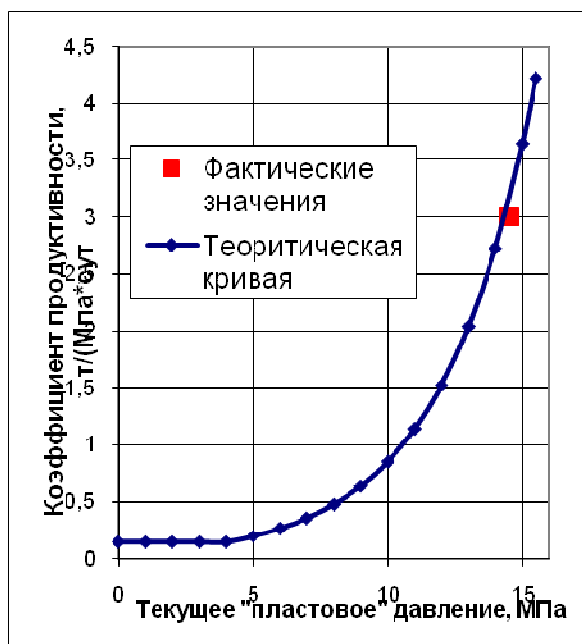


Рисунок. 5. Зависимость коэффициента продуктивности от изменения пластового давления (скв. 41, Озерное мест-е, пл. Бш)

Полученные результаты свидетельствуют (рисунок 4, 5) о наличие трещинно-кавернозно-порового коллектора. Аналогичные зависимости получены и для других скважин, что свидетельствует о возможности управления разработкой, как

конкретной скважины, так и залежи в целом.

Выполнен подсчет запасов нефти в поровом и в трещинном типе коллекторов [1, 3, 6, 7]. Изменение запасов в поровом типе коллектора с запасами нефти в трещинном типе составило соответственно по пластам Бш₁₋₃ – 5,2 %, 4,5 %, 5,9 %, в то время как трещинная проницаемость в общей проницаемости пластов достигает до 90%.

Геолого-параметрическая модель башкирских отложений Озерного месторождения представлена в таблице [1, 5, 6, 7].

Таблица. Геолого-параметрическая модель башкирских отложений
Озерного месторождения

Параметры	Ед. изм.	Озерное
Полное горное давление	МПа	36.4
Начальное пластовое давление	МПа	15.2
Давление насыщения	МПа	13.58
Минимальное боковое горное давление	МПа	4.0
Эффективная толщина	м	1.2
Коэфф. охвата трещиноватостью эффективной толщины	д. ед.	0.2
Густота микротрещин	м ⁻¹	20
Раскрытость микротрещин	мкм	87.7
Трещинная пористость	д. ед.	0.0123
Пористость поровой матрицы	д. ед.	0.15
Общая проницаемость	мкм ² · 10 ⁻³	0.33
Проницаемость поровой матрицы	мкм ² · 10 ⁻³	0.04
Трещинная проницаемость	мкм ² · 10 ⁻³	0.29
Коэфф. извлечения нефти из пор	д. ед.	0.279
Коэфф. извлечения нефти из трещин	д. ед.	1.0
Извлекаемые запасы нефти (в порах)	тыс. т	2438.9
Извлек. запасы нефти (в трещинах)	тыс. т	104.0
Доля трещинной проницаемости в общей проницаемости при начальном пластовом давлении	%	87

Доля запасов поровой/трещинной нефти в суммарных извлекаемых запасах	% / %	95.9 / 4.1

Видно (таблица), что коэффициент охвата трещиноватостью равен 0.2 д.ед., трещинная проницаемость при начальном пластовом давлении составляет $0,29 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ или $\sim 87 \%$ от общей проницаемости пор и трещин. Трещинная пористость $1,2 \%$ при пористости матрицы $\sim 15,0 \%$. Запасы трещинной нефти составляют $\sim 4,1 \%$ от общих извлекаемых запасов в порах и трещинах.

Таким образом, полученные результаты позволяют констатировать:

- наличие в башкирских карбонатных отложениях трещинно-кавернозно-порового типа коллекторов;
- впервые создана модель двойной пористости и проницаемости башкирских отложений;
- доля трещинной проницаемости составляет 87% от общей проницаемости;
- извлекаемые запасы нефти в трещинах составляют 4.1% от общих извлекаемых запасов.

Список использованных источников

1. Викторин Д.В., Е.В. Санникова, В.Н. Мезрин, Т.Г. Алтынцева, С.Е. Тереньева. Методика построения модели объемной сетки трещи (МОСТ) карбонатных и терригенных коллекторов и ее использование в практике проектирования и осуществления разработки нефтяных месторождений Пермской области, ЗАО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, 2001 г., 116 с.
2. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М.: Недра, 1986. 608 с.
3. Дорофеева Т.В. Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещиноватых коллекторов нефти и газа.- Л.: Недра, 1986. 224с.
4. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977. 186с.

5. Некрасов А.С. Геолого-геофизические исследования карбонатных коллекторов нефтяных месторождений / Перм. ун-т, Пермь, 2006 г., 422 с.
6. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1966. 316с.
7. Черницкий А.В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в трещиноватых карбонатных коллекторах. М.: ОАО РМНТК «Нефтеотдача», 2002. 254с.

UDC 622.276

**STATISTICAL METHODS POSSIBILITY OF INCREASING
THE TECHNOLOGICAL EFFICIENCY OF THE MULTI-STAGE
FRACTURING IN THE DEVELOPMENT
OF HORIZON AC-12-3 “PRIOBSKOE” FIELD**

K.F. Gabdrahmanova

(доцент, филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

J.Sh. Salavatova

(студент, филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

G.A. Khramov

(заместитель начальника цеха ЦДНГ-14,

ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

Annotation: The paper deals with statistical methods for analysis of geological and physical characteristics of the reservoir properties of the horizon AC-12-3, which help to shape it hard to recover reserves. On the basis of the analysis given rationale for the choice of the method TRIZ stimulation through the use of a single-stage hydraulic fracturing technology. On the basis of mathematical methods of statistical data processing of its commercial efficiency to quantitative selection criteria fracture parameters of its length, height and amount of proppant pumped into it. According to studies, after some time craft efficiency single-stage hydraulic fracturing has also begun to decline, which

required finding ways to improve it by introducing its multi-stage modification. Analysis of the results of its commercial testing yielded quantitative criteria optimization of multi-stage hydraulic fracturing based on informed choice as the length and scope of the cracks and their number that would achieve the planned recovery factor in the development of AC-12-3 horizon within the SRC and agreed to the terms of the Russian Federation.

Keywords: statistical methods, hard-to-recover reserves, field efficiency, single-stage hydraulic fracturing, quantitative criteria for multistage fracturing.

Unique “Priobskoe” part of a large-“Khulymskoye Priobskaya” zone of oil and gas, which is a broad band stretches from North to South in the central part of the West Siberian Plain.

According to geological studies -commercial, oil saturation thickness of the deposit has stratified character and represents the main productive horizon formation AC-12-3 “Cherkashinskoye” suite, whose power is increased (up to 16 - 18 m) to the crest of the field and decreases (up to 4 - 5 m) in its zone of the wing.

Fig. 1 shows the histograms of the effective oil-saturated reservoir capacity AC-12-3, which show that it is not more than 50% of the actual capacity.

Besides the formation of AC-12-3 it is characterized by relatively high ruggedness. Productive layer has a sufficiently low-to-gross ratio, the share of which is about 0.4 to 90% .

Ultimately, given reservoir properties of the formation AC-12-3 allows it to carry therein oil to the category of hardness, leading to their irregular development area of occurrence.

In accordance with the project specification mode is selected with the SRC calculation produce a single crack in the productive strata height (STR) to 0.8 - 0.9 NPL long Length of tube to 70 - 80 meters and disclosure (B) 3 - 5 mm.

Evaluation of the effectiveness of fishing EMG showed that it was about 50%.

Analysis of the results failed EMG showed that they are usually accompanied by low growth in debit and watering, compared to the original, although the selected wells were located in the zone of relatively high residual reserves [5, 6].

The study of the structural features of the field and their comparison with the direction of the faults underlying the foundation found that in the wing areas of sedimentary strata formed sections of stress.

The state of rock, accompanied by the formation of a natural fracture having a predominantly axial (along V-shape structure field) direction.

As a result, it was found that with increasing crack length increases the initial oil production rate and reduced water cut, which follows from the graphs shown in Fig. 1, 2.

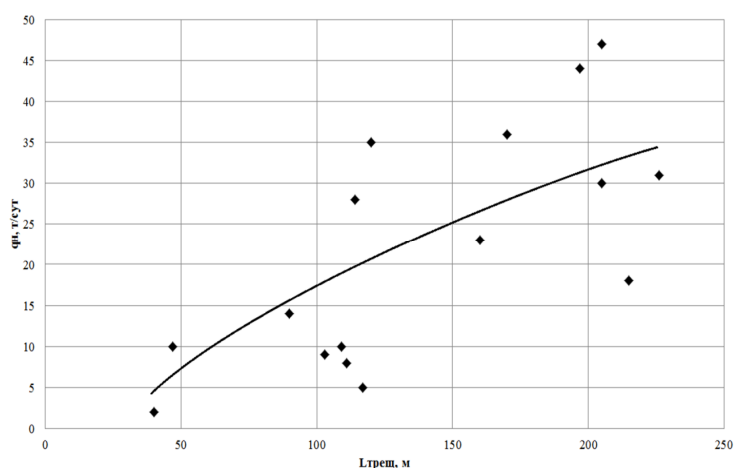


Fig.1 The dependence of the well production rate after one interval hydraulic fracturing of the crack length

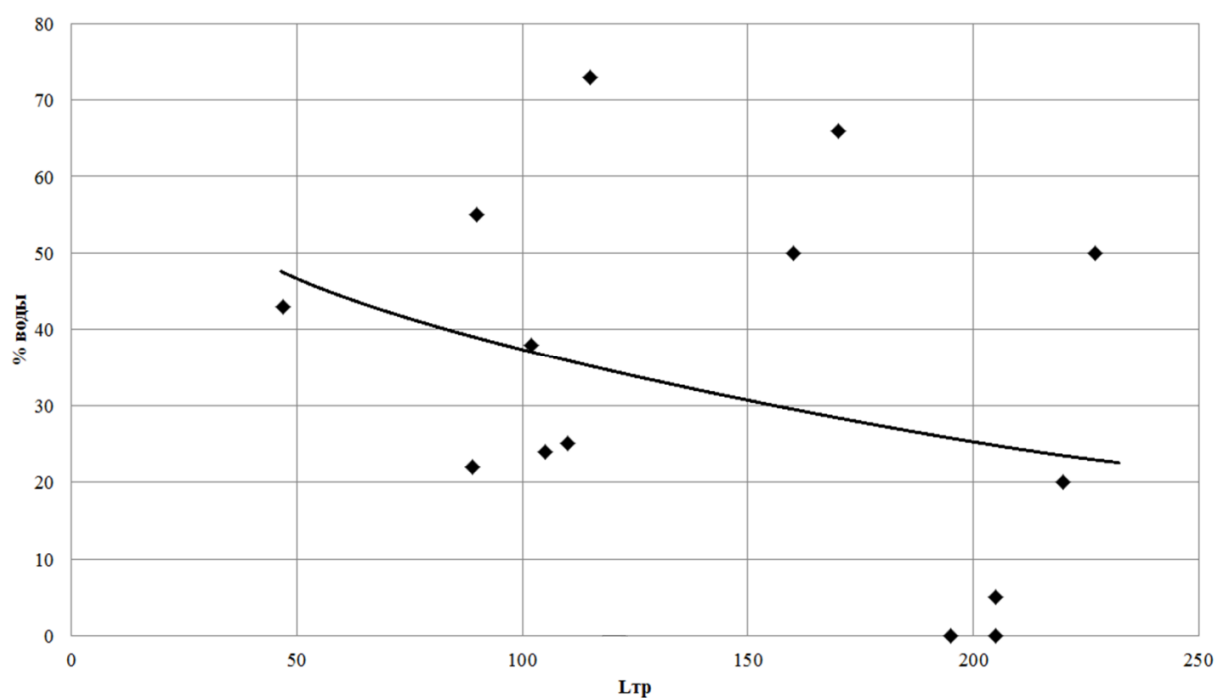


Fig.2 The dependence of the watering hole after single-stage from the hydraulic fracturing crack length

It was found that with increasing height of the crack on the effective capacity of the reservoir decreases oil production rate, and the water content; but on the contrary, it increases, as can be seen from the graphs shown in Fig. 3, 4. Such behavior is clearly associated with a decrease in the effective oil-saturated reservoir capacity as the development of reserves in the course of continuous operation.

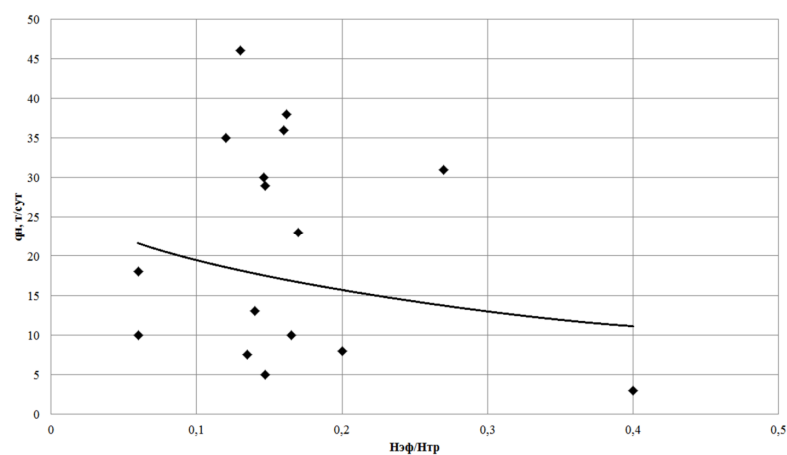


Fig.3 The dependence of the oil flow after the multi-stage fracturing of the ratio of the effective capacity of the reservoir to the height of the crack

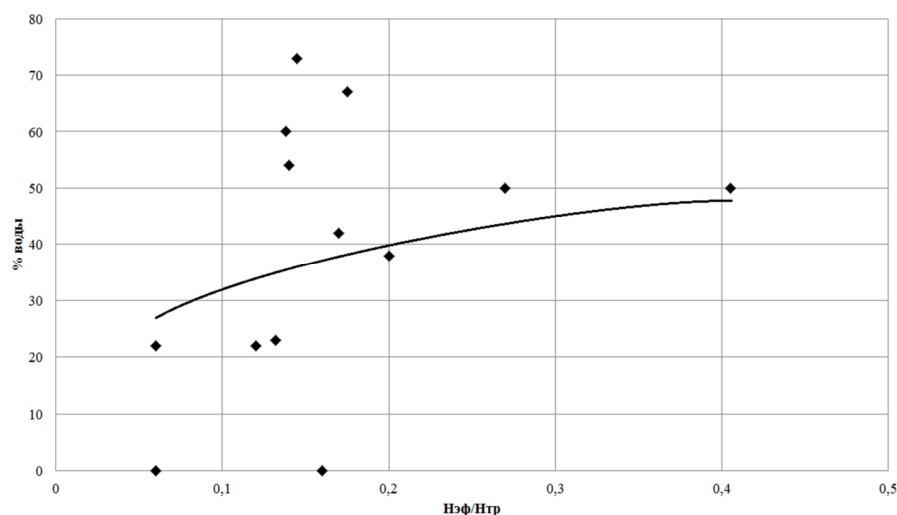


Fig.4 The dependence of the water content of the product after multi-stage fracturing of the ratio of the effective capacity of the reservoir to the height of the crack

By using the selection criteria derived from optimum parameters of a multi-stage hydraulic fracturing technology, we managed not only to stop the incipient decline in current production accumulated during the operation of the formation of AC-12-3, but also provide it to an increase in 2006 (see. Fig.5). However, after 2006, as can be seen from the graphs, there has been a decline in the next accumulated current production due to the inevitable decline in the efficiency of a single-stage hydraulic fracturing technology [9].

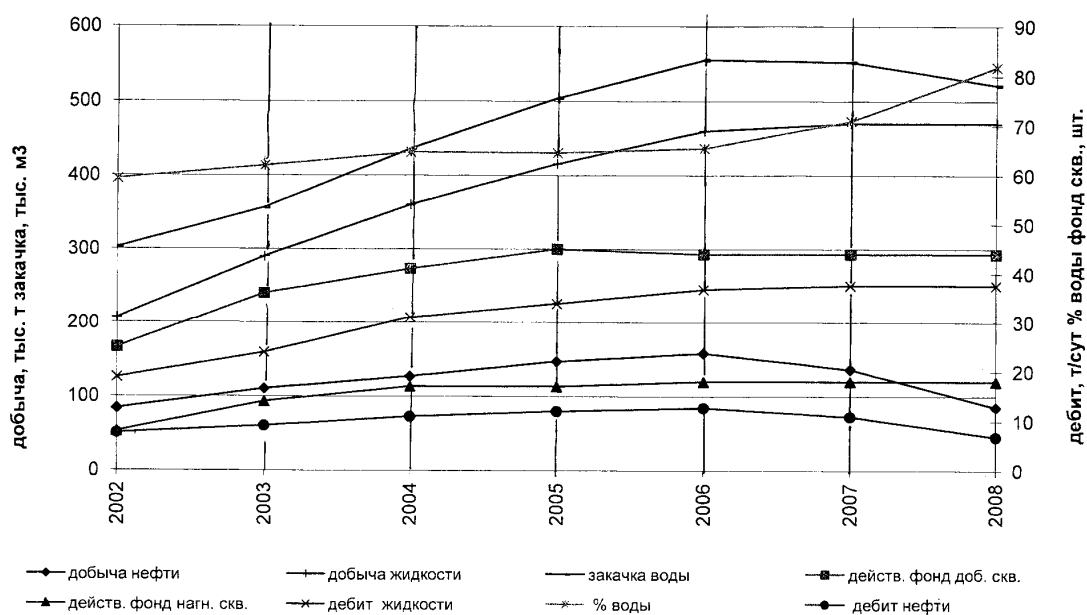


Fig.4

Dynamics of development AS12-3 formation from 2002 to 2008

Alternatively, single-stage hydraulic fracturing technology has been developed a multistage fracturing when the formation is being drilled and the horizontal shaft therein using special equipment technology to create multiple fractures in a certain spaced interval from each other [10].

From the dependency, it implies that the range of estimated production rates and selling are almost the same, indicating that quite perfect method of forecasting the effect of fishing on multi-stage hydraulic fracturing. [6]

A list of sources used

1. Bolsman T.A. Phase behavior of Alkyl Xylene sulfonate (oil) brine Systems.// 2-nd European Symposium EOR.- Paris.-1982.-P.215-227.
2. Fracturing / Educational-methodical unit № 1. Tomsk, 2002. - 35 p.
3. Gabdrahmanov N.H., Galiullin M.F. Galiullin T.S., Malets O.N., M.Y. Aschepkov The methods of enhanced oil recovery - the basis of rational development of oil field. // STJ Oilfield delo.A-2002.- № 5.-S.8-10.
4. Galiev R.G. Increased production of hard-to-hydrocarbon reserves. // Moscow- Cup -

AG-1997-S.22-34.

5. Gutorov Y.A., Gabdrakhmanova K.F., Larin P.A. Probability theory and mathematical statistics, examples and problems of development of oil fields. (Tutorial allowed UMO PAE on classical university and technical education), Ufa :, UGNTU, 2013, 134 p.
6. Gutorov Y.A., Shakurov A.F. The basic technology of hydraulic fracturing in oil and gas wells // Ufa, UGTNU, 2009. - 199 p.
7. Joe M. Mack. Larger flow rates after fracturing effectively in Russia / Methodology and procedure of calculation of the simulation characteristics of the inflow wells after fracturing / University of Houston, 2002 - 28.
8. Juntgen H., Teichmuller M., Zirndorf D. Eigenschaften Tektonischer Steinkohlen. // Brennstoffchemie.-1969.-Bd.50.-N 2.-P.54-62.
9. Maneel Braman. Hydraulic fracturing and its quality control / courses for the company "Sibneft". 2004 – 600.
10. Michael Economides Zhd. Advances in the development of deposits of Houston University, 2002. - 476 p.
11. Nur A. Dilatancy, pore fluids, and premonitory variations of V_p/V_s .// Bull. Seismol.Sos.Amer.- 1972, № 5.-P.1217-1222.
12. Proskurin V.A. Improving technology multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells / thesis for the account. Art. Ph.D. Spec. 25.00.17, Ufa, IPTER 2013.

УДК 622.276

ВИБРАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова

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

Аннотация: В статье проведен аналитический обзор применения вибросейсмического воздействия в нефтегазовой промышленности. Исследованы методы и конструктивные особенности существующих вибросейсмических устройств. Рассмотрен опыт варьирования частотой вибраций в аналогичных исследованиях в условиях других месторождений нефти.

Ключевые слова: вибрационные воздействия, нефтегазоотдача, дебит, вибрационные технологии.

UDC 622.276

VIBRATION EXPOSURE IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

K.T. Tyncherov, M.V. Selivanova

*(The Oktyabrsky City Department of FSBEI HPE Ufa
State Petroleum Technical University)*

Annotation: In the article an analytical review of the application of vibro-seismic impact in the oil and gas industry. The methods and design features available vibroseismic devices. The experience of varying the vibration frequency in similar studies in other oil fields.

Key words: vibration exposure, Neftegazodobycha, flow, vibration technology.

Идея применения вибрационных воздействий возникла на простых человеческих наблюдениях. Пытливые умы заметили, что землетрясения зачастую вызы-

вают изменения физико-химических свойств нефтей и газов в недрах Земли, дебитов и уровней жидкостей в скважинах, что в свою очередь, может приводить к возникновению трещин, которые создают новые пути для движения флюидов. После одного из сильных, землетрясений на месторождении Маун-тли-Вью в США уровень добычи нефти вырос на 100% и оставался таким довольно продолжительное время. Вероятно после этого ученые задались вопросом: можно ли улучшить нефтеотдачу искусственным сейсмическим воздействием?

Гипотеза использования свойств колебаний для повышения дебита впервые выдвинута О.Л. Кузнецовым, М.Л. Сургучевым и Э.М. Симкиным. Работы по вибрационному методу воздействия на нефтяные и газовые пласты были начаты в 1962 году советскими учеными О.Л. Кузнецовым и Э.М. Симкиным в институте нефти АН СССР. Затем, с 1993 года к ним присоединился профессор Д. Чилингер (Южно-Калифорнийский университет). Они были первыми в обосновании, проведении экспериментальных лабораторных и промысловых исследований, создании новых технологий вибрационного метода воздействия на нефтяные и газовые пласты.

Проблема повышения степени извлечения нефти и газа является актуальной задачей и на современном этапе ввиду значительного увеличения фонда неработающих эксплуатационных скважин.

Области применения вибраторных воздействий в нефтегазовой отрасли в последнее время значительно расширились. Это геологоразведка; бурение (строительство) скважин; вибровоздействие с целью кольматации пристволенной части пласта; вибровоздействие с целью управления процессом структурообразования тампонажного раствора; вибровоздействие с целью снижения вредного «зависания» в период ожидания затвердевания цемента в условиях скважины и др.

К вибрационному воздействию на залежь приступают после трех - шести месяцев фоновых измерений. При этом контролируются параметры сейсмического волнового поля на поверхности Земли и в скважинах. Начальной задачей является

повышение точности измерений дебита, температуры и других параметров, а также испытания на виброплатформах механизма нефтевытеснения.

Важно отметить, сложные физико-геологические строения залеж месторождений. Это залежи с низкой проницаемостью и неоднородностью коллекторов, низким пластовым давлением, проявлением капиллярных сил и т.д. Они препятствуют вытеснению нефти из части пор микрон неоднородной пористой среды. Существенное падение или прекращение отбора нефти из добывающих скважин в процессе эксплуатации, связано с накоплением загрязнителей на основных фильтрационных полях и ухудшением фильтрационных характеристик призабойных зон скважин. Актуальны также сложности обеспечения закачки воды при переводе скважин из фонда добывающих в нагнетательные.

Наиболее перспективным методом повышения нефтеотдачи пластов на сегодняшний день являются вибрационная технология, способная учитывать вышеперечисленные тенденции.

В зависимости от технологии и применяемых технических средств вибрационный метод может быть предназначен для решения таких задач как:

- увеличения нефтегазоотдачи из обводнённых малопродуктивных пластов;
- повышения продуктивности эксплуатационных и нагнетательных скважин,

в которых применение традиционных методов оказывалось технически невозможным или малоэффективным.

Известно, что остаточная нефть в пластах удерживается главным образом в трёх видах:

- нефть в виде рассеянных ганглий, зацементированных в породе;
- плёночная нефть на стенках капилляров и трещин;
- нефть в виде не вовлечённых в разработку нефтенасыщенных зон, обтекаемых вытесняющим агентом (водой) или запертых в тупиках контура нефтеносности [1,2].

Одним из немногих методов, существенно влияющих на все три вида оста-

точной нефти, является виброрейсмическое воздействие (ВСВ) [3].

Для успешного применения ВСВ желательно наличие следующих условий:

- высокая обводнённость пласта – не менее 65 %;

- величина $K_{zl} = \frac{Q_z}{Q_l} > 1$,

где Q_z – суммарный объём закачанной в пласт воды; Q_l – накопленный отбор жидкости.

Для повышения эффективности виброрейсмического воздействия желательно повышение давления нагнетания на примерно 1 МПа на все время ВСВ либо постоянно, либо циклически (например, на день повысить, на ночь вернуть обратно).

Для реализации процесса виброрейсмического воздействия по известным технологиям, необходимо прекращать добычу в воздействующей скважине. За год добыча нефти в результате виброрейсмического воздействия, как показывает практика, сделала положительный скачок в среднем на 60%. Продолжительность такого эффекта - от 6 до 18 месяцев. Увеличение охвата пласта по толщине произошло на 30-35% [3].

Подобную задачу можно решить путем синхронного воздействия на нефтяную залежь источником упругих колебаний и тепловым источником. При этом источник колебаний устанавливается на земной поверхности у устья нефтедобывающей скважины, а тепловой источник располагается внутри нагнетательной скважины. Тепловой источник должен быть с периодическим изменением во времени мощности. Вибрационное воздействие возбуждает непрерывные, заранее неограниченные во времени вынужденные упругие колебания. Это делают при постоянных в течение всего времени возбуждения частоте, амплитуде и начальной фазе вибрационной силы. Вибрационная сила изменяется по гармоническому закону в пределах упругих свойств среды.

В лаборатории «Волновая механика» (Омский государственный техниче-

ский университет) разработан мобильный низкочастотный вибромодуль СВ 100/20, в котором использовался принцип силового замыкания в системе «инерционная масса – грунт». Это сделано для создания усилия на среду. Данный модуль прошел промышленное испытание на одном из месторождений нефти в Оренбургской области [3].

По утверждению разработчиков подобные вибраторы достаточно надёжны, обладают большой мощностью и имеют частотный диапазон 10–100 Гц, при этом рабочий орган вибратора, создающий пульсирующий перепад давления, приводится в движение за счёт создания необходимого расхода и давления жидкости насосом на устье скважины. Вместе с тем, перспектива использования вибраторов подобного типа для ВСВ на нефтеносный пласт представляется ограниченной. Это обусловлено тем, что стабильность частоты у этого вибратора достаточно мала, в то время как для ВСВ допустимая погрешность частоты излучения на доминантной частоте пласта составляет не более 0,1 Гц при диапазоне доминантных частот 5–20 Гц.

Исходя из этого, задача выбора частоты погружных вибраторов, которая должна обеспечивать их работу на доминантной частоте пласта с низкой погрешностью является актуальной. Подбор частоты опытным путем приводит к большим затратам времени и сил. И, как правило, нецелесообразен.

Известно, что периодическое тепловое воздействие приводит к появлению периодически возникающих с той же частотой тепловых напряжений. Их наложение на периодические напряжения в породе с аналогичной частотой, возникающие за счет вибрационного воздействия, приводят к возникновению интерференции. Суть интерференции заключается в том, что пространственно, в одних точках нефтяной залежи амплитуды колебательных движений складываются, а в других точках - вычитаются.

Сложение амплитуд напряжений в одних точках нефтяной залежи приводит к изменению вязкости, подвижности нефти и ее адгезионной способности. Син-

хронное изменение частоты теплового и вибрационного воздействий с периодически постоянной разностью фаз приводит к перемещению максимумов амплитуд колебательных движений в объеме нефтяной залежи и созданию более активного воздействия на ее другие участки. В результате этого происходит более полное извлечение нефти из залежи.

Виброисточник лучше расположить на земной поверхности у устья добывающей скважины. Объяснение тому заключается в том что в этом случае наименьшее затухание упругих колебаний происходит в точке встречи с нефтяным пластом. Кроме того, расположение виброисточника на земной поверхности экономически наиболее выгодно, в отличие от размещения внутри добывающей скважины.

Если нефтедобывающая скважина, расположенная в центральной части залежи и имеющая отработанные скважины, образует укрупненный элемент, то отработанные скважины целесообразно использовать в качестве нагнетательных. Внутри них располагают тепловые источники. Тогда воздействие будет более полным, а извлечение нефти более активным.

В основе вибрационных технологий лежат разные способы передачи энергии от скважинных источников колебаний в продуктивный пласт по скважинной жидкости. Колебания в жидкости быстро затухают на расстоянии до 1 м от стенок скважины. Но этих колебаний вполне достаточно для эффективной очистки призабойной зоны скважины от грязи и кальматизирующих веществ. Одновременно под действием колебаний устраняется блокирующее влияние остаточных фаз газа, нефти и воды, инициируется фильтрация флюидов в низкопроницаемых зонах, повышается охват пласта по толщине и по простиранию. Эффективный охват продуктивного пласта по площади вокруг инициирующей скважины (источника колебаний) может достигать 12 км, а число скважин, охваченных воздействием колебаний, достигает 25-50 в зависимости от величины сетки скважин. Эффективность вибровоздействия обусловлена не только увеличением добычи, но также и сниже-

нием обводненности в добывающих скважинах на 20-35%.

Применение описанных методов и аналогичные испытания проводились также и в условиях Урусс-Тамакского месторождения. Вибраторы, разработанные д.т.н. Г.Н. Филиди (ООО «ЭРГИС») при участии студентов филиала УГНТУ в г. Октябрьском показали высокую эффективность вибросейсмики на залежи даже без теплового воздействия. При этом варьирование частотой виброисточника продемонстрировало неоднозначность влияния на последующие дебиты и обводненности нефтяных скважин.

В основу разработки теоретических аспектов управления вибровоздействием в масштабах месторождения были также положены расчеты с использованием нейропроцессорных элементов, работающих в базисе модулярных вычислений [4-5].

Список использованных источников

1. Сургучев, М.Л. Гидродинамическое, акустическое, тепловое циклические воздействия на нефтяные пласты [Текст] / М.Л. Сургучев, О.Л. Кузнецов, Э.М. Симкин. – М.: Недра, 1975. – 184 с.
2. Тынчеров, К.Т. Методика анализа скважинных вибраторов [Текст] / К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 199-209.
3. Бурьян, Ю.А. Вибросейсмическое воздействие на нефтегазовые пласты – технология XXI века [Электронный ресурс] / Ю.А. Бурьян, В.Н. Сорокин // Национальные приоритеты России. – 2009. – № 1 (1). – Режим доступа: http://omskmark.moy.su/publ/national_priorities_of_russia/technologies_and_innovations/2009_burjan_ju_a_sorokin_v_n_vibroseymsicheskoe_vozdejstvie/41-1-0-311#top.
4. Тынчеров, К.Т. О целесообразности реализации нейросетевых вычислений в базисе непозиционной системы счисления в вычетах [Текст] / К.Т. Тынчеров //

Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 2. – С. 34-37.

5. Применение модулярного кодирования информации для синтеза высокоскоростных цифровых фильтров [Текст] / Н.И. Червяков, А.В. Велигоша, К.Т. Тынчеров, С.А. Великих // Кибернетика и системный анализ. – 1998. – № 2. – С. 116-124.

6. Тынчеров, К.Т. Модулярный мультинейропроцессор для АСУТП нефтегазового комплекса [Электронный ресурс] / К.Т. Тынчеров // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» – 2011. – № 6. – С. 18–23. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

УДК 51:622.276

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.Я. Федорова

*(«Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа,
магистрант)*

Аннотация: В статье приведен способ оценки вероятности открытия месторождения на перспективной структуре до бурения. Вероятность открытия определяется, как произведение следующих независимых геологических факторов (резервуар, ловушка, углеводородная зарядка и сохранность). Рассчитывается с использованием подходящего программного обеспечения, применяющего стохастические методы, включая метод Монте-Карло.

Ключевые слова: подсчет запасов, оценка рисков, вероятность распределения запасов, метод Монте-Карло.

FEATURES OF APPLICATION OF MATHEMATICAL METHODS IN EVALUATION OF HYDROCARBON RESERVES

A.Ya. Fedorova

(«Ufa State Petroleum Technological University», Ufa. Undergraduate)

Annotation: The article presents a method for evaluating the probability of opening of Deposit on a prospective structure before drilling. The probability of discovery is defined as the product of the following independent geological risk (reservoir, trap, hydrocarbon charge and preservation). Is calculated using appropriate software applying stochastic methods (e.g. Monte Carlo method).

Keywords: reserves estimation, risk assessment, probability distribution of inventory, the Monte Carlo method.

Современные методы исследований земной коры позволяют получать значительный объем геологической и геофизической информации. Учитывая сложность и неоднородность геологической структуры, наличие аномалий, применение различных методов геофизических исследований приводит к получению массивов разнородной потоковой информации. Составление достоверных карт геологических структур, вариационных кривых, форм залегания горизонтов требуют грамотного использования топологических и геометрических подходов [2,3]. Обработка накопленной информации с использованием детерминированного подхода, с учетом причинно-следственных связей и с использованием классического математического аппарата (дифференциального и интегрального исчисления функций одной и нескольких переменных, систем дифференциальных уравнений и т.д.), не всегда позволяет получить необходимый результат из-за нарушения однородности и непрерывности процесса [4,5,6,7]. Использование методов теории поля также не всегда дает удовлетворительный результат из-за отсутствия достоверной информации о состоянии геологической

структуры [8,9]. Имеются сложности и при использовании массивов векторных полей [1]. Таким образом, математическая обработка больших массивов информации в условиях неопределенности приводит к риску получения недостоверных результатов и необходимости оценки этих рисков.

Цель оценки рисков в геологоразведочных работах на нефть и газ – оценить вероятность открытия месторождения на закартированной перспективной структуре до бурения. Оценка рисков играет важную роль в геологоразведочных работах на нефть и газ не только на уровне перспективной структуры, но также на уровне нефтегазоносного направления. Вероятность открытия - это значение, которое используется при расчетах экономической значимости структуры, а также как важный фактор при оценке прогнозных ресурсов нефтегазоносного направления в изучаемой области.

При геологоразведочных работах на нефть и газ на перспективных структурах мы имеем дело со значительной степенью неопределенности. Опыт показывает, что в среднем 6 из 10 пробуренных геологических структур оказываются «сухими». Кроме того, даже в хорошо изученных бассейнах, где найдены углеводороды, только 50% этих открытий будут разрабатываться как нефтяные и газовые месторождения.

Оценка геологических рисков требует определения геологических факторов, являющихся решающими для открытия извлекаемого количества углеводородов на закартированной перспективной структуре.

Это правило используется, когда мы оцениваем вероятность открытия на закартированной перспективной структуре. В данном случае, это произведение нескольких независимых геологических факторов (резервуар, ловушка, углеводородная зарядка и сохранность). Все они должны присутствовать одновременно для того, чтобы открытие случилось.

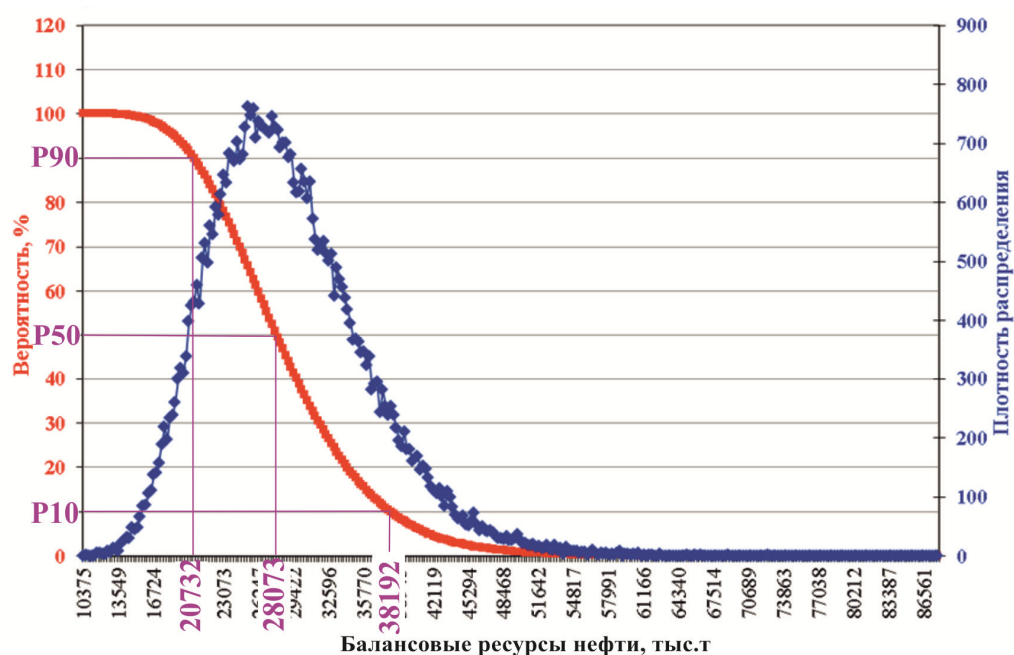
Значение вероятности открытия рассчитывается для каждой структуры отдельно.

Перспективная структура идентифицируется и картируется на основе геофизических и геологических данных. Ресурсный потенциал перспективной структуры для случая успеха рассчитывается с использованием подходящего программного обеспечения, применяющего стохастические методы (например, метод Монте-Карло) и некоторые другие методы расчетов[10,11].

Таким образом, вместо детерминированной оценки извлекаемых запасов, предложено статистическое моделирование методом Монте-Карло.

По гистограмме плотности нетрудно рассчитать вероятность распределения запасов. Данные для параметров, заданных интервалом, вычисляются генератором случайных чисел. Для каждого расчетного параметра на основе анализа имеющихся потоковых априорных данных, задаются возможные пределы изменения значений, тип статистического распределения и значения его параметров. Случайные величины разных интервалов рассчитываются так, чтобы быть практически независимым. [12]

Из гистограммы можно сделать вывод, что наиболее вероятное событие (в данном случае – геологические ресурсы) соответствует ~ 10375тыс.тнефти. С вероятностью 90 % ресурсы составят ~ 20732 тыс.т нефти, при вероятности 50 % ~ 28073 тыс.т нефти, и при 10 % ресурсы составят ~ 38192 тыс.т нефти.



Список использованных источников

1. Учебно-методический комплекс дисциплины "Математика": учебно-методический комплекс / Т. Р. Акмадиева [и др.] ; ред. Р. Н. Бахтизин, - Уфа : Изд-во УГНТУ. Раздел 1: Линейная и векторная алгебра : контрольно-измерительные материалы. - 2007. - 175 с.
2. Учебно-методический комплекс дисциплины "Математика": учебно-методический комплекс / Т. Р. Акмадиева [и др.] ; ред. Р. Н. Бахтизин, - Уфа : Изд-во УГНТУ. Раздел 2 : Аналитическая геометрия : теорет. основы: метод. указ. для студентов: материалы для самостоят. работы студентов. - 2007. - 113 с.
3. Учебно-методический комплекс дисциплины "Математика": учебно-методический комплекс / Т. Р. Акмадиева [и др.] ; ред. Р. Н. Бахтизин, - Уфа : Изд-во УГНТУ. Раздел 2: Аналитическая геометрия: контрольно-измерительные материалы. - 2007. - 160 с.
4. Учебно-методический комплекс дисциплины "Математика" учебно-методический комплекс / Т. Р. Акмадиева [и др.] ; ред. Р. Н. Бахтизин, - Уфа : Изд-во УГНТУ. Раздел 3: Введение в математический анализ : теоретические ос-

новы: метод. указания для студентов: материалы для самостоятельной работы студентов. - 2007. - 140 с.

5. Учебно-методический комплекс дисциплины "Математика" -методический комплекс / Т. Р. Акмадиева [и др.] ; ред. Р. Н. Бахтизин , - Уфа : Изд-во УГНТУ. Раздел 5: Дифференциальное исчисление функции нескольких переменных : контрольно-измерительные материалы. - 2007. - 159 с.

6. Учебно-методический комплекс дисциплины "Математика" учебно-методический комплекс / Т. Р. Акмадиева [и др.] ; ред. Р. Н. Бахтизин, - Уфа: Изд-во УГНТУ. Раздел 7: Интегральное исчисление функции нескольких переменных : теоретические основы: метод. указания для студентов: материалы для самостоятельной работы студентов. - 2007. - 160 с.

7. Учебно-методический комплекс дисциплины "Математика" учебно-методический комплекс / Т. Р. Акмадиева [и др.] ; ред. Р. Н. Бахтизин,- Уфа : Изд-во УГНТУ. Раздел 9: Дифференциальные уравнения : контрольно-измерительные материалы. - 2008. - 278 с.

8. Учебно-методический комплекс дисциплины "Математика" учебно-методический комплекс / Т. Р. Акмадиева [и др.] ; ред. Р. Н. Бахтизин, Уфа : Изд-во УГНТУ. Раздел 8: Элементы теории поля : теоретические основы: метод. указания для студентов: материалы для самостоятельной работы студентов. - 2007. - 69 с.

9. Учебно-методический комплекс дисциплины "Математика" учебно-методический комплекс / Т. Р. Акмадиева [и др.] ; ред. Р. Н. Бахтизин, Уфа: Изд-во УГНТУ. Раздел 8: Элементы теории поля : теоретические основы: контрольно-измерительные материалы - 2007. - 175 с.

10. Учебно-методический комплекс дисциплины "Математика" учебно-методический комплекс / Р. Р. Абзалимов [и др.] ; ред. Р. Н. Бахтизин, - Уфа: Изд-во УГНТУ. Раздел 13: Теория вероятностей: теоретические основы; метод. указания для студентов; материалы для самостоятельной работы студентов. - 2009. -

221 с.

11. Учебно-методический комплекс дисциплины "Математика" учебно-методический комплекс / Р. Р. Абзалимов [и др.] ; ред. Р. Н. Бахтизин, Уфа: Изд-во УГНТУ. Раздел 13: Теория вероятностей: контрольно-измерительные материалы. - 2008. - 121 с.

12. Мухаметзянов, И.З. Методические особенности применения стохастических показателей при анализе потоковых данных природных или технических процессов и объектов / И. З Мухаметзянов, Р. А. Майский, М. Н. Янтудин // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журнал. - 2015. - № 5. - С. 446-492.

УДК 622.276

**ВЛИЯНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ТУРНЕЙСКОГО
ЯРУСА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ**

А.В. Чибисов, А.П. Чижов, Е.Р. Ефимов

(Государственное автономное научное учреждение "Институт нефтегазовых технологий и новых материалов Республики Башкортостан")

Аннотация: В статье рассмотрены особенности геологического строения залежей нефти в регионально-нефтегазоносных карбонатных отложениях Урало-Поволжья. На примере Ново-Елховского месторождения рассмотрены проблемы низкой эффективности применяемой системы разработки.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, залежь, пласт, ярус.

**THE INFLUENCE OF FEATURES OF GEOLOGICAL STRUCTURE OF OIL
IN CARBONATE RESERVOIRS TOURNAISIAN STAGE ON THE
EFFICIENCY OF EXTRACTION OF OIL RESERVES**

A.V. Chibisov, A.P. Chizhov, E.R. Efimov

*(Institute of Oil and Gas Technologies and New Materials State Autonomous Scientific
Department of Republic Bashkortostan Academy of Sciences)*

Annotation: The article describes the features of the geological structure of oil deposits in the regional oil and gas bearing-carbonate sediments of the Ural-Volga region. On the example of the New Elkhovskoye field are considered the problems of low efficiency of the applied development system.

Keywords: carbonate reservoir, deposit, bed, stage.

Изучение геологического строения и накопленный опыт разработки залежей нефти в регионально-нефтегазоносных карбонатных отложениях турнейского яруса Волго-Уральской НГП показывают, что они обладают рядом специфических особенностей. Часть этих особенностей продолжает недооцениваться при проектировании системы разработки, вследствие чего нередко случаются осложнения, препятствующие достижению потенциально возможных отборов нефти [1,2].

Карбонатные породы турнейского яруса обладают довольно высокой степенью неоднородности и сложены чередующимися проницаемыми и непроницаемыми породами, не выдержанными по площади и разрезу, в результате чего не имеют пластового характера. Залежи характеризуются высокой сложностью геологических условий разработки: высокой зональной и послойной макро- и микро-неоднородностью пласта, повышенной трещиноватостью коллектора, наличием водонефтяных зон, повышенной вязкостью нефти [1].

Среди карбонатных пород описываемой толщи наиболее распространены органогенно-обломочные известняки (Ромашкинское, Знаменское и др.), среди ко-

торых выделяются 5 по структурным и вещественным признакам типов, отличающиеся между собой по фильтрационно-емкостным свойствам [3, 6-8]. По структурным и вещественным признакам выделены следующие типы известняков: сгустково-детритовый; фораминиферово-сгустковый, пористый; фораминиферово-сгустковый с базальным кальцитовым цементом; шламово-водорослевый; доломиты и доломитизированные известняки.

Послойная неоднородность, связанная с наличием в разрезах пластов-коллекторов прослоев разной проницаемости, обуславливает изначальную неравномерность выработки запасов по толщине, и способствует высокому темпу обводнения добываемой жидкости скважин в процессе их разработки. Зональная неоднородность обуславливает неравномерность выработки запасов нефти по площадям залежей и образование зон преимущественного движения фильтрующейся жидкости. В процессе разработки, как правило, возникает наложение влияния этих факторов, к которым добавляется такой неотъемлемый для карбонатного коллектора фактор, как трещиноватость. Таким образом, представляется довольно сложная система факторов, в сумме обуславливающих неравномерность выработки запасов нефти в карбонатных коллекторах [4, 8].

Ориентация трещин и положение зон интенсивной трещиноватости имеют большое практическое значение для разработки карбонатных коллекторов. Однако, этой важной особенности карбонатов не всегда уделяется достаточное внимание при проектировании системы разработки, что приводит к снижению темпов отбора нефти и не достижению проектных показателей нефтеотдачи.

Благодаря изучению карбонатных коллекторов геолого-промысловыми методами в процессе разработки нефтяных залежей позволило В. Д. Викторину [5] и ряду других исследователей сделать вывод о том, что на самом деле высокопористые карбонатные породы более трещиноваты, чем низкопористые, но проявление эффекта трещиноватости сильнее в низкопористых породах. Трещиноватость, генетически связанная с геолого-тектонической историей развития карбонатных мас-

сивов, степень раскрытости трещин, и соответственно проницаемость, в значительной мере зависит от изменения пластового давления [7].

Из теории разработки известно, что при отборе жидкости из продуктивного пласта образуется так называемая воронка депрессии, т. е. снижение давления в прискважинной зоне пласта-коллектора. С течением времени при длительном отборе жидкости размеры воронки депрессии увеличиваются, т. е. снижение пластового давления происходит и в удаленной от скважины части пласта коллектора.

Фильтрация жидкости в коллекторах нефти и газа трещинно-порового типа, может идти по трещинам и по порам блоков, или же только по трещинам. При снижении пластового давления происходит уменьшение раскрытости трещин и соответственно трещинной проницаемости. Более того, по данным М. К. Калинко, А. Т. Горбунова и др. снижение трещинной проницаемости иногда носят необратимый характер и при последующем повышении давления до уровня пластового не приводит к восстановлению первоначальной проницаемости. С другой стороны превышение забойного давления над пластовым ведет к дальнейшему раскрытию существующих и созданию новых трещин. Зарубежные авторы М. Палсентрал, Х. Х. Феррел рекомендуют вести закачку при давлениях на забое, приводящих к образованию в продуктивном пласте трещин протяженностью не более 60 м.

В связи с приведенными материалами модель процесса нефтеизвлечения из продуктивных отложений турнейского яруса Ново-Елховского месторождения может выглядеть следующим образом. Со стороны добывающих скважин повышенный отбор жидкости приводит к снижению пластового давления. Снижение давления приводит к уменьшению раскрытости существующих трещин и соответственно к снижению абсолютной проницаемости как в прискважинной, так и в удаленной зоне пласта. Снижение проницаемости ведет к снижению продуктивности и соответственно дебитов добывающих скважин. Таким образом, по залежам турнейского яруса Ново-Елховского месторождения отмечается достаточно высокий процент низкодебитных скважин. Значительная часть скважин характеризует-

ся высокой обводненностью продукции (более 70%). 19% скважин от общего фонда работают на грани рентабельности с дебитом нефти от 0,1 до 1,0 т/сут и обводненностью более 90%. В целом по объекту отмечается низкая эффективность применяемой системы ППД. Анализ динамики пластового давления показывает, что по мере увеличения годовых отборов жидкости, несмотря на ежегодное наращивание объемов нагнетания, наблюдается снижение средних показателей пластового давления. Объемы закачиваемой воды по наиболее крупным по запасам залежам намного превосходят отборы жидкости. Показатели текущей компенсации отборов закачкой достигают 170-190 % (текущие показатели), накопленной около 150 % при невысоких темпах обводнения добывающего фонда, что указывает на уход части закачиваемых вод в водоносную часть продуктивных пластов.

Снижение пластового давления по отдельным участкам турнейских залежей (вследствие недостаточной эффективности работы системы ППД или полного отсутствия положительного влияния закачки воды) в целом негативно сказывается на общей динамике энергетического состояния [3]. Нагнетание воды в продуктивный пласт позволяет повысить пластовое давление в прискважинных зонах пласта. В свою очередь повышение пластового давления ведет к раскрытию существующих и созданию новых трещин, которые при дальнейшем распространении вскрывают вертикальную или субвертикальную систему трещин, по которым большая доля закачиваемых вод уходит в нижележащую водоносную часть продуктивного пласта (нижнетурнейский надгоризонт). Об уходах значительного объема нагнетаемых вод в нижележащие пласты свидетельствуют аномально высокие уровни компенсации отборов жидкости закачкой воды по участкам нагнетания. Однако интенсивность вытеснения нефти к забоям добывающих скважин не соответствует уровням компенсации, что может быть связано со смыканием трещин плотных пропластков в призабойных зонах добывающих скважин, находящихся в основании верхнетурнейского надгоризонта. В таких условиях, уход закачиваемых вод будет происходить до тех пор, пока не будет создан так называемый гидравличе-

ский «упор». После этого фильтрация воды начнется по порам блоков матрицы. Нефтевытеснение по пористой матрице происходит достаточно медленно, и продуктивность добывающих скважин характеризуется низкими значениями.

Основная часть запасов остается не вовлеченной в процесс разработки по следующим причинам: низкая степень вскрытия, в среднем не более 0,5 продуктивной части пласта (что значительно уменьшает извлекаемые запасы); низкая эффективность системы заводнения, обусловленная повышенной трещиноватостью карбонатных пород, а также зональной и послойной неоднородностью; ограниченные возможности работ по повышению продуктивности скважин в водонефтяных зонах пласта.

Список использованных источников

1. Нугайбеков, Р.А. Оценка эффективности системы заводнения на залежах нефти в карбонатных коллекторах Ново-Елховского месторождения / Р.А. Нугайбеков, Р.И. Шафигуллин, О.В. Каптелинин, Ю.А. Котенев, А.В. Чибисов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Уфа. 2011. №3. С. 5-12.
2. Котенев, Ю.А. Состояние и перспективы разработки карбонатных отложений ново-елховского месторождения / Ю.А. Котенев, В.Е. Андрев, А.Г. Нугайбеков, А.В. Чибисов // Нефтепромысловое дело. 2005. № 2. С. 13-17.
3. Котенев, Ю.А. К вопросу о распределении остаточной нефти в пустотах гидрофильных и гидрофобных коллекторов месторождений на поздней стадии разработки / Ю.А. Котенев, А.В. Чибисов, Д.А. Ганеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. № 3 (93). С. 5-10.
4. Чибисов, А.В. Перспективы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти карбонатных пластов с применением нестационарного заводнения / А.В. Чибисов, А.П. Чижов, Н.Н. Архипова, Е.В. Кагарманова // Сборник материалов Международной научно-практической конференции "Инновационные технологии в нефтегазовом комплексе". Уфа. 2014. С. 166-171.

5. Викторин, В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. М.: Недра, 1988. -150с.
6. Мухаметшин, В.Ш. Комплексное геолого-технологическое обоснование повышения эффективности разработки сложнопостроенных, низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [Текст]: автореф. дис. ... докт. геол.-минер. наук: 25.00.12 / Мухаметшин Вячеслав Шарифуллович. – М.: ВНИИнефть, 1992. – 48 с.
7. Котенев, Ю.А. Повышение эффективности эксплуатации залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти [Текст] / Ю.А. Котенев, Р. А. Нугайбеков, О.В. Каптелинин. – М.: Недра, 2004. – 236 с.
8. Султанов, Ш.Х. Геолого-промысловый анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи [Текст]: учебн. пособие / Ш.Х. Султанов, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев, Ю.Н. Ягафаров, В.Г. Щербинин. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 1998. – 146 с.

УДК 622.276

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И ПЕРФОРАЦИИ ПЛАСТОВ НА ДЕПРЕССИИ

А.В. Шумилов, А.Д. Савич

*(ПАО «Пермнефтегеофизика», г. Пермь,
Пермский государственный национальный
исследовательский университет, г. Пермь)*

Е. М. Томилина

*(Пермский государственный национальный
исследовательский университет, г. Пермь)*

И.А. Черных

(ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»)

Аннотация: В настоящее время большинство геофизических технологий, приме-

няемых в Пермском крае для исследования горизонтальных скважин, являются импортозамещающими. В данной статье рассмотрены несколько модификаций ТК ЛАТЕРАЛЬ, которые были разработаны совместными усилиями Пермского государственного университета и ПАО «Пермнефтегеофизика» и образуют целое семейство технологических комплексов для исследования горизонтальных стволов нефтегазовых скважин, составленных из стандартных узлов и элементов отечественного производства.

Ключевые слова: ТК ЛАТЕРАЛЬ, горизонтальные скважины, депрессия, метод свабирования, перфорация.

Совместными усилиями Пермского государственного университета и ПАО «Пермнефтегеофизика» создано семейство импортозамещающих технологических комплексов (ТК) ЛАТЕРАЛЬ для исследования горизонтальных стволов нефтегазовых скважин без применения зарубежных технологий доставки геофизической аппаратуры к забоям (трактор, колтюбинг, TLC и так далее) [1,2,3,4]. Это следующие модификации:

- ТК ЛАТЕРАЛЬ-2005 для исследования бурящихся и эксплуатационных горизонтальных скважин полным комплексом методов ГИС;

- ТК ЛАТЕРАЛЬ-2006 для исследования бурящихся и эксплуатационных горизонтальных скважин после выполнения многозонного гидравлического разрыва пласта (МГРП);

- ТК ЛАТЕРАЛЬ-2007 для исследования эксплуатационных горизонтальных скважин при избыточных давлениях на устье. Конструкция данного технологического комплекса предусматривает использование оборудования герметизации устья для исследований скважин при их освоении компрессором, в том числе при наличии избыточных устьевых давлений;

- ТК ЛАТЕРАЛЬ-2012 для исследования бурящихся горизонтальных скважин полным комплексом методов ГИС на бурильных трубах в on line режиме. Ос-

новой данного технологического комплекса является комплект оборудования кабельной связи (КОКС) для исследований в сложных условиях проведения ГИС и в скважинах с большой глубиной (ТЛС является зарубежным аналогом КОКС).

Нами разработаны и применяются на производстве также:

- Технология исследования скважин с предварительным спуском геофизического прибора под глубинный насос;

- Исследование действующих скважин с предварительным спуском геофизического прибора под лифтовые трубы и освоением скважин свабированием (либо компрессированием);

- Методика определения мест поступления воды по методу термометрии с использованием эффектов инверсии и Джоуля – Томсона;

- Комплекс доставки геофизических приборов к забоям горизонтальных скважин при помощи отрезка гибкой безмуфтовой трубы (жесткого кабеля), наматываемой на барабан большого диаметра.

Схема выполнения исследований бурящихся горизонтальных скважин полным комплексом методов ГИС на бурильных трубах в *on line* режиме с использованием ТК ЛАТЕРАЛЬ-2012 включает в себя следующие элементы: оттяжной блок, каротажный кабель, боковой ввод в колонну бурильных труб, систему связи «мокрый контакт», комплекс скважинных геофизических приборов.

Технология проведения многостадийного гидроразрыва пласта на скважинах предусматривает применение специальных компоновок (хвостовиков), оборудованных изолирующими пакерами и портами ГРП. Порты ГРП имеют по 3 отверстия с фазировкой 120 градусов, активируются шарами, которые извлекаются при освоении.

Схемы компоновки для многостадийного ГРП и спуска гибкой трубы с прибором в ствол скважины включают в себя следующие элементы: отрезок сталеполномерной гибкой трубы, барабан лебедки, рольганг, элеватор, приборная головка, геофизический прибор.

Схема исследований со спуском ТК ЛАТЕРАЛЬ под глубинный насос предполагает применение децентраторов отклоняющих колонну насосно-компрессорных труб, планшайбы с двумя вводами, обеспечивающей независимое расположение геофизического кабеля и силового кабеля, обеспечивающего питание и управление установкой электроцентробежного насоса. Кроме того в состав технологического комплекса входят колонна НКТ малого диаметра, система связи «мокрый контакт» и геофизический прибор.

Например, в одной из скважин Пермского края горизонтальный участок ствола вскрыл нефтенасыщенный карбонатный пласт. Его коллекторские свойства неоднородны вдоль всего интервала. После начала работы скважины появилась вода, количество которой достигло 90 %. Первоначальные исследования с возбуждением скважины компрессором не позволили определить источник обводнения по причине невозможности вывода скважины на установившийся режим работы.

При повторных исследованиях со спуском ТК «Латераль» под ЭЦН в скважине была проведена серия измерений на различных режимах. Результаты исследований позволили выявить источник поступления воды. Это - вышележащие водонасыщенные песчаники, с кровлей на глубине 1588,8 м. Таким образом, пластовая вода поступает по заколонному перетоку под башмак обсадной колонны. Причина - неудовлетворительное сцепление цементного камня с породой.

Преимущества исследований под глубинным насосом сохраняются при использовании ТК ЛАТЕРАЛЬ под лифтовыми трубами при освоении скважины свабированием. Схема такой технологии повышает информативность данных ГИС и позволяет значительно сократить затраты времени за счет совмещения операций по исследованию и освоению.

Пример изменения температурных полей получен при освоении свабированием горизонтальной скважины. Изменение значений депрессии управляется. При возрастающей депрессии последовательно включались в работу нефтенасыщенные участки пласта. Наиболее интенсивно работает участок в интервале от 2048

до 2148 м. Остальная часть ствола работает слабо. В течение первых 4 часов работы скважины наибольшие дроссельные аномалии образовались напротив участков пласта, отдающих воду, которую наиболее интенсивно они приняли во время промывки скважины (Т1-Тфон - голубая заливка).

Вторая серия кривых была зарегистрирована через 12 часов после начала вызова притока свабированием. После этого дроссельные аномалии проявляются в пластах, отдающих нефть, что подтверждается данными резистивиметрии.

Изложенные выше технологии исследований обладают важным преимуществом перед освоением при помощи компрессора, которое заключается в возможности выбора и управления депрессией при возбуждении скважин. В частности, разработана методика исследований по определению мест поступления воды по методу термометрии на этой основе эффектов инверсии и Джоуля-Томсона.

Пример исследования в горизонтальных скважинах в процессе их освоения методом свабирования показало следующее:

- Российскими приборами с распределенными датчиками состава можно производить исследования в сложных условиях гравитационного распределения трехфазных потоков в горизонтальных стволах;

- Выполнение геофизических исследований в процессе свабирования позволяет совмещать эти операции и снижать затраты времени.

Ещё одним направлением импортозамещения стала технология перфорации на депрессии под глубинным насосом. Такой подход исключает дополнительное глушение скважин, что приводит к значительному увеличению дебитов. Схемы вторичного вскрытия (реперфорации) на депрессии под глубинным насосом включают помимо традиционной компоновки перфорационную сборку.

При необходимости контроля забойного и пластового давлений, текущей депрессии, возможен спуск геофизического прибора совместно с перфоратором, который по кабелю подключается к наземной аппаратуре каротажной станции. Для определения параметров флюида и диагностики технического состояния экс-

плуатационной колонны в процессе эксплуатации устанавливают ролик, наматывают конец геофизического кабеля на барабан лебедки и проводят измерения прибором в движении.

Разработано несколько вариантов практической реализации перфорации под глубинным насосом [5,6]. Один из них - вторичное вскрытие пластов под глубинным насосом в боковом стволе. Корпус перфоратора скользит по стенке скважины при помощи специальных роликов на корпусе. Эффективность данного способа была оценена по 23 скважинам Пермского края, где перфорация проводилась ранее чем 2 месяца назад. Фактическая добыча нефти превысила плановую на 60%.

Быстротекущий процесс перфорации на динамической депрессии можно разделить на 3 этапа: взрывной детонации, очистки отверстий и образования потока сквозь очищенные перфорационные каналы.

Впервые в России проведены сравнительные измерения динамических давлений при перфорации крешерными и электронными приборами. Работы выполнялись в рамках программы разработки технологии и оборудования перфорации на динамической депрессии.

Электронный прибор зафиксировал динамику давлений в достаточно малом временном диапазоне, что позволило проанализировать развитие динамической и статической депрессии и выполнить количественную оценку избыточных давлений (до 20 МПа), которые необходимо снижать относительно гидростатического для очистки перфорационных каналов и пласта.

Нами разрабатывается технология мониторинга работы пластов после перфорации под глубинным насосом с применением оптоволоконна. Было испытано два образца различной конструкции оптоволоконного кабеля, которые выдержали давления взрыва около 30 МПа. Для снижения давлений при больших интервалах перфорации и вскрытии зарядами со значительной массой взрывчатого вещества, избыточные давления планируется уменьшать по технологии динамической депрессии.

ВЫВОДЫ

1. Для выполнения комплекса ГИС в сложных условиях бурящихся скважин и в горизонтальных скважинах большой длины необходимо использовать кабельные комплексы доставки приборов на бурильных трубах. Помимо гарантированного решения задач, это позволит повысить оперативность выдачи заключений и принятия решения в сравнении с применением автономных приборов.

2. Геофизические исследования в действующих горизонтальных скважинах, оборудованных хвостовиками с заколонными набухающими пакерами и портами для проведения МГРП, возможно выполнять при помощи ТК «Латераль-2007». Опыт эксплуатации показывает, что такое оборудование значительно дешевле и проще в обслуживании по сравнению с установками типа coiled tubing.

3. Использование новых технологий и методических приемов позволяет решать задачи по определению состава поступающего в ствол горизонтальной скважины флюида, поиску заколонных перетоков, выделению работающих интервалов.

4. Технология вторичного вскрытия пластов под глубинным насосом позволяет исключить дорогостоящие излишние операции по глушению и последующему освоению скважин, создать оптимальную депрессию для качественной очистки перфорационных каналов и призабойной зоны пласта. Результатом такой перфорации является сокращение сроков освоения скважин и увеличение дебитов по сравнению с традиционно применяемыми способами.

5. Дальнейшее развитие технологии ПВР под глубинным насосом ведется в направлении мониторинга работы скважины в межремонтный период посредством применения кабеля с волоконно-оптической линией и разработки оборудования для создания динамической депрессии.

Список использованных источников

1. Савич А.Д., Шумилов А.В., Элькинд С.Я., Балдин А.В., Новоселов Н.И. Патент на полезную модель «Комплекс для доставки геофизических приборов» № 42062 от 20.11.2004 // М., РОСПАТЕНТ.
2. Савич А.Д., Шумилов А.В., Элькинд С.Я., Балдин А.В., Семенцов А.А., Пинчук М.М. Патент на полезную модель «Комплекс для доставки геофизических приборов к забоям горизонтальных скважин» № 55424 от 10.08.2006 // М., РОСПАТЕНТ.
3. Князев А.Р., Коновалов А.Ю., Савич А.Д., Шумилов А.В. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Латераль-расчет-2007» № 2008611039 от 27.02.2008 // М., РОСПАТЕНТ.
4. Савич А.Д., Черепанов С.С., Шадронов А.А., Шумилов А.В. Патент на полезную модель «Комплекс для доставки скважинных приборов к забоям бурящихся скважин сложного профиля и проведения геофизических исследований» № 159149 от 11.01.2016 // М., РОСПАТЕНТ.
5. Савич А.Д., Черных И.А., Шадронов А.А., Шумилов А.В. Патент на полезную модель «Устройство для вторичного вскрытия пластов на депрессии со спуском перфоратора под глубинный насос (варианты)» № 145328 от 11.08.2014 // М., РОСПАТЕНТ.
6. Савич А.Д., Черных И.А., Шадронов А.А., Шумилов А.В. Патент на изобретение «Способ вторичного вскрытия пластов на депрессии со спуском перфоратора под глубинный насос и устройство для его осуществления (варианты)» № 2571790 от 25.11.2015 // М., РОСПАТЕНТ.

УДК 550.832

НОВАЯ ПРОГРАММА СЖАТИЯ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН БОЛЬШОГО ОБЪЕМА

А. В. Шумилов

*(ПАО «Пермнефтегеофизика», г. Пермь,
Пермский государственный национальный
исследовательский университет, г. Пермь)*

И. В. Ташкинов

(ООО «ФХС-ПНГ», г. Пермь)

Аннотация: В данной статье рассматривается методика сжатия данных волнового акустического каротажа, а также новая методика сжатия данных ГИС большого объема, разработанные ООО Предприятие «ФХС-ПНГ» совместно со специалистами кафедры геофизики ПГНИУ, позволяющие экономить время и стоимость передачи геофизических данных, а так же сохраняющие исходные данные без каких-либо потерь.

Ключевые слова: акустический каротаж, «сжатие ВС», «сжатие ГИС».

В настоящее время наиболее распространенным и самым дешевым способом передачи данных является передача данных по сотовой связи 2G/3G. Стоимость передачи 1 Мб данных не превышает 0.2–0.3\$, время передачи файла размером 10 Мб составляет примерно 30 минут по 2G и 3 минуты по 3G. При этом следует учесть, что зона покрытия GSM не всегда позволяет использовать канал GPRS/2G и тем более 3G на скважине. Скорость трафика также зависит от многих факторов и может колебаться в достаточно широких пределах.

Более универсальным, с точки зрения покрытия и стабильности трафика, являются спутниковые системы передачи данных (например, Inmarsat), которые позволяют передавать данные объемом 10 Мб примерно за 6 минут (492 кБит/с). Од-

нако стоимость передачи по спутниковым каналам намного выше, чем по GSM и составляет в среднем около 7\$ за 1 Мб.

Одной из возможностей снижения времени и стоимости передачи данных является сжатие исходных геофизических данных перед их передачей по каналам связи. Сжатие исходных данных без потерь с помощью стандартных архиваторов может обеспечить степень сжатия в среднем в 1,5–3 раза.

Для решения вопроса оперативной передачи геофизической информации большого объема необходимо применять алгоритмы, позволяющие с минимальными погрешностями в информативных частях исходных данных обеспечивать степень сжатия на порядок выше, чем стандартные алгоритмы

В начале 2000-х годов ООО Предприятие «ФХС-ПНГ» совместно со специалистами кафедры геофизики ПГНИУ разработало методику сжатия данных волнового акустического каротажа. Методика основана на двумерном дискретном косинус преобразовании и дальнейшем квантовании полученного спектра. Указанная методика обеспечивает сжатие данных волнового акустического каротажа (ВАК) в среднем в 15–20 раз для акустического каротажа цементированного (АКЦ) и в 10–15 раз для задач открытого ствола. Отличительной особенностью методики является возможность выбора степени сжатия волнового сигнала (ВС) при заданном уровне погрешности, что позволяет контролировать погрешность сжимаемых данных, обеспечивая максимальную степень сжатия при минимальных искажениях ВС в информативных областях данных. На основе данной методики было создано программное обеспечение **«Сжатие волнового акустического каротажа» (Сжатие ВС)**, которое успешно применяется в производственном режиме во многих крупных геофизических компаниях России и Казахстана [1].

Однако, во время многолетней эксплуатации данного ПО были выявлены некоторые ограничения применяемой методики:

- невысокая скорость упаковки и распаковки данных;
- высокая погрешность в случае регистрации волнового сигнала плохого ка-

чества;

– сильное искажение низких амплитуд при определенных настройках параметров сжатия;

– невозможность применения сжатия для геофизических данных, отличных от волнового сигнала.

Описанные ограничения привели к необходимости создания новой методики сжатия цифровых данных ГИС большого размера. В основе ее использован принцип дискретного вейвлет-преобразования данных, состоящий из трех основных этапов:

1. Преобразование данных на основе применения прямого вейвлет-преобразования и сохранение вейвлет-коэффициентов во внутренней структуре;
2. Исключение незначимых коэффициентов вейвлет-преобразования посредством обнуления заданного числа коэффициентов, наименьших по модулю;
3. Восстановление данных с помощью вычисления обратного вейвлет-преобразования по сохраненным коэффициентам.

Подбор типа вейвлета осуществляется автоматически в зависимости от исходных данных. Критерием подбора является минимизация относительной погрешности рассчитываемых параметров в результате сжатия.

В новой методике на порядок возросла скорость упаковки и распаковки данных. Разработанная методика позволяет адаптировать сжатие данных для любых геофизических методов, регистрирующих большой объем исходной информации. Исходные данные могут быть разбиты на различные информативные блоки и для каждого блока установлена своя степень погрешности/сжатия. Это позволяет сильнее сжимать менее информативные участки и наоборот, оставлять более информативные участки с меньшими искажениями. Степень сжатия в пределах допустимой погрешности рассчитываемых параметров для различных методов в зависимости от решаемых геолого-геофизических задач может значительно отличаться и составлять от одного до нескольких десятков и сотен раз.

Показан пример сжатия данных секторного акустического каротажа, зарегистрированных прибором МАК-9-СК (ОАО НПФ «Геофизика», г. Уфа). Прибор регистрирует 2 интегральных волновых сигнала на частоте 20 кГц и 8 секторных волновых сигналов на частоте 100 кГц при шаге квантования волновых сигналов 2 мкс для интегральной части и 0,5 мкс для секторной части соответственно. Шаг регистрации по глубине 10 см. На слайде будут представлены волновые картины в виде цветowych диаграмм одного из каналов МАК-СК с различной степенью сжатия от 12 до 117 раз.

Представлена абсолютная погрешность декремента затухания и индекса цементирувания при различной степени сжатия. График представляет относительную погрешность амплитуды и индекса цементирувания при различной степени сжатия. Такой высокий коэффициент сжатия при небольших искажениях достигается как за счет небольшого объема данных используемого при обработке, так и за счет высокой «похожести» данных.

Широкополосный акустический каротаж в открытом стволе. Прибор содержит один широкополосный монополярный источник и четыре кольцевых приемника. Шаг дискретизации 4 мкс, длина 4 мс, шаг по глубине 10 см. На слайде показаны волновые картины до сжатия и после со степенями сжатия 8, 10, 13, 18 и 23 раза. Визуально расхождения практически нет. Однако для определения реальной погрешности необходимо сравнивать извлекаемые параметры целевых волн: продольной, поперечной и волны Стоунли.

На графиках будет представлена относительная погрешность определения интервальных времен и амплитуд волн. При допустимой погрешности в 1 % для кинематических и 5 % для динамических параметров достижимая степень сжатия составляет 23 раза. Заметим, что при сжатии использовалась разбивка на различные информативные блоки по времени для получения примерно одинаковой относительной погрешности по каждому типу волны.

Следующий пример приведен для данных **скважинного акустического те-**

левизора. Прибор САТ-4 производства НПФ «Геофизика». Прибор регистрирует два канала времени и амплитуд. Количество точек 500 на один оборот, шаг по глубине 1 см. На слайде отображена развертка изображения стенки колонны, исходный материал и сжатый в 8, 28, 38 и 66 раз. Сжатие данных практически не сказывается на визуальном выделении интервалов перфорации по данным САТ.

Средняя относительная погрешность амплитуды САТ меняется от 0,9 % до 2,1 % при сжатии от 8 до 66 раз. Зависимость относительной погрешности от степени сжатия практически линейная и если для канала амплитуд погрешность в 2 – 3 % не критичная, то для канала времени и определения диаметра колонны по данным САТ погрешность в 2 – 3 % становится предельной. Поэтому канал времени следует сжимать с меньшей погрешностью, чем канал амплитуд.

На основе методики разработан новый **программный комплекс «Сжатие ГИС»**, предназначенный для использования операторами каротажных станций и полевыми инженерами для подготовки и проверки качества полевых данных, сжатия исходных данных ГИС большого объема, автоматизации процессов формирования и считывания рапортов оператора, обмена данными, просмотра и редактирования исходных данных [2]. Интерпретаторами КИП программный комплекс может использоваться для распаковки данных, переданных со скважины, автоматизации процессов формирования и считывания рапортов оператора, обмена данными.

Использование программного комплекса позволяет:

- наладить контроль качества первичных данных;
- подготовить данные ГИС большого объема для передачи по медленным каналам;
- сформировать шаблоны и автоматизировать заполнение рапорта оператора и других сопроводительных документов;
- визуализировать и редактировать исходные данные.

В докладе будет представлен пример визуализации полевых данных в про-

грамме «Сжатие ГИС».

После загрузки исходных данных «Сжатие ГИС» позволяет оценить их качество. Оценка производится как по общим для всего замера параметрам (скорости каротажа, магнитным меткам, сравнению с контрольной записью), так и отдельно для каждого волнового сигнала в соответствии с требованиями Технической инструкции. Полученный отчет по качеству исходного материала можно сохранить в различных форматах: Word, Excel, PDF.

С помощью программы «Сжатие ГИС» можно стандартизировать рапорт оператора. Для этого предусмотрена возможность создания и заполнения, как внутренних шаблонов, так и шаблонов в виде документов Microsoft Office. При полевых исследованиях оператор может выбрать необходимый шаблон и автоматически заполнить его всей необходимой информацией, при этом может быть реализован контроль на непротиворечивость данных в полевых замерах и шаблоне, а также обеспечено обязательное заполнение отдельных полей шаблона. Автоматизация процесса заполнения рапорта оператора уменьшает количество ошибок и ускоряет процедуру приема полевых данных в КИП.

Одной из самых востребованных задач автоматизации для начальников партий и операторов является формирование повременного рапорта или порядка проведения работ на скважине. Для решения этой задачи в программе максимально удобно реализована такая возможность. Заполнение повременного рапорта включает такие простые и удобные действия как возможность автоматического заполнения времени начала и конца операции, подстановка названий замеров с исходными файлами, подстановка интервала исследований, скорости каротажа, каротажных приборов. Работа с таблицей-рапортом оптимизирована таким образом, чтобы время, потраченное в программе на заполнение рапорта, было намного меньше, чем при использовании универсальных редакторов типа MS Word или MS Excel. Повременный рапорт можно в дальнейшем передать внутри программы вместе с упакованными данными, либо сохранить его в виде документа MS Word,

MS Excel, PDF.

Отличительной особенностью новой программы стало увеличение в несколько раз скорости упаковки и распаковки данных. Разработанная методика позволяет адаптировать сжатие данных для любых геофизических методов, регистрирующих большой объем исходной информации. Исходные данные могут быть разбиты на различные информативные блоки и для каждого блока установлена своя степень погрешности/сжатия. Это позволяет сильнее сжимать менее информативные участки и наоборот, оставлять более информативные участки с меньшими искажениями. Степень сжатия в пределах допустимой погрешности рассчитываемых параметров для различных методов в зависимости от решаемых геолого-геофизических задач может значительно отличаться и составлять от одного до нескольких десятков и сотен раз.

Разработанная программа «Сжатие ГИС» и лежащая в ее основе методика сжатия позволяют решить проблему оперативной передачи исходных геофизических данных большого объема со скважины в интерпретационные центры.

Список использованных источников

1. Заичкин Е.В., Шумилов А.В., Белов С.В., Ташкинов И.В. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ «Сжатие полного волнового пакета акустического каротажа» (Сжатие ВС) № 2002612073 от 11.12.2002 // М., РОСПАТЕНТ.
2. Белов С.В., Гладкий С.Л., Заичкин Е.В., Наугольных О.В., Ташкинов И.В., Шумилов А.В. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Сжатие ГИС» № 2013611532 от 23.01.2013 // М., РОСПАТЕНТ.

СЕКЦИЯ «БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»

УДК 622.24

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СОДЕРЖАНИЯ СЕРЫ
В ПРИСАДКАХ НА ТРИБОТЕХНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА
СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ**

С.А. Гоголев

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа,
магистрант)*

Г.Г. Михайлов

*(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа,
магистрант)*

Т.Д. Дихтярь

*(Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет» в г. Октябрьском, к.т.н., доцент)*

В.Г. Конесев

(НТЦ «Газпромнефть», к.т.н., гл. специалист)

В.В. Загитов

(БГУ, бакалавр)

Аннотация: В докладе представлены результаты исследований влияния сернистой присадки на противоизносные свойства смазочных материалов. Описана методика проведения испытаний. Исследованы серосодержащие присадки, актуальные для тяжелонагруженных узлов трения, таких как опоры и вооружение долот, резьбовые соединения труб, редукторы, цепные передачи и др.

Ключевые слова: смазочные материалы, нагрузка сваривания, диаметр пятна износа, осевая нагрузка, серосодержащие присадки.

UDC 622.24

INVESTIGATION OF THE EFFECT OF SULPHUR ADDITIVES ON THE TRIBOLOGICAL PROPERTIES OF LUBRICANTS

S.A. Gogolev

(USPTU, MTD)

G.G. Mikhailov

(USPTU, MTD)

T.D. Dikhtyar

*(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher
Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky,
candidate of engineering sciences, docent)*

V.G. Konesev

(STC «Gazpromneft», candidate of engineering sciences, chief specialist)

V.V. Zagitov

(BSU, BTU)

Annotation: The report presents the results of research on the influence of sulphurous additives anti-wear properties of lubricants. A method for testing. Investigated sulfur additives, topical heavy duty friction units, such as the support and weapons of bits, threaded pipe connections, gearboxes, chain drives, and others.

Keywords: lubricants, welding load, wear scar diameter, axial load, the sulfur-containing additive.

Выполнено исследование влияния сернистой присадки на противоизносные свойства смазочных материалов. Испытания проводились на четырехшариковой машине трения (ЧМТ-1) по ГОСТ 9490-75 [2]. Принцип действия машины основан на воспроизведении нормированных воздействий на четырехшариковый узел трения, находящийся в испытуемом смазочном материале, с последующим определением величины диаметра пятна износа. В качестве испытательных образцов ис-

пользуются шарики ($\varnothing 12.70 \pm 0.01$ мм) из стали ШХ-15 по ГОСТ 801-78, которые образуют пирамидку из четырех шариков, контактирующих между собой.

Одним из наиболее перспективных способов улучшения качества смазочных материалов (масел, пластичных смазок, смазочных добавок к буровым растворам) является введение присадок и наполнителей. Отличительная особенность присадок – хорошая совместимость их с дисперсионной средой и высокая поверхностная активность на границе раздела фаз, существенно влияющая на формирование структуры и свойства смазочных материалов [1,3,9, 10,11].

Присадки могут быть отнесены к группе молекулярно – мицеллярных добавок, эффективность действия которых, помимо природы, зависит от концентрации, условий производства и применения. В смазках обычно применяют те же присадки, что и в маслах. Основными из них являются антиокислительные, противоизносные и противозадирные, ингибиторы коррозии, противоприхватные материалы. Однако использование присадок в смазках по сравнению с маслами осложняется побочным воздействием на структуру, физико-химические и эксплуатационные свойства смазок. Смазки обладают рядом специфических свойств, которые необходимо улучшать: механическая и коллоидная стабильность, стойкость реологических свойств к температурным воздействиям и др. [6,7].

Большинство присадок – это поверхностно – активные вещества. В мыльных смазках основным ПАВ является само мыло, химическое строение и полярность молекул которого определяют объемные и поверхностные свойства. Поэтому для эффективного действия поверхностная активность присадок на металле должна быть выше, чем у загустителя. Особенность действия присадок в смазках состоит также в том, что в объеме смазки и на границе с твердым телом возможно взаимодействие различных ПАВ (синергетическое или антагонистическое) [1,8].

Подбор и применение присадок к смазочным материалам является важной и весьма сложной проблемой, для успешного решения которой необходимы обстоя-

тельные исследования по совместимости и влиянию присадок на их свойства, по определению оптимальных параметров режимов трения и т.д. [4,5].

Целью выполненных нами исследований было установление влияния содержания серы в составе присадки на показатели трения и изнашивания стали в среде масел (И-20А, И-40, И-40А, БВТ-150) и пластичных смазок (Р-416, Geotherm-941, Графитол, ШС-2, Литол-24, ВНИИНП-263)[6,8].

Некоторые результаты испытаний, применительно к буровой технологии, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты испытаний сернистой присадки

Испытуемый образец		Диаметр пятна износа при различных нагрузках, мм		
		2450 Н	3087 Н	3685 Н
1	Р-416	0,60	0,95	1,10
	Р-416 + СП – 65(2%)	0,77	0,55	0,85
	Р-416 + СП – 58(2%)	0,95	1,00	1,20
	Р-416 + СП – 45(2%)	0,80	0,83	0,90
	Р-416 + СП – 25(2%)	0,75	1,00	1,20
2	Geotherm-941	1,00	1,40	1,30
	Geotherm-941+СП – 65 (2%)	0,90	1,15	1,30
	Geotherm-941+СП – 58 (2%)	1,00	1,00	1,80
	Geotherm-941+СП – 45(2%)	1,00	1,15	1,35
	Geotherm-941+СП – 25(2%)	1,00	1,00	1,10
		1568 Н	1960 Н	2450 Н
3	И-20А	Сваривание		

	И-20А+СП – 45(1%)	1,50	1,70	Сваривание
	И-20А+СП – 45(3%)	1,40	1,50	1,60
	И-20А+СП – 25(1%)	1,80	2,00	Сваривание
	И-20А+СП – 25(3%)	1,80	2,00	2,50

Смазки Р-416 и Geotherm-941 применяются, соответственно, в резьбовых соединениях труб и опор долот. Индустриальное масло И-20А широко применяется в качестве рабочих жидкостей в гидравлических системах станочного оборудования, для смазывания зубчатых передач и других механизмов.

Опыты проводились при трех разных нагрузках, характерных для высокой напряженности работы пар трения. Время испытания 10 с. В качестве добавок использовались опытные сернистые соединения с различными концентрациями серы, которые хорошо распределялись в объеме смазки. Цифры в опытных сернистых присадках СП-25, СП-45, СП-58 и СП-65, означают содержание серы в процентах. Присадки СП-58 и СП-65 не совмещаются с маслами из-за высокой концентрации серы. Из общего машиностроения известно, что серосодержащие присадки эффективны для предупреждения развития катастрофических форм изнашивания, профилактики задиров, заедания и сваривания металлических пар трения, например, заедание резьбовых соединений элементов компоновки низа бурильной колонны, схватывание опор скольжения шарошечных долот и др.

Выполненные исследования показали, что сернистая присадка улучшает противозадирные и противоизносные свойства масел и смазок. С увеличением содержания серы в образцах пластичных смазок снижается износ трущихся поверхностей, за исключением присадки СП-58, где результаты опытов неоднозначны, что требует дополнительных исследований.

При испытании смазок ШС-2, Литол-24, ВНИИНП-263 и масел И-40, И-40А, И-20 и БВТ-150 без сернистой присадки происходило сваривание шариков в исследуемом диапазоне осевых нагрузок. При использовании в пластичных смаз-

ках присадок СП-65 и СП-45 предупреждалось сваривание и наблюдалось заметное снижение износа стальных образцов. Для предупреждения сваривания поверхностей трения в среде смазок с присадкой СП-25 необходимо ее концентрацию увеличить в 1,5-2 раза. Более эффективное улучшение триботехнических свойств масел достигается при использовании присадки СП-45.

Таким образом, выполненные исследования показали, что сернистые присадки с высоким содержанием серы позволяют расширить область применения смазочных материалов.

Список использованных источников

1. Виноградова, И.Э. Противоизносные присадки к маслам: (противозадирные, противоизносные и антифрикционные) [Текст] / И.Э. Виноградова. – М.: Химия, 1972. – 272 с.
2. ГОСТ 9490-75 «Материалы смазочные жидкие и пластичные. Метод определения трибологических характеристик на четырехшариковой машине».
3. Смазочное действие сред в буровой технологии [Текст] / Г.В. Конесев, М.Р. Мавлютов, Р.А. Спивак, Р.А. Мулюков. – М.: Недра, 1993. – 272 с.
4. Исследование смазочных добавок к буровым промывочным жидкостям. История науки и техники [Текст] / В.Г. Конесев [и др.] // Спецвыпуск №3. – 2011. – С. 152-156.
5. Кулиев, А.М. Химия и технология присадок к маслам и топливам [Текст] / А.М. Кулиев. – 2-е изд., перераб. – Л.: Химия, 1985 – 312 с.
6. Манг, Т. Смазочные материалы. Производство, применение, свойства [Текст]: справочник: пер. с англ. / Т. Манг, У. Дрезел; под ред. В.М. Школьников. – 2-е изд. – СПб.: Профессия, 2015. – 944 с.
7. Рудник, Л.Р. Присадки к смазочным материалам. Свойства и применение [Текст]: пер. с англ. / Л.Р. Рудник, Р. Лесли; под ред. А.М. Данилова. – 2-е изд. – СПб.: Профессия, 2013. – 927 с.

8. Сеницын, В.В. Пластичные смазки в СССР [Текст] / В.В. Сеницын. – М.: Химия, 1984.–192 с.
9. Фукс, И.Г. Добавки к пластичным смазкам [Текст] / И.Г. Фукс. – М.: Химия, 1982. – 248 с.
10. 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.
11. Пат. 2136722 Российская Федерация, МПК С 10 М 129/02, С 10 М 129/02, С 10 М 129/74, С 10 М 129/10, С 10 М 125/02, С 10 М 117/02, С 10 N 30/06, С 10 N 40/34. Уплотнительная низкотемпературная пластичная смазка для резьбовых соединений бурильных труб «УГС» [Электронный ресурс] / Мулюков Р.А., Ковтуненко С.В., Янгиров Ф.Н., Конесев Г.В., Мавлютов М.Р., Исмаков Р.А., Рекин С.А.; заявитель и патентообладатель Уфимский государственный нефтяной технический университет. – № 98115908/04; заявл. 24.08.98; опубл. 10.09.99. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru.

УДК 550.832:622.24

**ОБ ОДНОМ СПОСОБЕ ГЕОНАВИГАЦИИ БУРИЛЬНОГО
ИНСТРУМЕНТА НА ЦЕЛИК НЕФТИ
В МЕЖСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ**

А.Ю. Гуторов

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Ю.А. Гуторов

(РКНТЦ «Нефтяная долина»)

Аннотация: В работе рассматривается способ геонавигации бурильного инструмента оснащенного MWD телесистемой на основе электромагнитного канала связи на целик нефти в межскважинном пространстве, положение которого точно установлено с помощью метода глубинного электрического зондирования становлением поля в ближней зоне с дневной поверхности. В процессе наведения забоя скважины на целик нефти осуществляется регистрация электромагнитного сигнала генерируемого MWD телесистемой с помощью наземной установки ЭЗС-Б с последующей выработкой управляющих команд, предназначенных для корректировки его траектории в направлении целика нефти в межскважинном пространстве, координаты которого определены с её помощью.

Ключевые слова: геонавигация, MWD телесистема, метод ЭЗС-Б, траектория скважины, целик нефти, межскважинное пространство, зенитный и азимутальный углы.

Annotation: The method of geonavigation of boring instrument of equipped MWD is in process examined by the telesystem on the basis of electromagnetic communication channel on the spurn of oil in interdownhole space position of that is exactly set by means of method of the deep electric sounding by becoming of the field in a near zone from a daily surface. In the process of aiming of coalface of mining hole on the spurn of oil registration of electromagnetic signal of generated MWD comes true by the telesys-

tem by means of the surface setting of ЭЗС-Б with the subsequent making of the managing commands, intended for adjustment of his trajectory in the direction of spurn of oil in interdownhole space the coordinates of that are certain with her help. Keywords: геонавигация, MWD telesystem, method of ЭЗС-Б, trajectory of mining hole, spurn of oil, interdownhole space, zenithal and azimuthal corners.

В современной буровой технике при строительстве скважины сложного профиля с зенитными углами от 30° и более широко применяются системы управления проводкой их траектории на основе непрерывного контроля её угловых (зенитный и азимутальный углы) и линейных (длина ствола от устья до забоя) координат [1, 2, 8,9,10, 11].

При этом компоновка бурильного инструмента оснащена соответствующими датчиками, поступающая с которых информация позволяет удерживать положение забоя бурящейся скважины в допустимых пределах его отклонения от кровли и подошвы вскрываемого бурением пласта. Это достигается за счет применения детекторов естественного гамма-излучения направленного действия, что позволяет определить положение бурильного инструмента относительно кровли и подошвы пласта с высокой точностью и в случае его аномального отклонения больше допустимой величины вносить в проводку ствола соответствующие коррективы.

В буровой технике известно средство для контроля положения ствола горизонтальной скважины между кровлей и подошвой пласта – коллектора [3]. Известное устройство содержит: установленные в непосредственной близости от долота датчики гамма-каротажа (ГК), ориентированные под углом 180° друг к другу, и феррозонд (ФЗ), расположенный под углом 90° к диаметральной оси датчиков ГК, в котором указанные датчики ГК и ФЗ расположены в отдельном измерительном наддолотном модуле с беспроводным электромагнитным каналом связи и снабжены электронной схемой согласования сигналов ФЗ с импульсами датчиков

ГК, содержащей: блок управления, коммутатор переключения импульсов датчиков ГК, счетчики импульсов ГК, а также суммарный счетчик импульсов ГК, при этом выход измерительной обмотки ФЗ подключен к входу блока управления, определяющего полярность выходного сигнала ФЗ и связанного с коммутатором, обеспечивающим переключение каналов прохождения импульсов счетчиков ГК в зависимости от полярности выходного сигнала ФЗ в соответствующие счетчики импульсов ГК, обозначенные как: ГК - «верх» или ГК - «низ», выходы которых соединены с суммарным счетчиком импульсов ГК - «сумма», соединенным с измерительной схемой наддолотного модуля.

Известное устройство повышает оперативность управления процессом проводки при горизонтальном бурении скважин с помощью системы MWD (measurement while drilling — измерения в процессе бурения), в частности в мало-мощных пластах.

Однако известное устройство имеет ограниченную область применения поскольку предназначено только для проводки горизонтального ствола скважины по проектной траектории в тонкослоистом нефтенасыщенном пласте с известным его положением в геологическом разрезе или для контроля положения ствола горизонтальной скважины относительно кровли и подошвы пласта – коллектора, что является более простой задачей по сравнению с задачей проводки горизонтальной скважины к месту расположения в пласте локального «целика» нефти, точное местоположение которого в пласте по его мощности и простираению точно не известно.

В свою очередь известен эффективный метод выделения локальных целиков нефти в межскважинном пространстве (МСП) с помощью электрического зондирования с дневной поверхности горной породы становлением поля – ЭЗС-Б, с помощью которого точно определяют границы целика нефти [4].

Этот метод предусматривает расположение на дневной поверхности земли генераторного контура и внутри него измерительных контуров (петель) над пред-

полагаемой площадью нефтенасыщенной зоны в пласте, возбуждение в генераторной петле импульсного зондирующего тока и регистрацию измерительными петлями электродвижущей силы – ЭДС переходных процессов, служащей основанием для вычисления кажущегося удельного электрического сопротивления горной породы, что позволяет определить точные координаты и границы целика нефти в пласте.

Известен способ геоэлектроразведки, в котором над траекторией горизонтальных скважин на время добычи высоковязкой нефти и битумов располагают на дневной поверхности стационарно генераторный контур и внутри него систему измерительных контуров, производят измерения ЭДС переходных процессов, служащей основанием для вычисления кажущегося удельного электрического сопротивления пластов. Во время измерений ЭДС определяют временные задержки, на которых на фоне сигналов, регистрируемых одновременно всеми измерительными контурами, наблюдается контрастный рост наведенной ЭДС, которая соответствует сигналу от металлической обсадной колонны скважины. Привязывают ЭДС на выделенных временных задержках к траектории ее прохождения, используя сигнал от металлической колонны в качестве реперного, с целью привязки результатов измерений по площади и глубине [5].

Описанный способ обеспечивает периодическую регистрацию текущего состояния электропроводности горной породы по глубине в режиме мониторинга и позволяет осуществлять экспресс-контроль за динамикой извлечения высоковязких нефтей вдоль профиля горизонтальных скважин в реальном масштабе времени, за счет привязки измеряемой в околоскважинном пространстве ЭДС к траектории горизонтальной скважины, пересекающей продуктивную залежь высоковязкой нефти.

Похожая техническая задача возникает при проводке горизонтальной скважины, при которой требуется учитывать геометрические параметры строения пересекаемых пластов (наклон, толщина) с целью точного наведения горизонтально-

го ствола в нужном направлении, в частности, наведения забоя скважины на целик нефти, точное положение которого в пласте не известно и носит случайный характер. При этом необходимо привязывать трассу прохождения горизонтальной скважины к текущему состоянию электропроводности горной породы (измеряемой ЭДС), определяющей характер насыщения (нефть, вода) в околоскважинном пространстве.

При поиске авторами оптимального подхода к указанной проблеме прототипом было выбрано техническое решение на основе устройства содержащего координатную систему MWD управления проводкой ствола бурящейся скважины, работающей на основе бескабельного электромагнитного канала связи [6].

Сущность предлагаемого авторами технического решения заключается в создании способа, обеспечивающего повышение точности наведения забоя ствола бурящейся горизонтальной скважины в нужном направлении, в частности, проводки горизонтальной скважины к целику нефти, точное местонахождение которого в МСП является достаточно неопределенным.

Предлагаемое авторами техническое решение заключается в том, что в способе геонавигации бурильного инструмента и управления его траекторией при проводке скважин в нужном направлении, включающем контроль в режиме реального времени за положением бурильного инструмента в МСП при проходке скважин с помощью координатной системы MWD, работающей на базе бескабельного электромагнитного канала связи, одновременно применяют метод ЭЗС-Б, предусматривающий стационарное расположение на поверхности земли над местом предполагаемого нахождения целика нефти в МСП генераторного контура и внутри него измерительных контуров (петель) по всей площади расположения в МСП нефтенасыщенной зоны, возбуждение в генераторной петле импульсного зондирующего тока и регистрацию измерительными петлями электродвижущей силы - ЭДС переходных процессов, служащей основанием для вычисления кажущегося удельного электрического сопротивления горной породы для определения

координат и границы целика нефти, занимающего неопределенное положение в МСП, при этом обеспечивают одновременный контроль в режиме реального времени за положением бурильного инструмента в МСП при проходке скважины, бурящейся в сторону указанного целика нефти, с учетом координат и границ расположения указанного целика нефти в МСП, определяемого методом ЭЗС-Б, и в процессе производимого контроля вносят в координатную систему MWD поправки для ориентации бурильного инструмента в МСП в сторону расположения указанного целика нефти.

На завершающем этапе контроля и управления траекторией при проводке скважин сложного профиля, в частности, проводки горизонтальной скважины к целику нефти, точное местонахождение которого в МСП не известно, в режиме реального времени производят сравнение текущих данных о координатах забоя горизонтальной скважины с данными о координатах целика нефти в пласте, при этом величина их расхождения служит управляющим сигналом для корректировки координат забоя бурящегося ствола горизонтальной скважины в направлении на целик нефти, которая осуществляется при помощи исполнительных механизмов буровой установки.

При сравнении текущих данных о координатах забоя горизонтальной скважины с данными о координатах целика нефти в пласте производят сопоставление отдельно угловых (α , β) и линейных координат, до их полного совпадения в процессе корректировки.

Реализацию предлагаемого авторами способа геонавигации можно осуществить с помощью средств, содержащих детекторы интенсивности естественной гамма-активности и систему координатной навигации – MWD, которые обеспечивают проводку горизонтальной скважины, одновременно применив методику выделения локальных целиков нефти в межскважинном пространстве (МСП) с помощью электрического зондирования с дневной поверхности горной породы становлением поля в ближней зоне – ЭЗС-Б.

Постоянный мониторинг данных в режиме реального времени о координатах забоя горизонтальной скважины в сравнении с данными о координатах целика нефти в пласте позволяет производить более точную наводку забоя бурящейся горизонтальной скважины по направлению расположения целика или останца нефти в МСП.

Список использованных источников

1. Калинин, А.Г. Справочник/ А.Г.Калинин [и др.]. - М.: Недра, 1997. -648 с.
2. 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.- 2003.- № 3.- С. 40 – 45.
3. Патент РФ № 2362012, «Устройство для контроля положения ствола горизонтальной скважины», приор. 21.01.2008.
- 4.. Яхина, И.А. Зондирование становлением электрического поля в ближней зоне (ЭЗС-Б) при оценке нефтенасыщенности Куанбашской площади. /И.А.Яхин// Современные проблемы геофизики: сб.тд.науч.конф./ УрО РАН.- Екатеринбург, 2010, С. 51 – 54.
5. Патент РФ №2560997, «Способ геоэлектроразведки и устройство для его осуществления», приор. 09.01.2014.
6. Патент РФ № 2362012 «Устройство для контроля положения ствола горизонтальной скважины», приор. 01.08.2007.
7. Косолапов, А.Ф. Технология поисков целиков и останцев нефти методом межскважинного сеймопросвечивания /А.Ф.Косолапов, Г.Г. Сафиуллин, Н.М. Ахметшин. // Актуальные проблемы нефтегазового дела: сб. тр. международной научно-технической конференции / УГНТУ.-Уфа, 2006 ., С. 32-37.
8. Янтурин, Р.А. Осевая нагрузка на забой и на подъемный механизм в четырехинтервальной горизонтальной скважине с участком управляемого изменения азимута/ Р.А.Янтурин, А.Х. Габзалилова, А.Ш. Янтурин// Строительство нефтя-

ных и газовых скважин на суше и на море. -2012. - № 3. С. 4-7.

9. Гарифуллина, З.А. Обоснование экономической эффективности реконструкции реконструкции ДНС-1 Тевлинско-Руссинского месторождения /З.А.Гарифуллина, И.К. Хламушкин И.К., А.Х.Габзалилова, Д.В.Ахметов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сб. тр. международной научно-технической конференции/ УГНТУ. – Уфа, 2015. - С. 197-207.

10. Гарифуллина, З.А. К вопросу о ключевых особенностях управления буровыми предприятиями /З.А.Гарифуллина, Т.Д. Дихтярь, Р.Р. Степанова// Современные фундаментальные и прикладные исследования.- 2014. - № 1.- С. 127-133.

11. Миннивалеев Т.Н. Результаты промысловых испытаний гидромеханического компенсатора давления промывочной жидкости / Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сб. тр. международной научно-технической конференции: в 2 Т. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т.1. – С. 370-375.

УДК 622.24

МЕТОД ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Э.Ф. Каюмов

(УГНТУ, г. Уфа, аспирант)

Аннотация: Статья описывает метод оценки качества бурения нефтяных скважин по нескольким критериям. Результаты оценки для наиболее удобного сравнения и наглядного представления выражаются в процентах и отображаются на многокритериальных диаграммах.

Ключевые слова: бурение, оценка эффективности, многокритериальная диаграмма, сравнение вариантов.

UDC 622.24

ASSESSING METHOD OF THE OIL DRILLING QUALITY

Annotation: The article describes a method of assessing the quality of oil drilling on several criteria. The results of the evaluation for the most convenient comparison and visual presentation are expressed in percent and displayed on multiple diagrams.

Keywords: drilling, performance evaluation, multi-criteria chart, variants comparison.

При оценке качества бурения нефтяных скважин необходимо учитывать широкий набор различных критериев эффективности. В первую очередь это точность попадания забоя в заданную область, угол встречи забоя скважины с выдержанным по падению и простиранию пластом полезного ископаемого или другими слоями горных пород, степень соответствия фактической трассы скважины проектной, времени бурения, пробуренного метража и др. При этом критерии, по которым производится сравнение качества бурения нескольких скважин, как правило, имеют разные единицы измерения и направления шкал полезности. Например, точность попадания забоя в данную область выражается в метрах и имеет направление шкалы в сторону уменьшения (чем меньше отклонение, тем лучше), угол встречи – в градусах, производительность – в метрах в сутки, время бурения – в часах и т.д. [1]

При многокритериальной оценке качества бурения в работе в целях наиболее наглядного представления результатов и удобства сравнения вариантов предлагается использовать относительные оценки, например, выраженные в процентах. При этом следует учитывать направления шкал полезности для используемых критериев при оценке.

К примеру, оценивать точность попадания забоя в заданную область можно по «сферической модели» (см. рисунок 1,а), где центр сфер и есть центр проектной (заданной) области [1]. Радиус малой сферы (r), внутри которой или на ее границу должен попасть забой скважины, будет соответствовать оценке $C = 100$. Ра-

диус большой сферы (R), отклонение до границы которой еще допустимо, соответствует оценке $C = 0$. Все промежуточные значения радиусов ρ в интервале

$$r < \rho < R$$

определяются по формуле

$$C_{\rho} = \frac{R - \rho}{R - r} 100\%$$

или

$$C = a - b \cdot \rho,$$

где a и b – коэффициенты, определяемые как

$$b = \frac{100}{R - r} \text{ и } a = R \cdot b.$$

Аналогичным образом предлагается оценивать угол встречи забоя скважины с пластом по «модели конусов» (см. рисунок 1,б), где ось конусов есть заданный угол встречи. Угол (γ_1) между осью и образующей малого конуса, внутри которого или по его границе должна располагаться «линия» встречи скважины с пластом, будет соответствовать оценке $C = 100$. Угол γ_2 между осью и образующей большого конуса, попадание на границу которого является еще допустимым, соответствует $C = 0$. Все промежуточные значения углов γ в интервале

$$\gamma_1 < \gamma < \gamma_2$$

оцениваются от 0 до 100 по аналогичной формуле

$$C_{\gamma} = \frac{\gamma_2 - \gamma}{\gamma_2 - \gamma_1} 100\%.$$

При оценке качества бурения для целей визуализации результатов анализа предлагается графический метод, который заключается в построении диаграммы нескольких критериев. Диаграмма включает нескольких осей координат, в которых строится геометрическая фигура, соединяющая отложенные по осям значения оценок критериев (см. рисунок 3).

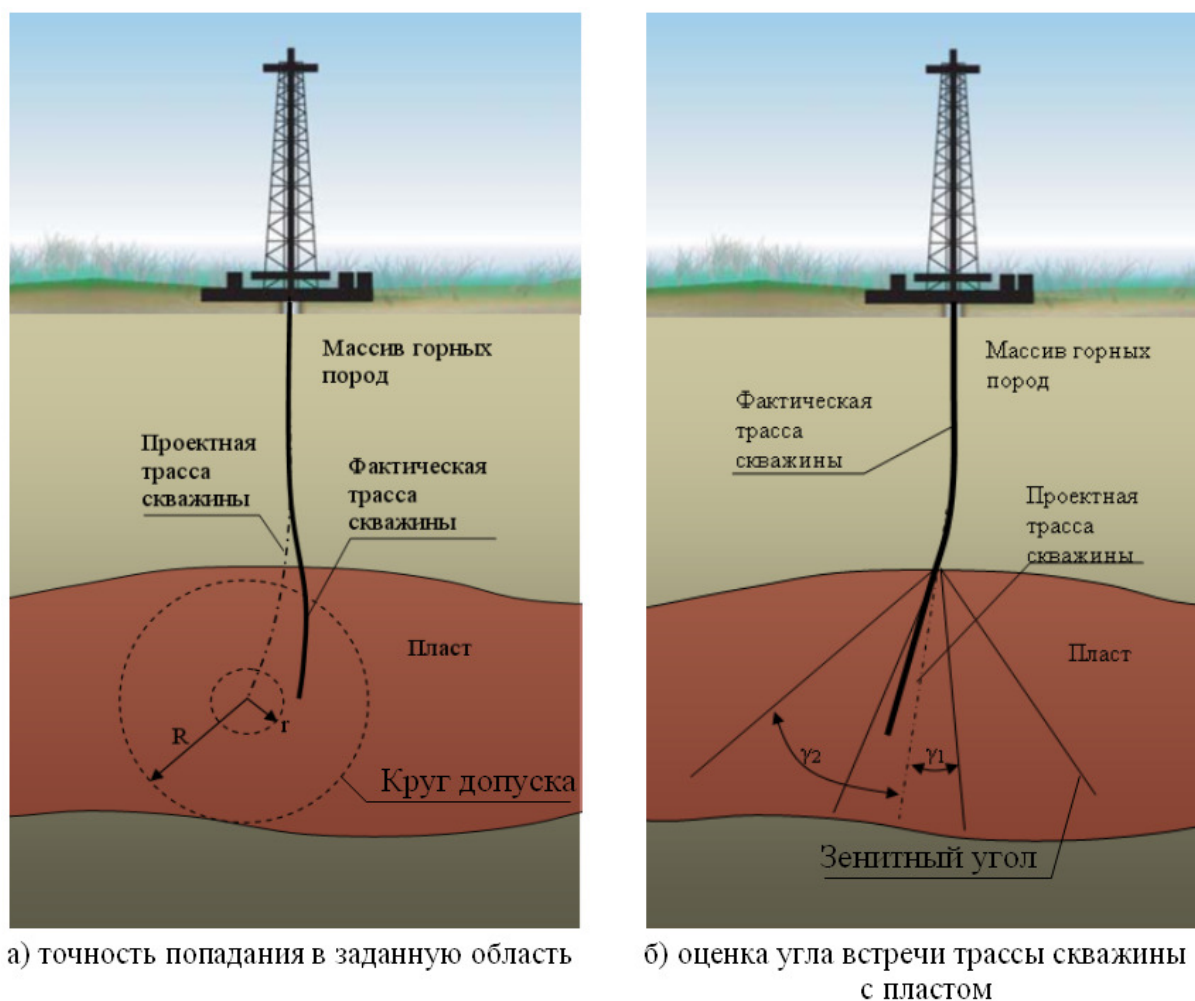


Рисунок 1 - Оценка качества бурения

При построении диаграммы следует учитывать требование одинакового направления шкал полезности. Если какой-либо критерий имеет отличное направление шкалы, то применяют инверсию шкалы по одной из формул:

$$C' = 1 / C \quad \text{или} \quad C' = 100 - C.$$

Например, время бурения скважины (участка скважины) T имеет направление шкалы полезности в сторону уменьшения (чем меньше, тем лучше), тогда переходят к инверсии

$$T' = 100 - T,$$

где T – время в процентах от общего времени бурения всей скважины.

На рисунке 2 обозначены координаты: T' – время бурения участка скважины

(инвертированная шкала); H – пробуренный метраж (в процентах к общей проходке); C_p – точность попадания забоя в заданную область; C_γ – угол встречи забоя скважины с пластом.

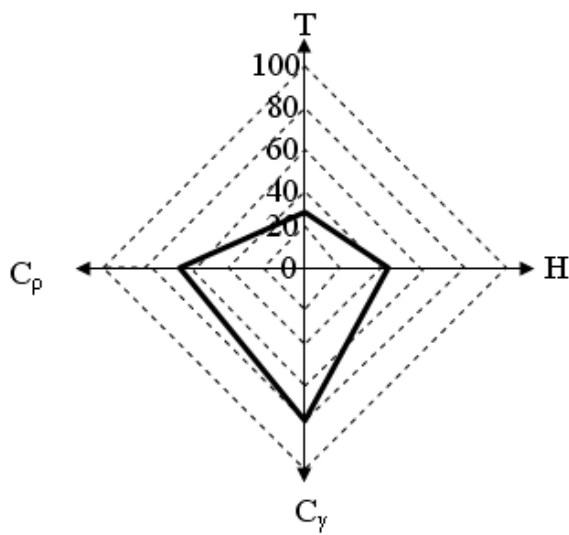


Рисунок 2 - Многокритериальная диаграмма

При выбранном направлении шкал полезности размер фигуры соответствует общей оценке качества процесса бурения (чем больше площадь фигуры, тем выше качество).

Данный метод оценки позволяет не только оценить эффективность бурения, но и сравнить результаты на разных кустах, выявить причину различий путем проведения более детального анализа. Также данный метод позволяет проводить сравнительный анализ показателей бурения для долот различных конструкций.

С практической точки зрения графический метод оценки эффективности работы компоновок при направленном бурении может быть использован как инструмент анализа показателей при апробации новых конструкций технологического оборудования (например, долот или компоновок) как на уже известных месторождениях, так и на новых объектах.

Кроме того, с точки зрения подрядчика, принимающего участие в проекте на

конкретном месторождении, информация в виде графических иллюстраций позволяет четко и обосновано представить свои выводы заказчику, что в свою очередь обеспечивает режим диалога при последующем, более детальном анализе результатов и поиске путей оптимизации.

Список использованных источников

1. Каюмов Э.Ф., Исмаков Р.А. Графический метод оценки эффективности процесса направленного бурения. // УКАНГ, №3, 2015. –С. 52-55.

УДК 622.24

ИССЛЕДОВАНИЯ ГЛИНЫ ОРАНГАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ СОЗДАНИЯ НА ЕЕ ОСНОВЕ БУРОВОГО РАСТВОРА

А.С. Колесников, А.С. Садырбаева, Г.К. Шегенова, Д.Б. Амантаева

*(РГП на ПХВ «Южно-Казахстанский государственный
университет им. М. Ауэзова» г. Шымкент, Республика Казахстан)*

Аннотация: В настоящей статье рассмотрена возможность применения бентонитовой глины орангайского месторождения как основы бурового раствора. Изучен ее минералогический состав. Рентгенофазовый анализ был проведен с помощью дифрактометра ДРОН-3.

Ключевые слова: Орангайское месторождение, бентонитовая глина, буровой раствор, рентгенофазовый анализ.

UDC 622.24

RESEARCH ORANGISH CLAY DEPOSITS WITH THE AIM OF CREATING ON ITS BASE DRILLING MUD

A.S. Kolesnikov, A.S. Sadyrbaeva, G.K. Shegenova, D.B. Amantaeva

*(RSE on REM "South Kazakhstan state University. M. Auezov", Shymkent,
Republic of Kazakhstan)*

Annotation: The present article examines the possibility of using bentonite clay orangish deposits as the basis for drilling mud. Studied its mineral composition. X-ray phase analysis was carried out using the diffractometer DRON-3.

Keywords: Orangay Deposit, bentonite clay, drilling mud, x-ray analysis.

Бентонитами или бентонитовыми глинами называют тонкодисперсные глины, которые представлены на 60-70% минералами групп монтмориллонита (ММ), обладающих высокими связующими способностями, адсорбционными и каталитическими активностями. В виде примеси в бентонитовых глинах присутствуют смешано-слойные минералы, такие как галлуазит, гидрослюда, цеолиты, палыгорскит и каолинит [1-3] .

Свое название бентонитовая глина получила от названия форта Бентон, который расположен в Соединенных штатах Америки, а именно в штате Вайоминг, где впервые была произведена их добыча в промышленном масштабе в конце 19 века [1-3]. В последствии потребность бентонитовых глин значительно возросла. В последствии месторождения бентонитовых глин были обнаружены почти на всех континентах нашего материка [1-3].

Бентонитовые глины возможны к применению в комовом виде рисунок 1, или в порошкообразном виде (в качестве глинопорошка) рисунок 2 бентонитовые порошки являются продуктом высушивания и тонкого измельчения бентонитовых глин, сохранивших свои коллоидные и химические свойства [4-6].

Бентонитовые глины получили широкое применение в различных отраслях промышленности, в частности они нашли применение в нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих, химических, масложировых, резиновых, фармацевтических, бумажных и металлургических производствах, а также в строительной индустрии и сельскохозяйственной сфере [4-6].

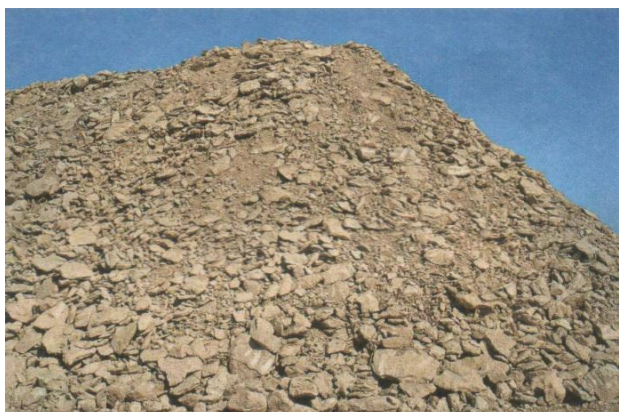


Рисунок 1- Комовая бентонитовая глина



Рисунок 1- Бентонитовый глинопорошок

Особенно огромную потребность в бентонитовых глинах высокого качества испытывают такие отрасли как черная металлургия, литейное производство и нефтегазовая промышленность при бурении нефтяных и газовых скважин с использованием при бурении буровых растворов, приготовленных на основе бентонитовых глин [3].

На рисунке 3 приведена мировая структура запасов бентонитовых глин по данным Геологической Службы США на 2009г.

Годовая потребность Республики Казахстан в бентонитовом сырье, особенно в высококачественном, составляет около 600 тыс.т, а собственная добыча бентонитов и бентонитоподобных глин составляет всего около 356 тыс.т, при производстве бентопорошка, в том числе активированного около 30 тыс.т. [3]. Таким образом, на современном этапе развития нефтегазовой промышленности существует проблема создания инновационных технологий получения глинистых буровых растворов и их рецептур, предназначенных для бурения на основе местного минерального сырья, в частности бентонитовых глин орангайского месторождения [4-6], расположенного в Южно-Казахстанской области.

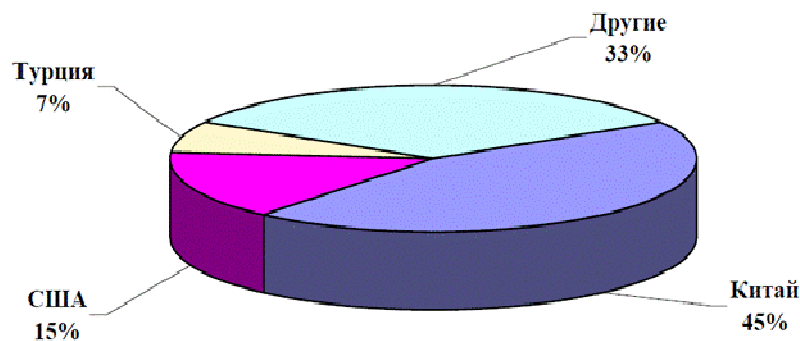


Рисунок 3- Мировая структура запасов бентонитовых глин

С целью изучения состава, структуры глины орангайского месторождения нами был применен; рентгено-фазово-структурный; метод.

Методика подготовки и отбора проб глины для различного рода испытаний проводилась согласно ГОСТ 25795 – 83. При проведении физико-химических исследований отобранная усредненная проба глины высушивается в температурном интервале 105-110С до достижения влажности 6-10% при достижении массы, рассчитываемой согласно формуле:

$$m = m_1(1 - 0,01(W - 8)), \quad (1)$$

где, m_1 – масса отобранной пробы глины, которая взята на просушивание, г;
 W – массовая доля содержащейся в глине воды, %.

Просушенную глину измельчали в условиях лабораторной мельницы до размера частиц не больше 0,25 мм при остатке на сите № 01 не меньше 80%.

Подготовленные таким образом пробы глины являлись исходными для всех последующих исследований. Исследования глины были проведены согласно ГОСТ 25796.0-83 ГОСТ 25796.5-83 «Сырье глинистое в производстве глинопо-рошков для буровых растворов. Методы испытаний».

Глинистое сырье готовили по следующей схеме. Исходную пробу в воздушно-сухом состоянии 2-3 кг (ГОСТ 21216.0-81) просеивали через 5 мм сито. Большие комья глины разбивали резиновым молотком до размеров прохождения сквозь 5 мм сито. Оставшиеся на сите частицы размером больше 5 мм возвра-

щали назад в исходную пробу. Затем отбирали методом сокращений.

В настоящих исследованиях орангайской глины был использован рентгеновский дифрактометр ДРОН-3, с напряжением на трубке 50кВ при работе, при скорости вращения счетчика-4 градуса в минуту. Расшифровка рентгенограмм проводилась по картотеке ASTM [7, 8].

На рисунке 4 приведена частичная рентгенограмма образца глины орангайского месторождения.

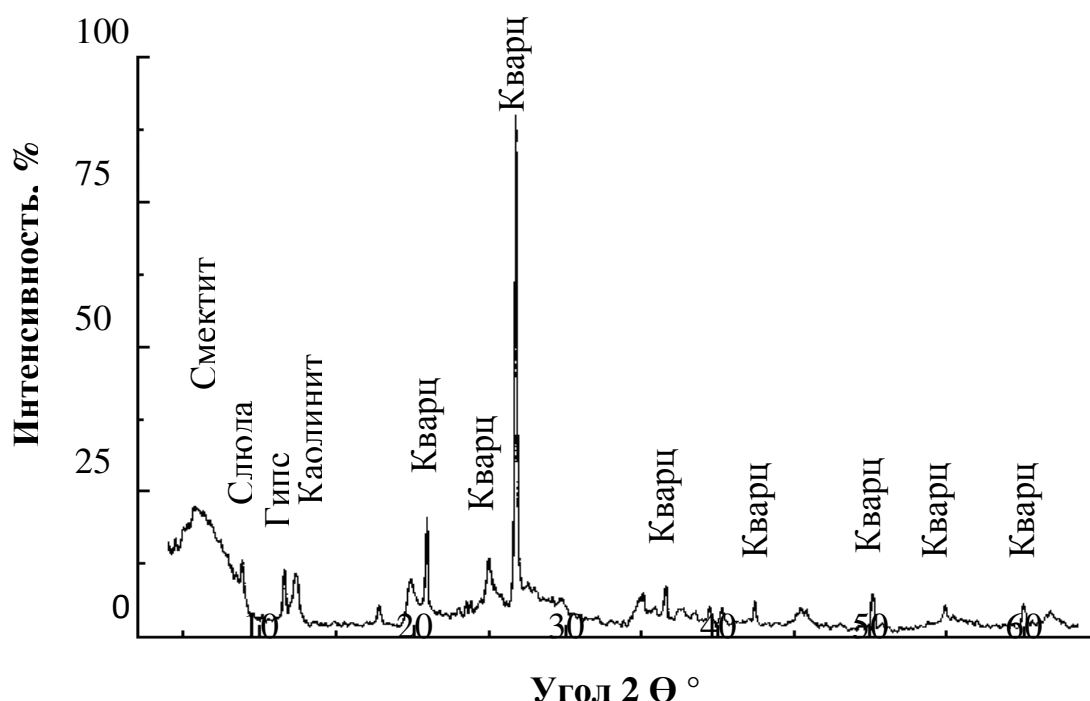


Рисунок 4- Рентгенограмма образца глины орангайского месторождения

На основании проведенных физико-химических исследований можно сделать следующие выводы:

- содержание крупных песчаных частиц крупнее 0,1 мм в глине, к которым относится песчаная фракция, которая составляет 5-6%.
- что основная масса глины орангайского месторождения представлена фракцией < 0,001 мм, что определяет ее высокую дисперсность, присущую бентонитам, главным породообразующим минералом которых является монтморилло-

нит.

Список использованных источников

1. Гонюх В.М., Лыгина Т.З., Трофимова Ф.А., и др. / Разведка и охрана недр. М. 2003, №3. С.37-40.
2. Кирсанов Н.В. Генетические типы и закономерности распространения месторождений бентонитов в СССР/ Н.В. Кирсанов, М.А. Ратеев, А.А. Сабитов и др. – М.: Недра, 1981, – 214 с.
3. Обзор рынка бентонитовых глин в СНГ
http://www.megaresearch.ru/files/demo_file/1752.pdf
4. Ангелопуло О.К., Подгорнова В.М. Буровые растворы для осложненных условий. –М.: Недра, 1988. 154-156 с.
5. Гордон, А. Спутник химика / А. Гордон, Р. Форд // Перевод с английского Е.Л. Розенберга, С.И. Коппель М: Издательство Мир, 1976. – 541 с.
6. Грим Р.Э. Минералогия и практическое применение глин / Р.Э. Грим, – М.: МИР, – 1967, – 264 с.
7. Index to the Power Diffraction file Published by ASTM, 3 Pa 1970,
8. Михеев В.И. Рентгенометрический определитель минералов. – М.: Геологиздат, 1957. – 868 с.

УДК 622.24

АНАЛИЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОЗАЩИТНЫХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

М.А. Кузнецов, Ю.С. Коваленко

*(ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет»)*

Аннотация: Проведена оценка влияния различных факторов на теплопроводность цементного камня и экспериментально исследована степень воздействия некото-

рых из них. Разработана и создана экспериментальная установка, позволяющая проводить исследования теплозащитных свойств крепи скважин.

Ключевые слова: многолетнемерзлые породы, вечная мерзлота, криолитозона, цементный камень, тампонажный раствор, теплопроводность, надежность скважин.

UDC 622.24

ANALYSIS AND INVESTIGATION OF THERMAL PROTECTIVE PROPERTIES OF CEMENT STONE

M.A. Kuznetsov, Y.S. Kovalenko

(FSBEI HPE Ufa State Petroleum Technological University)

Annotation: Has been assessed an evaluation of influence to the different factors of their thermal conductivity of cement stone and experimentally has been explored the effects of some of them. Also has been designed and created experimental device that allows to carry out any researches of thermal protective properties of wells.

Keywords: permafrost, cryolithozone, cementstone, grouting mortar, thermal conductivity, wells reliability.

Многолетнемерзлые породы (ММП) широко распространены на земном шаре, встречаясь на всех континентах за исключением Австралии. В России они занимают около 40% , находясь, в основном, в районах богатых залежами углеводородов.

При добыче нефти или газа могут наблюдаться приустьевые провалы и воронки, проседание направления и кондуктора, нарушение центрирования приустьевого оборудования, образование каналов между цементным камнем и породой, смятие и слом обсадных колонн и т.д.

Основной причиной, возникающих осложнений, является постоянное изменение физических свойств массива пород в результате теплового взаимодействия со скважиной. **Поэтому тенденции совершенствования технологий и материа-**

лов, позволяющих снизить теплопроводность крепи скважины достаточно актуальны.

К основным факторам, влияющим на теплопроводность цементного камня, относятся: тип цемента и его качество; расход цемента и воды затворения; тип и теплопроводность заполнителя; тип и количество добавок к цементному раствору; условия твердения цементного камня; возраст цементного камня.

Изменение водоцементного отношения (В/Ц) раствора влияет на теплопроводность из-за изменения пористости цементного камня (ЦК). Однако с увеличением В/Ц начинают образовываться капиллярных поры, которые в отличие от гелевых способны пропускать газы и жидкости. При этом стоит отметить, что в цементном камне, подвергшемся замораживанию, наблюдается повышенное содержание капиллярных и крупно капиллярных пор. Замерзание в них жидкости приводит к возникновению кристаллизационных давлений и объемным деформациям [1, 2].

Теплопроводность цементного камня можно снизить вводом в тампонажный раствор газообразующих и воздухововлекающих добавок. Однако при высоком давлении такие добавки не способны выделять газ или выделять в значительно меньшей степени, растворяясь в жидкости затворения.

Ввод в тампонажный раствор облегчающих добавок с низкой теплопроводностью является еще одним способом увеличения термического сопротивления и основан на увеличении пути прохождения основного теплового потока через цементный камень, обходя частицы облегчающей добавки.

Для измерения коэффициента теплопроводности (λ) использовался прибор МИТ-1 компании ООО НПП «Интерприбор», предназначенный для определения теплопроводности по ГОСТ 30256. Теплопроводность образцов цементного камня замерялись как в сухом, так и в водонасыщенном состоянии.

На первом этапе было оценено влияние водоцементного соотношения на теплоизоляционные свойства цементного камня (таблица 1).

Таблица 1

Влияние В/Ц цементного раствора на коэффициент теплопроводности ЦК

В/Ц	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6
λ сухих образцов, Вт/(м·К)	0,719	0,716	0,678	0,646	0,614	0,586
λ водонасыщенных образцов, Вт/(м·К)	0,997	0,962	0,956	0,936	0,946	0,938

Полученные результаты показывают, что при увеличении В/Ц раствора теплопроводность цементного камня снижается, а при его насыщении водой сильно возрастает.

Для повышения качества цемента использованием дезинтеграторной обработки [3] была увеличена его удельная поверхность, и влияние дезинтеграторной обработки на теплопроводность цементного камня приведена в таблице 2.

Таблица 2

Влияние дезинтеграторной обработки цемента на теплопроводности ЦК

Обороты на дезинтеграторе, об/мин	0	5000	12000
λ сухих образцов, Вт/(м·К)	0,3569	0,3926	0,3861
λ водонасыщенных образцов, Вт/(м·К)	0,9488	0,9038	0,8587

Результаты таблицы 2 свидетельствуют, что с увеличением частоты вращения при дезинтеграторной обработке уменьшается теплопроводность насыщенных водой образцов. Зависимость у сухих образцов не определена.

В качестве облегчающей добавки в эксперименте было исследовано пено-стекло. Для получения более плотного контакта зерен, а также увеличения пути прохождения теплового потока через цементный камень использовалась формула Фуллера, согласно которой содержание пеностекла фракции 0,3-0,5 мм составляло 58%, фракции 0,5-1,0 мм – 23% и фракции 1,0-1,5 мм – 19%.

Влияние количественного содержания пеностекла в цементном камне на теплопроводность представлено в таблице 3.

Таблица 3

Влияние пеностекла на коэффициент теплопроводности цементного камня

Пеностекло, % от массы цемента	0	10	20	30
λ сухих образцов, Вт/(м·К)	0,6463	0,2843	0,2271	0,2173
λ водонасыщенных образцов, Вт/(м·К)	0,9356	0,6888	0,5682	0,5182

Добавление пеностекла в количестве 20-30% позволила снизить значение коэффициента теплопроводности в 1,5-3 раза.

В качестве газообразующего компонента в цементе исследовано ГКЖ-94, образующая эмульсию на которой затворялся цементный раствор. Теплопроводность полученных образцов представлена в таблице 4.

Таблица 4

Влияние добавки ГКЖ-94 на коэффициент теплопроводность ЦК

Количество ГКЖ от массы цемента, %	0	0,1	0,2	0,2
Скорость приготовления эмульсии, об/мин	-	3000	1500	3000
λ сухих образцов, Вт/(м·К)	0,5019	0,4790	0,4551	0,4310
λ водонасыщенных образцов, Вт/(м·К)	0,9712	0,8984	0,7799	0,7514

Использование ГКЖ-94 как газообразующей добавки позволяет уменьшить теплопроводность, но при этом увеличивается время схватывания цементного раствора, а при добавлении более 0,2% начинается сильное пенообразование.

Для исследования потери энергии теплового потока в скважине была спроектирована и изготовлена экспериментальная лабораторная установка, моделирующая крепь скважины, и позволяющая определить температуру в каждом из четырех слоев цементного камня. Контакт крайнего слоя цемента происходит через металлическую пластину с водой, моделирующей пластовый флюид внутри обсадной колонны. Периодичность замеров – 1 час. При этом слой 4 был ближайшим к воде, а слой 1 был от нее дальше всех.

На установке был проведен эксперимент с цементным камнем, полученном из тампонажного раствора с ПЦТ-I-G при В/Ц = 0,5. За 10 часов температура слоя 1 цементного камня изменилась с 23 до 32 °С, что указывает на недостаточные теплоизоляционные свойства традиционных цементов.

Применением цементов с минимальной теплопроводностью, показанных в

данной работе, можно уменьшить теплопроводность крепи в 1,5-3 раза.

Список использованных источников

1. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / Овчинников П.В., Кузнецов В.Г. и др. – М.:ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 115с.
2. Тампонажные растворы с пониженной водоотдачей: учебник для студентов высших учебных заведений / С. Ф. Комлева [и др.]; под редакцией Ф. А. Агзамова. Уфа, ООО «Монография», 2008. - 188 с.
3. Измухамбетов Б. С., Агзамов Ф. А., Умралиев Б. Т. Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин. Санкт-Петербург, 2007 – 461с.
4. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов : учеб. пособие - СПб.: Недра, 2011. - 268с.
5. Стригоцкий С.В. Основы управления качеством строительства скважин в многолетнемерзлых породах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991.

УДК 622.24

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ ОСЦИЛЛЯТОР И ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ-ПЕРФОРАТОРА FLUIDHAMMER С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СКВАЖИН

И.А. Ларин

(National Oilwell Varco, инженер технической поддержки)

Аннотация: Представлена одна из последних революционных разработок корпорации National Oilwell Varco – забойный двигатель-перфоратор FluidHammer, а также широко зарекомендовавшая себя система Осциллятор. Технология FluidHammer дает возможность более эффективно использовать подаваемую на долото энергию с буровой, это приводит к существенному увеличению скорости проход-

ки, уменьшению риска возникновения крутильных колебаний бурильной колонны при снижении реактивного момента от долота.

Система Осциллятор создает осевые колебания в КНБК и бурильной колонне для снижения сил трения, это улучшает передачу нагрузки, снижает поперечные и крутильные вибрации, возникающие при бурении в роторном режиме, а также повышает эффективность бурения при ориентированном бурении, за счет снижения статических сил трения и, как следствие, лучшей управляемости КНБК. В результате этого повышается эффективность бурения, профиль скважины становится более пологим, что в дальнейшем облегчает спуск обсадной колонны.

Показаны принципы работы двигателя и системы Осциллятор, их преимущества и возможности.

Ключевые слова: бурение нефтяных и газовых скважин, буровое оборудование, забойный двигатель-перфоратор FluidHammer, система Осциллятор, увеличение скорости проходки, направленное бурение, бурение твердых карбонатных пород.

Введение

Как известно, бурение является одним из самых дорогих этапов на пути строительства скважины и поэтому любые методы, которые приведут к сокращению затрат без ухудшения качества строительства являются актуальными для нефтяников. К таким методам можно отнести: увеличение скорости проходки, сокращение количества спускоподъемных операций (СПО), исключение срывов инструмента при бурении, равномерное доведение нагрузки на долото, использование технологий позволяющих сократить время на ликвидации осложнений, если они возникают в процессе бурения и другие.

Технология применения осциллятора

- Описание назначения оборудования;

-Описание конструкции и принципа действия оборудования.

Повышение технико-экономических показателей бурения нефтяных и газо-

вых скважин, особенно при прохождении твердых, крепких и высокоабразивных пород в наклонно-направленных скважинах со сложными профилями, в большой степени зависит от полноты использования прилагаемой энергии на разрушение горных пород.

Сокращение сроков и стоимости бурения позволило бы расширить возможности нефтегазовых и буровых компаний для достижения запланированных траекторий при бурении скважин и, в конечном итоге, увеличению коэффициента извлечения углеводородов при разработке месторождений со сложными условиями бурения. Без использования современных экономически-эффективных технологических решений потенциал нефтедобывающих и буровых компаний сужается.

Корпорация National Oilwell Varco – мировой лидер в производстве бурового оборудования. Компания уделяет отдельное внимание новым разработкам, направленным на повышение эффективности бурения, постоянно совершенствует применяемые технологии, предлагая своим Клиентам широкий спектр подземного и наземного оборудования премиум-класса.

Одной из последних революционных разработок корпорации, позволяющих выйти на новый уровень эффективности бурения скважин в сложных горно-геологических условиях, является забойный двигатель-перфоратор FluidHammer. Технология, полностью совместимая с любым применяемым на сегодняшний день забойным буровым инструментом, позволяет более эффективно использовать подаваемую на долото энергию с буровой. Что приводит к существенному увеличению скорости проходки по сравнению с бурением стандартным винтовым забойным двигателем, уменьшается риск возникновения крутильных колебаний буровой колонны при снижении реактивного момента от долота.

Описание конструкции и принципа действия оборудования.

Забойный двигатель-перфоратор FluidHammer компании NOV является следующим шагом на пути к повышению эффективности бурения скважин, представляя собой передовую и ориентированную на обеспечение высокой производитель-

ности технологию. В этой системе используется новейшее поколение высокоэффективных эластомеров в сочетании с новой системой распределения энергии, что позволяет повысить породоразрушающие характеристики бурового долота. Данный эффект достигается путем одновременной подачи осевой и скручивающей нагрузки на буровое долото.

Принцип работы двигателя-перфоратора FluidHammer основан на генерации осевых колебаний на долото в процессе бурения по аналогии с «отбойным молотком». Устройство, как и стандартный винтовой забойный двигатель, состоит из шпиндельной секции с регулятором угла прекоса и силовой пары.



Рисунок 1. Узлы забойного двигателя-перфоратора FluidHammer.

Силовая пара трансформирует гидравлическую энергию прокачиваемой жидкости в механическое вращение, передает его на долото и воспринимает от долота реактивный момент. Шпиндельная секция представляет собой герметизированную маслonaполненную опору (100% промывочной жидкости поступает на долото, без потерь, для достижения оптимальной расчетной гидравлической мощности через насадки долота) с вмонтированным в нее телескопическим механизмом, создающим осевые колебания долота только в тот момент, когда оно установлено на забой.

В процессе бурения вооружение долота передает переменные нагрузки специально рассчитанной силы и частоты на разбуриваемую породу. При этом разрушение пород происходит гораздо эффективнее, чем с постоянно приложенной осевой нагрузкой. Частота осевых колебаний зависит от конфигурации силовой

пары двигателя и находится в пределах 8-10 Гц. Забойный двигатель-перфоратор FluidHammer не имеет ограничений по типу применяемых долот, как и стандартный винтовой забойный двигатель, и может применяться с шарошечными долотами и с долотами PDC. Для выполнения задач направленного бурения применяется компоновка с регулятором угла перекоса.

Технология применения осциллятора

- Описание назначения оборудования;

-Описание конструкции, технологических характеристик и принципиальной схемы оборудования;

- Описание принципа действия оборудования;

Для решения таких проблем как: отставание от проектного профиля, неудовлетворительная механическая скорость проходки (МСП), подвисание КНБК, которые наблюдаются при бурении наклонно-направленных скважин, компания National Oilwell Varco разработала систему Осциллятор.

Система Осциллятор расширяет возможности стандартных КНБК с применением управляемого забойного двигателя.

Система состоит из трех основных механизмов (рис.2): силовая секция, секция клапанной пары и подшипников, а также секция генератора импульсов.

Силовая секция управляет клапанной парой, которая создает гидродинамическую пульсацию. Создаваемая пульсация давления воздействует на внутренние механизмы генератора импульсов, преобразовывая гидравлическую энергию в механическую в виде возвратно-поступательного движения.

Клапанная пара является сердцем инструмента, она создает гидравлическую энергию, получаемую от прокачиваемого флюида. Клапанный механизм открывается и закрывается, в результате чего общая площадь потока (ОПП) инструмента циклически изменяется от максимум до минимума. При минимальной ОПП давление высокое, а при максимальной ОПП - низкое. Пластина клапана, закрепленная в нижней части роторного вала, движется по поверхности другой пласти-

ны, закрепленной неподвижно. В результате происходит циклическое изменение сечения проходного отверстия, что приводит к флуктуациям давления.

Частота упомянутых импульсов давления прямо пропорциональна скорости потока. Размер пластин клапана сконфигурирован на основе эксплуатационных параметров с тем, чтобы оптимизировать эффективность работы и гарантировать, что давление падает каждый раз в пределах спецификации.

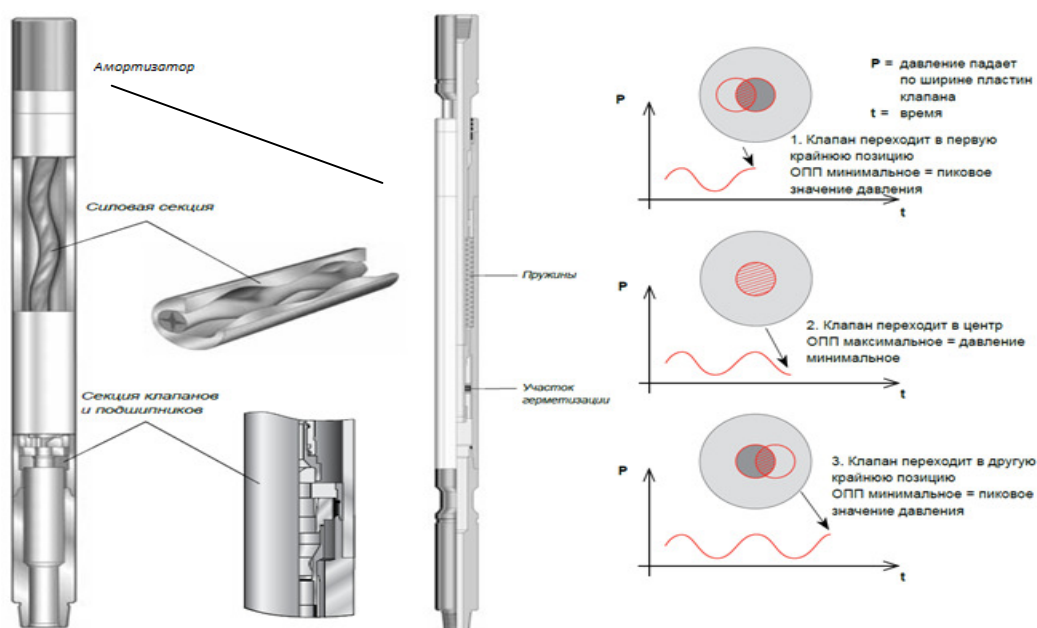


Рисунок 2. Основные секции системы Осциллятор и положения пластин

Осциллятор создает непосредственно только импульсы давления. Для трансформации этой гидравлической энергии в полезную механическую силу, над осциллятором в КНБК или бурильной колонне размещают амортизатор, как показано на рисунке 2. При бурении на ГНКТ необходим только осциллятор, ГНКТ расширяется и сокращается под действием импульсов давления. Амортизатор имеет герметичную оправку для закрепления, которая имеет вид пружины, расположенной по оси (рис.2). Когда внутреннее давление действует на амортизатор, оправка расширяется под действием давления в герметичной зоне (известной, как зона открытия насоса) в пределах инструмента. При отсутствии давления пружина возвращается на оправку в изначальную позицию. При использовании непосред-

ственно выше осциллятора, импульсы давления вызовут расширение и сокращение амортизатора, что станет причиной возникновения осевого колебания. Система осциллятор может быть размещена в бурильной колонне для сосредоточения энергии там, где это крайне необходимо.

Список использованных источников

В процессе создания статьи использованы внутренние ресурсы компании National Oilwell Varco.

УДК 622.24

ИСТОЧНИКИ КОЛЕБАНИЙ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА И ИХ ЧАСТОТНЫЙ СОСТАВ

Т.Н. Миннивалеев, А.Н. Миннивалеев

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

Аннотация: В статье рассмотрены причины возникновения колебательных процессов, возникающих при бурении скважин. Показано, что частота колебаний находится в интервале от менее 1 Гц до 500 Гц и выше. Последние в свою очередь приводят к преждевременному износу бурильного инструмента и ухудшению технико-экономических показателей бурения.

Ключевые слова: частота колебаний, гидравлический забойный двигатель, буровой насос, колебания давления промывочной жидкости, вибрация бурильного инструмента, динамичность бурильного инструмента.

UDC 622.24

THE SOURCES OF VIBRATIONS OF A DRILLING TOOL AND THEIR FREQUENCY COMPOSITION

T.N. Minnivaleev, A .N. Minnivaleev

(The Department of Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky)

Annotation: The paper deals with causes of vibration processes arising in well drilling. The author states that the oscillation frequency is in the range from less than 1 Hz up to 500 Hz and above. That causes a high speed wear of bit and decline of economic and technical factors of drilling.

Keywords: vibration frequency, hydraulic downhole motor, slush (mud) pump; drill bit vibration, dynamics of drilling tool.

Процесс бурения сопровождается появлением различного рода колебательных процессов [2, 3, 4 и др.]. Несмотря на многообразие причин природы их происхождения в качестве критерия классификации колебательных процессов можно принять их частотный диапазон. Учитывая результаты множества проведенных исследований [5 и др.] в соответствии с этой классификацией можно условно выделить следующие частотные группы: инфранизкий, низкий, средний и высокий.

К группе инфранизких частот условно отнесем колебательные процессы с частотой менее 1 Гц. Источниками колебаний бурильного инструмента и промывочной жидкости данного диапазона может быть ручная подача бурильного инструмента, биения давления при одновременной работе насосов на один манифольд.

Сюда же можно отнести и колебания, возникающие вследствие действия ветровой нагрузки на буровую установку и упругости грунта. Колебания столь низких частот преимущественно имеют устьевой характер происхождения и не оказывают существенного влияния на динамику бурения.

В группу низких частот включим колебания с частотами 1-70 Гц.

Среди причин, вызывающих колебания, относящиеся к данной частотной группе, необходимо отметить работу поршневого бурового насоса, являющегося генератором интенсивных волновых процессов с частотой приблизительно 1 Гц [6]. При этом амплитуда колебаний, идущих от насоса, является значительной величиной.

В условиях, когда среднее давление промывочной жидкости в гидросистеме составляет 10 МПа и более, ее пульсация приводит не только к появлению колебаний давления промывочной жидкости в циркуляционной системе, но и к дополнительной раскачке бурильной колонны с той же частотой.

Наличие у поршневых буровых насосов клапанного механизма обуславливает появление колебаний давления промывочной жидкости с частотами 4-5 и 50-65 Гц [1, 9, 10]. Причем амплитуда этих колебаний значительно меньше однократной составляющей работы насоса.

В данную группу также отнесем колебания, появление которых обусловлено упругостью талевой системы буровой установки.

Забойные двигатели также являются источниками колебательных процессов промывочной жидкости. Так винтовой забойный двигатель, являющийся двигателем объемного типа, на каждый «чих» долота реагирует импульсами давления. В работах [9] отмечается, что высокоскоростной режим течения промывочной жидкости в окнах статорных и роторных турбинок, моделирующийся с частотой вращения вала, создает условия для возникновения такого явления, как гидравлическая сирена.

Одним из источников колебаний давления промывочной жидкости может быть и буровой шланг, посредством которого осуществляется подача жидкости от насоса к вертлюгу, а далее в колонну бурильных труб. В отличие от стальных бурильных труб буровой шланг, изготавливаемый из прорезиненной ткани, является гибким и обладает явно выраженными упругими свойствами. Это обстоятельство в совокупности с различными режимами бурения позволяет сделать вывод о том,

что он может стать резонатором в случае совпадения частоты вынуждающей силы с его собственной частотой.

Далее рассмотрим колебания, источниками которых являются процессы, происходящие на забое.

Во-первых, это колебания, возникающие при вращении долота и его взаимодействия с забоем. Они передаются колонне бурильных труб и промывочной жидкости и могут быть зафиксированы специальной аппаратурой на устье скважины. Амплитудно-частотная характеристика этих колебаний позволяет судить не только об эффективности выбранного режима бурения, но и определить частоту вращения долота, его динамической силы, степени износа его опор, состояние забойных двигателей, моменты «отрыва» долота от забоя. Таким образом, они обладают высокой информативностью, а их правильная интерпретация позволит повысить эффективность бурения.

Одним из типов долот, применяемых для бурения скважин, являются шарошечные долота, использование которых охватывает большое многообразие пород различной твердости. В процессе бурения в результате вращения долота происходит перекатывание шарошек по забою, сопровождающееся внедрением зубцов в пробуриваемую породу и ее разрушением. В результате неизбежной обратной реакции забоя на породоразрушающий инструмент бурильная колонна начинает совершать вынужденные механические колебания.

Взаимодействие долота с забоем скважины приводит к появлению осевых вибраций с определенной частотой и амплитудой, которые воспринимаются валом турбобура, а через осевую опору и промывочную жидкость передаются корпусу и всей бурильной колонне. В результате возвратно-поступательного движения вала в корпусе турбобура, в столбе промывочной жидкости возбуждаются продольные волны давления, скорость распространения которых зависит от плотности промывочной жидкости и модуля объемной упругости.

Частота вращения вала забойных двигателей обычно находится в интервале

100..1000 об/мин. Частота колебаний, вызванных вращением долота в описанном интервале частот, составляет соответственно 1,6..16 Гц [9]. При применении трехшарошечных долот и отсутствия проскальзывания шарошек относительно забоя, частоты возбуждаемых долотом колебаний утраиваются и лежат в диапазоне от 5 до 50 Гц.

В следующую группу средних частот включим, так называемые, «зубцовые» колебания, возникающие вследствие внедрения в горную породу зубцов долота. Также как «долотные» и «грунтовые», они имеют забойный характер происхождения. Частотный диапазон этих колебаний находится в интервале от 100 до 500 Гц, о чем свидетельствуют результаты исследований.

Данный частотный интервал не определяется исключительно конструктивными и геометрическими параметрами долота (такими как его диаметр, количество шарошек и зубцов, соотношение диаметров корпуса и шарошек). Большой разброс частот объясняется различием скорости вращения долот, т.е. чем выше частота вращения вала забойного двигателя, тем соответственно выше будет и частота этих колебаний.

Необходимо отметить, что в процессе бурения скважин взаимодействие долота с забоем приводит не только к появлению продольных колебаний бурильного инструмента. При использовании соответствующих типов виброанализаторов можно на устье зарегистрировать крутильные и поперечные колебания бурильного инструмента.

В последнюю из выделенных групп частот отнесем колебания, происходящие с частотой свыше 500 Гц. Высокочастотные колебания присутствуют в составе спектров колебаний промывочной жидкости и бурильного инструмента, но по причине их затухания и незначительности амплитуд зарегистрировать их весьма сложно. Одной из немногочисленных работ по исследованию высокочастотных колебаний, возникающих в процессе бурения алмазными коронками является [7].

Список использованных источников

1. Абдюкова Р.Я. Моделирование удара тарели клапана бурового насоса при ее посадке на седло / Р.Я. Абдюкова, Н.Я. Багаутдинов, А.Н. Зотов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. - 2012. - № 2. - С. 52-65.
2. Габдрахимов М.С. Анализ бурения нефтяных скважин в Азнакаевском ПБР ООО «Бурение» / М.С. Габдрахимов, Т.Н. Миннивалеев, Р.М. Галимов. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. - №5. – С. 8-11.
3. Габдрахимов М.С. Исследование и оценка влияния неравномерности давления промывочной жидкости на работу бурового инструмента / М.С. Габдрахимов, Т.Н. Миннивалеев, Р.М. Галимов // Экспозиция Нефть Газ. – 2013. – №2 (27). – С. 65-67.
4. Габзалилова А.Х. Научно-методическое обоснование увеличения длины горизонтальных интервалов стволов скважин: дисс... канд. техн. Наук. – Уфа: науч.-произв. фирма «Геофизика», 2012.
5. Из опыта исследования вибраций бурильного инструмента в бурящихся скважинах Татарии / Чупров В.П., Сираев А.Х., Бикчурин Т.Н. и др. //Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности. - 1978. - №2. - С. 24-25.
6. Караев М.А. Гидравлика буровых насосов. 2-е изд., перераб. и доп. / М.А. Караев. - М.: Недра, 1983. - 208 с.
7. Копылов В.Е. Вибрации при алмазном бурении / В.Е. Копылов, Ю.А. Чистяков, Э.П. Мухин. – М.: Недра, 1967. – 128 с.
8. Петров, В. А. Эффективность применения колтюбинговой технологии в условиях НГДУ «Туймазанефть» [Текст] / В.А. Петров, В.В. Петров, Л.В. Петрова, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2 т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 175-179.
9. Шлык Ю.К. Повышение эффективности турбинного бурения путем улучшения

характеристик турбобура и передачи забойной информации по механико-гидравлическому каналу связи: дис. ... докт. техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 2000.

10. 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. - № 1. - С. 40.

UDK 622.24

DRILLING PROBLEMS IN SYRIA AND THEIR PROPOSED SOLUTIONS

*T. Minnivaaleev, Senior Lecturer Department of exploration and development
of oil and gas fields, Technical Sciences PhD,
Alshabane Mohammed, Nketia Nyame David BGR 12-12
Ufa State Petroleum Technological University,
Branch in the Oktyabrskiy*

Annotation

This article, explains the circumstances of drilling conducted in Syria during drilling of wells from oil field reserve. A research conducted by experts exposed the various problems ensued on the field and the respective solutions were stipulated. Most of the problems are mechanical in nature which causes gross damage to drilling machines, notwithstanding the reduced permeability within the vicinity of the wellbore also poses great challenge to Oil and Gas engineers working in Syria Oil field. This article also discusses the need to apply Oil-based fluids (OBFs) and synthetic-based fluids (WBFs) offer the maximum lubricity to drilling machines.

Keywords: Drilling, well, reserve, oil fields, barrels, Oil-base fluids, Synthetic-based fluids, lubricity, permeability, wellbore.

The Republic of Syria is situated in the south of the Arabian Peninsula in Southwest Asia. It is part of the Middle East, bordering with Iraq, Jordan, Turkey, Lebanon, Palestine Mediterranean sea. First discovery of oil in Syria was in 1933, Hunt Oil in

first started drilling operations in 1968 Deer Al Zour. Syria is divided into 87 blocks. In 2007, about 12 of them units in oil production, 26 were in the preliminary phase, 7 were in pending approval and 34 are open. Oil in Syria divided in five areas:

1. Euphrates basin (north): (about 480 million barrels).
2. Deer Al Zour (north): (800 million barrels)
3. Syrian desert (East) :(800 million barrels)
4. Pelvic destruction (center (135 million barrels)

In Syria, many foreign companies like Salvaley, Tsespa, Blue energy, ExxonMobil, Hunt Oil, Korea National Oil Company, Nexo, Occidental, Pan Canadian corporation, Sinopes, Soso etc. works. French oil company Total SA bought 40% shares in Deer Al Zour field in Syria, the total area of the field is about three thousand square kilometers.

Formation damage: Producing formation damage has been defined as the impairment of the unseen by the inevitable, causing an unknown reduction in the unquantifiable. In a different context, formation damage is defined as the impairment to reservoir (reduced production) caused by wellbore fluids used during drilling/completion and workover operations [2, 3]. It is a zone of reduced permeability within the vicinity of the wellbore (skin) as a result of foreign-fluid invasion into the reservoir rock.

Preventing formation damage: Over the last five decades, a great deal of attention has been paid to formation damage issues for two primary reasons:

Ability to recover fluids from the reservoir is affected very strongly by the hydrocarbon permeability in the near-wellbore region [1]

Although we do not have the ability to control reservoir rock properties and fluid properties, we have some degree of control over drilling, completion, and production operations. Thus, we can make operational changes, minimize the extent of formation damage induced in and around the wellbore, and have a substantial impact on hydrocarbon production. Being aware of the formation damage implications of various drilling, completion, and production operations can help in substantially reducing

formation damage and enhancing the ability of the well to produce fluids.

Stuck pipe: During drilling operations, a pipe is considered stuck if it cannot be freed from the hole without damaging the pipe, and without exceeding the drilling rig's maximum allowed hook load [6]. Pipe sticking can be classified under two categories: differential pressure pipe sticking and mechanical pipe sticking.

Mechanical causes for stuck pipe include:

- Keyseating
- Packoff from poor hole-cleaning
- Shale swelling
- Wellbore collapse
- Plastic-flowing formation (salt)
- Bridging

Preventing stuck pipe can require close monitoring of early warning signs, such as:

1. Increases in torque and drag
2. Excessive cuttings loading
3. Tight spots while tripping
4. Loss of circulation while drilling

Depending on what the suspected cause of sticking is, it might be necessary to increase the drilling-fluid density (to stabilize a swelling shale) or to decrease it (to protect the depleted zone and avoid differential sticking) [5]. A drilling fluid's friction coefficient is an important factor in its effectiveness in preventing stuck pipe and / or enabling stuck pipe to be worked free. Oil-based fluids (OBFs) and synthetic-based fluids (SBFs) offer the maximum lubricity. Inhibitive water-based fluids (WBFs) can be treated with a lubricant (typically 1 to 5% by volume) and formulated to produce a thin, impermeable filter cake that offers increased protection against sticking. High-performance-polymer WBFs that are designed specifically to serve as alternates to OBFs and SBFs exhibit a high degree of natural lubricity and might not require the addition of

a lubricant [4].

Lost circulation: Lost of circulation is the un control led flow of whole mud into a formation. The complete prevention of lost circulation is impossible, because some formations, such as inherently fractured, cavernous, or high-permeability zones, are not avoidable if the target zone is to be reached. However, limiting circulation loss is possible if certain precautions are taken, especially those related to induced fractures. These precautions include:

1. Maintaining proper mud weight
2. Minimizing annular-friction pressure losses during drilling and tripping
3. Adequate hole cleaning
4. Avoiding restrictions in the annular space
5. Setting casing to protect upper weaker formations within a transition zone
6. Updating formation pore pressure and fracture gradients for better accuracy

with log and drilling data

If lost circulation zones are anticipated, preventive measures should be taken by treating the mud with loss of circulation materials (LCMs) and preventive tests such as the leakoff test and formation integrity test should be performed to limit the possibility of loss of circulation [7].

Hole deviation: Hole deviation is the unintentional departure of the drill bit from a preselected borehole trajectory. Whether it involves drilling a straight or curved-hole section, the tendency of the bit to walk away from the desired path can lead to drilling problems such as higher drilling costs and also lease-boundary legal problems [8]. It is not exactly known what causes a drill bit to deviate from its intended path. It is, however, generally agreed that one or a combination of several of the following factors may be responsible for the deviation:

- Heterogeneous nature of formation and dip angle
- Drillstring characteristics, specifically the bottomhole assembly (BHA) makeup
- Stabilizers (location, number, and clearances)

- Applied weight on bit (WOB)
- Hole-inclination angle from vertical
- Drill-bit type and its basic mechanical design
- Hydraulics at the bit
- Improper hole cleaning

Drill pipe failures: Drill pipe failures is a prevalent drilling problem. It can be put into one of the following categories: twist off caused by excessive torque; parting because of excessive tension; burst or collapse because of excessive internal pressure or external pressure, respectively; or fatigue as a result of mechanical cyclic loads with or without corrosion. Although pipe failure cannot be eliminated totally, there are certain measures that can be taken to minimize it. Fatigue failures can be mitigated by minimizing induced cyclic stresses and insuring a noncorrosive environment during the drilling operations. Cyclic stresses can be minimized by controlling dogleg severity and drillstring vibrations. Corrosion can be mitigated by corrosive scavengers and controlling the mud pH in the presence of H₂S. The proper handling and inspection of the drill string on a routine basis are the best measures to prevent failures [9, 10].

Borehole instability: Borehole instability is the undesirable condition of an openhole interval that does not maintain its gauge size and shape and / or its structural integrity. There are four different types of borehole instabilities:

1. Hole closure or narrowing
2. Hole enlargement or washouts
3. Fracturing
4. Collapse

Total prevention of borehole instability is unrealistic, because restoring the physical and chemical in-situ conditions of the rock is impossible. However, the drilling engineer can mitigate the problems of borehole instabilities by adhering to good field practices. These practices include:

1. Proper mud-weight selection and maintenance

2. Use of proper hydraulics to control the equivalent circulating density (ECD)
3. Proper hole-trajectory selection
4. Use of borehole fluid compatible with the formation being drilled.
5. Additional field practices that should be followed are:
6. Minimizing time spent in open hole
7. Using offset-well data (use of the learning curve)
8. Monitoring trend changes (torque, circulating pressure, drag, fill-in during tripping)
9. Collaborating and sharing information

Mud contamination: A mud is said to be contaminated when a foreign material enters the mud system and causes undesirable changes in mud properties, such as density, viscosity, and filtration. Generally, water-based mud systems are the most susceptible to contamination. Mud contamination can result from overtreatment of the mud system with additives or from material entering the mud during drilling.

Shallow gas: Shallow gas may be encountered at any time in any region of the world. The only way to combat this problem is to never shut in the well; divert the gas flow through a diverter system instead. High-pressure shallow gas can be encountered at depths as low as a few hundred feet where the formation fracture gradient is very low. The danger is that if the well is shut in, formation fracturing is more likely to occur, which will result in the most severe blowout problem, underground blow.

It is almost certain that problems will occur while drilling a well, even in very carefully planned wells. For example, in areas in which similar drilling practices are used, hole problems may have been reported where no such problems existed previously because formations are nonhomogeneous. Therefore, two wells near each other may have totally different geological conditions. In well planning, the key to achieving objectives successfully is to design drilling programs on the basis of anticipation of potential hole problems rather than on caution and containment. Drilling problems can be very costly. The most prevalent drilling problems include pipe sticking, lost circulation, hole

deviation, pipe failures, borehole instability, mud contamination, formation damage, hole cleaning, H₂S-bearing formation and shallow gas, and equipment and personnel-related problems. Understanding and anticipating drilling problems, understanding their causes, and planning solutions are necessary for overall-well-cost control and for successfully reaching the target zone.

References:

1. Focusing oil and gas exploration in Eastern Syria by using satellite images and elevation data alongside conventional 2D seismic / R. Harris, M. Cooper, I. Shook.:- Canada, 2008
2. Drilling wells complications / power wells services.:- Texas, 2000
3. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии предварительной подготовки промысловых нефтешламов к центрифугированию с применением токов сверхвысокой частоты / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. – т. 90. – № 4. – С. 169-174.
4. Нафикова, Р.А. Влияние вязкости нефтяного шлама на эффективность его переработки на промыслах / Р.А. Нафикова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010.– № 1. – С. 118-120.
5. Samigullina, L. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. –Т. 2. – С. 108-111.
6. Garifullina, Z. For the problem of drilling enterprises managing peculiarities / Z. Garifullina, R. Stepanova, T. Dikhtyar // International scientific periodical «Modern fundamental and applied researches». – 2014. – № 1(12). – Pp.127-134.
7. Ворсина, Н.А. Преддипломная практика бакалавров в техническом университете / Н.А. Ворсина, А.Х. Габзалилова, Л.В. Петрова // Актуальные вопросы инженерного образования-2015: сб. науч. тр. Международной научно-методической конференции. – Уфа: Аркаим, 2016. – С. 212-220.

8. 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>.

9. 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.

10. К вопросу о расчете прироста добычи нефти от осуществления мероприятий по интенсификации / И.К. Хламушкин, З.А. Гарифуллина, А.Х. Габзалилова, Р.Р. Хуснутдинова. – Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1 (95). – С. 21-25.

УДК 620.193.4

ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИИ АЛЮМИНИЕВЫХ СПЛАВОВ И ВОЗМОЖНЫЕ МЕТОДЫ ИХ ЗАЩИТЫ

Мухаметзянов Мират Ильдусович

студент гр. БГБ-12-02

Шакирова Алина Ильдаровна

аспирант кафедры Бурения нефтяных и газовых скважин

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Muhametzyanov Mirat Ildusovich Student, BGB-12-02

Shakirova Alina Ildarovna

Postgraduate student Drilling oil and gas wells department

Ufa state petroleum technological university

Аннотация

Защита бурового оборудования и элементов бурильной колонны от коррозии является одной из первостепенных задач, с целью увеличения срока их эксплуатации, уменьшения аварий и осложнений в процессе бурения. Целью исследования является изучение образцов алюминиевых сплавов, из которых в даль-

нейшем изготавливаются легкосплавные бурильные трубы с повышенными прочностными характеристиками, на коррозионную стойкость в агрессивных средах. Представлены результаты и выводы лабораторных испытаний.

Annotations

The equipment and drill string components protection from the corrosion activity is the most important objective in order to increase the service life of equipment and to reduce accidents and operating problems while drilling process. In this connection, the purpose was to study aluminum alloys samples in corrosive medium, which are produced lightweight alloy drill pipe. There are the results of laboratory tests.

Ключевые слова

Коррозия, алюминиевый сплав, легкосплавные бурильные трубы, РКУ прессование.

Key words Corrosion, lightweight alloy drill pipe, aluminum alloy, equal channel angular pressing.

В настоящее время актуальными проблемами в области бурения скважин являются коррозионное растрескивание, как один из видов разрушения бурильного инструмента и бурового оборудования, которое значительно опаснее, чем общая коррозия. Сложно заранее предугадать возможность и место разрушения такого вида и предпринять соответствующие меры по его предотвращению и устранению [1]. Коррозия существенно оказывает влияние на строительство скважин, возникновения осложнения и аварий в процессе бурения. Вышеперечисленные факторы могут привести к снижению рентабельности строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Огромны экономические потери от коррозии металлов. Например, в США они превышают 100 млрд. долларов в год. По оценкам специалистов различных стран, эти потери в промышленно развитых странах составляют до 4% от валового национального продукта. При этом потери металла, включающие массу вышедших из строя металлических конструкций, изделий, оборудования, составляют до 10% годового производства стали [2]. Природой

возникновения коррозии металлов является физико-химическое взаимодействие металлического материала и среды, которое приводит к ухудшению эксплуатационных свойств материала. В зарубежной и отечественной практике отмечаются случаи коррозионно-усталостного поражения бурильных труб по телу или по сварным соединениям [3-4].

На сегодняшний день для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин применяют различные виды сортамента бурильного инструмента: СБТ – стальные бурильные трубы, ЛБТ – легкосплавные бурильные трубы. В последнее время наиболее актуальным стало применение ЛБТ в составе компоновки бурильной колонны. ЛБТ обладают низким удельным весом и большей коррозионной стойкостью в некоторых агрессивных средах. ЛБТ, как правило, изготавливаются из алюминиевого сплава, основной частью которого является алюминий, а легирующими элементами в составе - медь, магний, марганец, кремний и цинк [5]. Применение алюминиевого сплава 1460 (Al-Cu-Li), рассмотренного далее, существенно снижает вес конструкции (до 35%). Для получения такого сплава с высокими физико-механическими характеристиками, материал подвергают равноканальному угловому прессованию (РКУП) и последующему дополнительно отжигу. РКУП – формирование однородной ультрамелкозернистой структуры, полученной продавливанием через пересекающиеся под углом $2\varphi=90-150^\circ$ каналы, для изготовления заготовок-полуфабрикатов с высоким уровнем прочностных свойств (рисунок 1) [6].

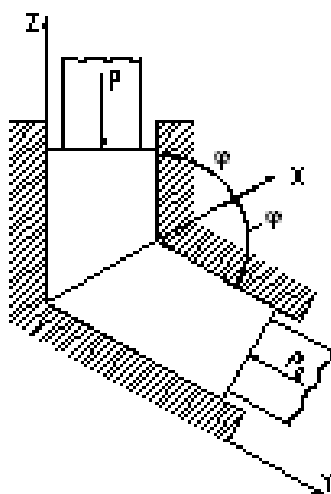


Рисунок 1. Схема равноканального углового прессования (РКУП)

Задачами исследования являются экспериментальное наблюдение за коррозией алюминиевых сплавов различных марок (рисунок 2): алюминиевый сплав 1460 (Al-Cu-Li), алюминиевый сплав 1460 после РКУП, алюминий в различных средах: рН= 6-10; подбор оптимального варианта защиты от коррозии.

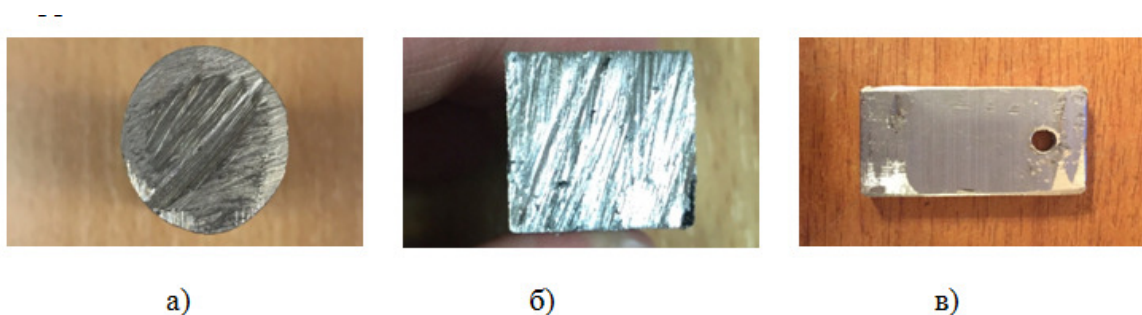


Рисунок 2 – Испытуемые образцы: а) алюминиевый сплав 1460 (Al-Cu-Zr),
б) алюминиевый сплав 1460 после РКУП, в) алюминий

Для проведения лабораторных испытаний была приготовлена рецептура бурового глинистого раствора: 3%Бентонит+0,3%КМЦ (рисунок 3).

1. рН=6 БР + 0,00165% CH_3COOH
2. рН=7 БР + 0,001% CH_3COOH
3. рН=8 БР

4. pH=9 БР + 0,0004% NaOH 50%
5. pH=10 БР + 0,001% NaOH 50%



Рисунок 3 – Приготовление бурового глинистого раствора

В качестве материала для исследования были взяты 15 модельных образцов (5 образцов алюминиевого сплава 1460, 5 образцов алюминиевого сплава 1460 после РКУП, 5 образцов алюминия), которые были помещены в различные среды pH= 6 – 10 на протяжении 13 и 25 суток. Вес исходного состояния образцов составлял 7 грамм. По результатам лабораторных испытаний, при которых измерялся вес алюминиевых сплавов после 13 и 25 суток соответственно, были получены следующие графики зависимости веса от времени взаимодействия с агрессивной средой (1-3):

График 1 – Алюминиевый сплав 1460

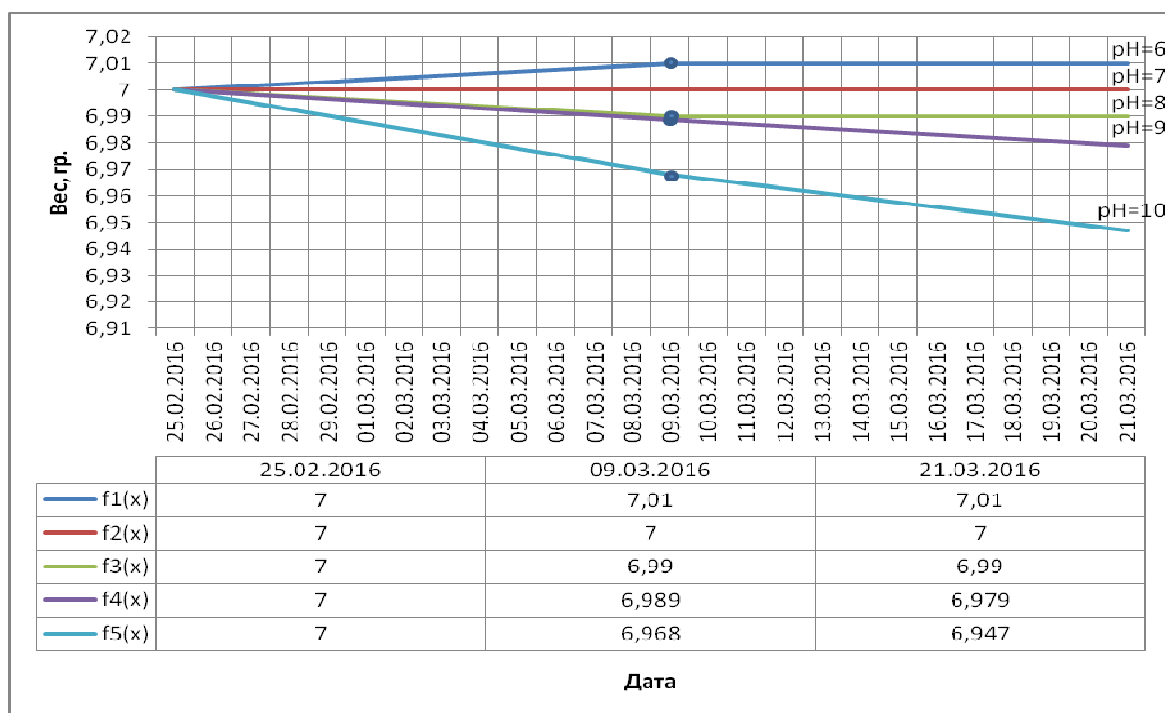


График 2 – Алюминиевый сплав 1460 после РКУП

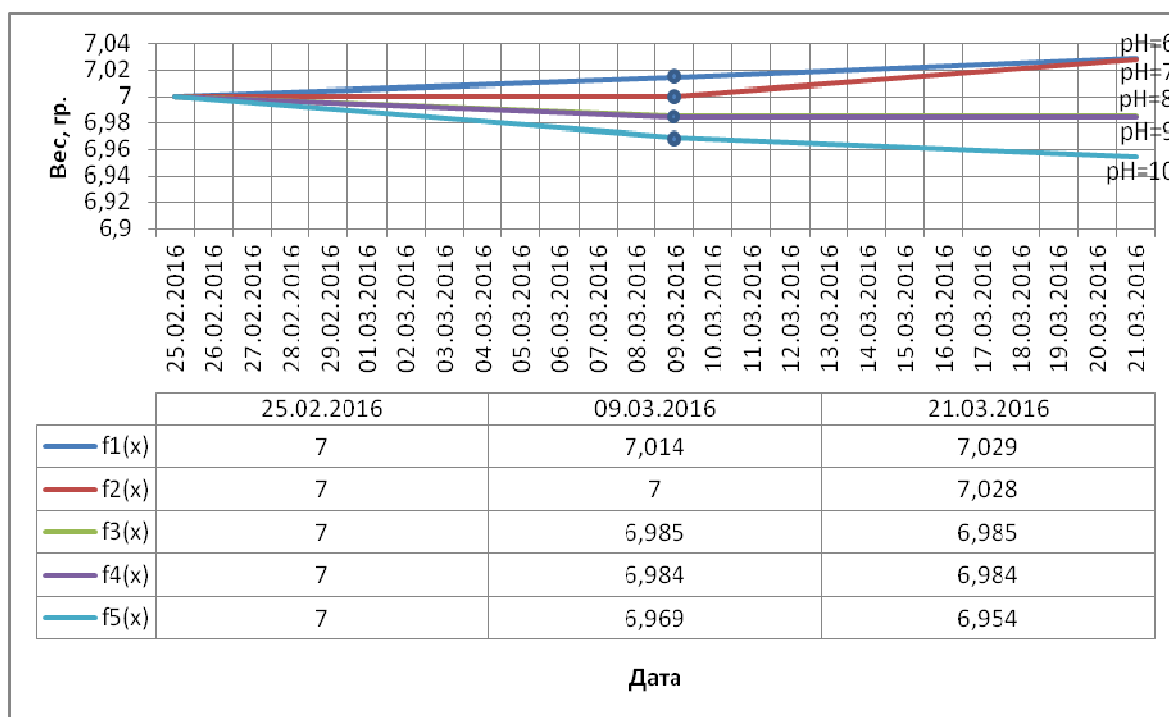
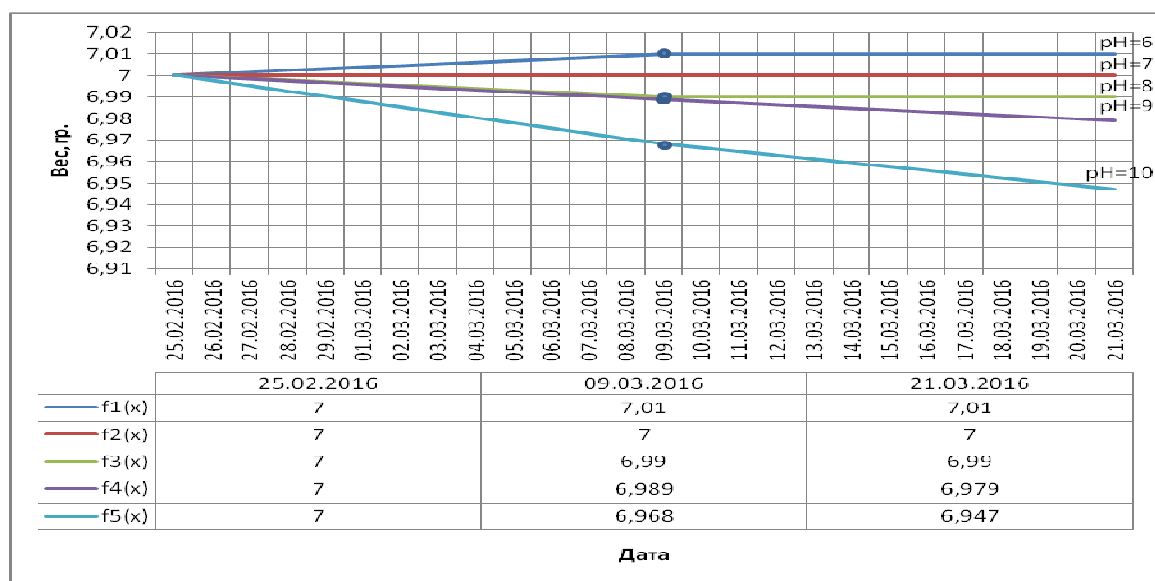


График 3 – Алюминий



Полученные данные показали, что на протяжении всего времени в щелочной среде с $\text{pH}=8$ коррозионная стойкость наблюдается у алюминия (конечный вес составил 6,992 гр.), в щелочной среде с $\text{pH}=9$ – у алюминиевого сплава 1460 после РКУП (вес составил 6,984 гр.), в щелочной среде с $\text{pH}=10$ – у сплава 1460 после РКУП (вес составил 6,958 гр.). В кислотной среде с $\text{pH}=6$, как и в нейтральной с $\text{pH}=7$, все 3 вида образцов не были подвергнуты коррозии.

Таким образом, на примере модельного сплава 1460 продемонстрирована перспектива управления устойчивости к коррозии металлов на основе методов улучшения структуры материала с получением высокого уровня прочностных свойств. В настоящее время для антикоррозионной защиты алюминиевых материалов возможно применение также следующих методов: порошковое покрытие, анодирование профиля, плакирование, а также улучшение антикоррозионных свойств буровых промывочных жидкостей и использование ингибиторов коррозии. [7-8].

Список использованных источников:

1. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Академия, 2013.- 199 с.
2. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. – М.: Физматлит, 2010.
3. Шлугер М. А., Ажогин Ф. Ф., Ефимов М. А. Коррозия и защита металлов – М.: Металлургия, 1981.
4. Файн Г.М. Проектирование и эксплуатация бурильных колонн для глубоких скважин – М.: Недра, 1985.-13 с.
5. Шаммазов А.М, Ценев Н.К, Акчурин Х.И., Назарова М.Н., Исмаков Р.А., Лебедич С.П., Суханов В.Д., Чудинов Б.А., Криштал М.М. Сверхмелкозернистые материалы и перспективы их использования в горном деле и трубопроводном транспорте.- Горный Вестник, 2000, № 3, специальный выпуск, с. 33-36.
6. Р.З. Абдулов, Р.З. Валиев, В.И. Копылов, В.Ф. Малышев, Р.Ш. Мусалимов, Н.К. Ценев. Способ подготовки структуры алюминиевых сплавов.- а. с. № 1693114 А1 от 22.07.91, С 22F 1/057.
7. Конесев Г.В., Мулюков Р.А., Асфандиаров Л.Х., Иванов Г.Е., Гильмутдинов А.В., Калимуллин А.А., Акчурин Х.И., Истомин Н.Н., Лиштаков А.И., Галяутдинов А.А., Шерешовец В.В., Докичев В.А., Юнусов М.С., Султанов Р.М. Состав для защиты металлов от коррозии в минерализованных сероводородсодержащих водных средах. - патент на изобретение № 2176257 от 01.06.99, 7С 23F 11/10 В.
8. Конесев Г.В., Рахматуллина Г.В., Исмаков Р.А., Рахматуллин В.Р., Асфандиаров Л.Х., Нигматуллин И.Р., Пурин В.П. Улучшение антикоррозионных свойств буровых промывочных жидкостей – Казань: Научно-технический вестник Поволжья, 2013. -6 с.

UDK 622.24

**MODIFICATION OF ROLLER CONE BITS TO WITHSTAND BOTTOMHOLE
HIGH TEMPERATURE AND PRESSURE CONDITIONS IN GHANA'S OFF-
SHORE WELL PRODUCTION**

*A. Gabzalilova Associate Professor Department of exploration and development
of oil and gas fields, Technical Sciences PhD,
Nketia Nyame David BGR 12-12
Ufa State Petroleum Technological University,
Branch in the Oktyabrskiy,*

Annotation

This paper presents a major problem of wearing affecting roller cone bits used in drilling under high temperature and high pressure (HTHP) bottomhole conditions of Ghana's "Jubilee" Offshore Oil and Gas field. It explains the effect HTHP has on production cost and on drilling bits and presents solutions to it through controlled experiments conducted with samples of roller cone bits. It also discusses the modification of roller cone bits to withstand these conditions and also proposes the type of HTHP grease needed to be applied on the modified roller cone bits in order to withstand the harsh bottomhole condition of Ghana's Offshore Oil and Gas "Jubilee" field.

Keywords: High temperature, High pressure (HTHP), roller cone bits, grease, wearing and bottomhole.

Over the years the consumption rate of Oil and Gas has increased rapidly due to the growing demand for high quality oil and gas and their products across the world. This is of great importance to oil and gas production companies in oil producing countries across the globe including Ghana who recently, in 2007, discovered oil and gas reserves 60km offshore between Deep water 'Tano' and West Cape Three points in the Atlantic Ocean.[1]

However, locating new hydrocarbons in offshore reserves, like Ghana's, poses a lot of challenges to oil and gas engineers and this also affects the rate of production.[6]

- Two major challenges engineers working on Ghana's offshore 'Jubilee' field are:
 - Increasingly harsh bottomhole conditions ,i.e. high temperature and pressure (HTHP),
 - Designing new drilling bits to withstand these hostile environmental conditions of the Atlantic Ocean.[2]

It is estimated that the hot rocks in the basement formation of the seabed in many oil fields, including the «Jubilee» field in Ghana, exceeds 500 deg F [9]. Many drilling bits are designed to meet the standard bottomhole temperature of 300 deg F hence lubricating materials and elastomer seals of many roller cone bits are likely to degrade under high temperatures thus causing the following operational inefficiencies:

- Bearing failure,
- Reduction in on-bottom drilling hours thus causing wearing easily,
- Increase in production costs for repairs of worn-out bits.

Kenner and Well Drilling School [5] gave us a deductive explanation on the various types of drilling bits used in oil production and also laid out their various function with their individual advantages and disadvantages. This enabled me to choose which drilling bit will work effectively on the offshore oil field.

In earlier studies, IADC [4] reported that few changes were made over the years on the roller cone bits thus increasing its effectiveness and prolonging its life span.

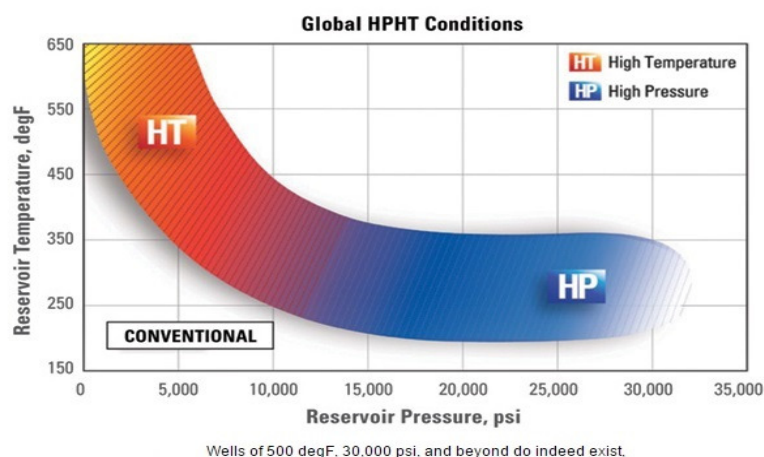
The Chief Counsel's Report [6] finally elaborated on the effects of HTHP on drilling bits in deep water reservoirs. This is illustrated in the diagram below:

Experimental investigation

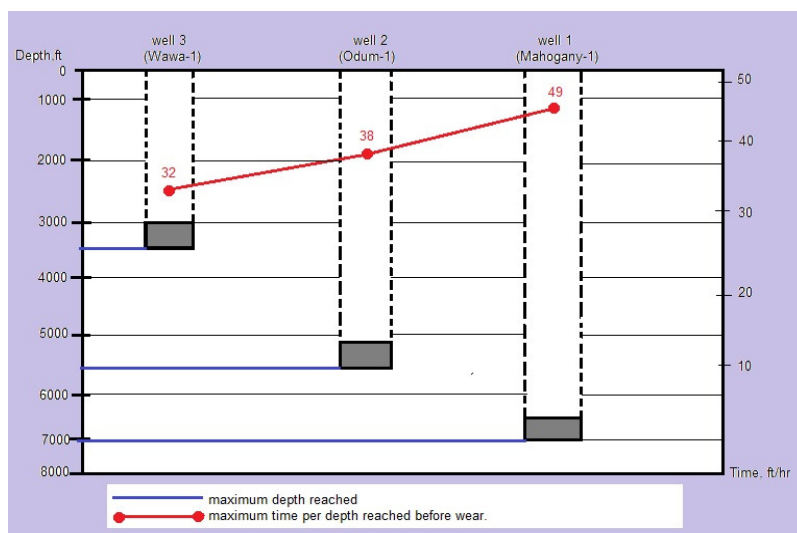
Aim: To determine the resistance of roller cone bits samples to HTHP bottomhole conditions.

Three different roller cone bits were used for this experiment. The first roller cone bit R1 was modified with 3 cone bits and an HT grease formula (SL-HT1000), the second R2 also had 3 cone bits but no HT grease formula and the third R3 was a 2 cone

bit with no HT grease formula. They were used in drilling three wells on the “Jubilee” field i.e. well 1(Mahogany-1), well 2 (Odum-1) and well 3(Wawa-1) for R1, R2 and R3 respectively. All the roller cone bits were made to drill a 8(1/2)-in geothermal well section of at least 600ft through the seabed composing of fractured sandstones at temperatures ranging from 500-600 degF. This is illustrated in the picture below:



Picture 1 – A graph showing the conventional increase in reservoir temperature and pressure in offshore bottomhole wells.



Picture 2 – Illustration of 3 different roller cone bits at HTHP bottomhole conditions.

Results: R3 drilled for 32hrs at 3200ft and experienced a total breakdown due to wear of bits. R2 drilled for 38hrs at 5700ft and also broke down, but R1 continued to drill even at 49hrs at 7000ft which represents an 11hrs increase in bit life and a run length of 25 % as compared to R2 and R3. Below is the table of results of the experiment:

Table 1 – Shows the results of the experiment conducted

№	Well	Drill Bit	№ of cones	HT grease applied	Max.temp.reached, (degF)	Max.depth reached, (ft)	Degree of wear of bits.
1	Mahogany-1	R1	3	Yes (SL-HT1000)	49	7000	No wear
2	Odum-1	R2	3	No	38	5700	Moderate
3	Wawa-1	R3	2	No	32	3200	Very High

A similar experiment was conducted by Schlumberger Oil Company for both the Jubilee field and North California Power Agency [7]. The results from both experiments led to a further modification of R1 into what is now known as «Kaldera roller cone geothermal drill bits» . [8]

HP oil and HT gas poses a great challenge to oil and gas engineers across the world. The only way to get access to reservoirs with these hostile bottomhole conditions especially in the Atlantic Ocean oil fields is to take into consideration the type of drilling bits to use. In this case the roller cone bit is preferred over the other types of drilling bits [10]. From our experiment we can conclude that a roller cone bits with 3 cones and modified with HT grease (eg. SL-HT 1000 grease) can withstand high temperature and pressure conditions of the bottomhole of the wells in Ghana's offshore 'Jubilee' field thus reducing wear of bits, increasing production rate and reducing the cost of repair of drilling bits.

References

1. «Technical challenges faced by engineers in offshore production wells,

HTHP», Schlumberger Oil Company, 2016 . C4–7 / «Bearing Wear Model for Roller Cone Bits» ; 2009- Geir Hareland (U. of Calgary) | Andrew Wu | John A. James (Husky Energy) – Cb6

2. Kaldera Roller Cone Bits, Case Study, 2013- pdf, Schlumberger Oil Company, C. 1-2:/ Sujian Huang, Chris E. Cawthorne, «Method for simulating drilling of roller cone bits application, design and performance»: US 09/524,088.

3. Different types of drilling bits used in the Oil and Gas industry -pdf ; C.21-23- by well drilling school // Kenner and Isbell, «Dynamic analysis reveals stability of roller cone rock bits», SPE 1994/28314,

4. National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil spill and Offshore Drilling// Chief Counsel's Report- (2011), pdf – C. 5-8, / Lee Morgan Smith, William A. Goldman, «Method of assaying downhole occurrences and conditions» US 5794720 A.

5. Davydova, O.V. Results of the research of the oil gas factor on the deposits of ООО «Lukoil-West Siberia» / O.V. Davydova, E.M. Almukhametova, N. Kh. Gabdrakhmanov, A.N. Nemkov // In the World of Scientific Discoveries, Series A. – 2014. – Т. 2. – № 1. – С. 24-38.

6. Samigullina, L. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. –Т. 2. – С. 108-111.

7. Garifullina, Z. For the problem of drilling enterprises managing peculiarities / Z. Garifullina, R. Stepanova, T. Dikhtyar // International scientific periodical «Modern fundamental and applied researches». – 2014. – № 1(12). – Pp.127-134.

8. Tyncherov, K.T. Smart oil fields – the urgent necessity nowadays / K.T. Tyncherov // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С.23-27.

9. Нафикова, Р.А. Технология формирования водоизоляционных экранов в

продуктивном интервале при строительстве скважин / Р.А. Нафикова, Н.И. Рылов// Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2014. – С. 135-139.

10. 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 622.24.062

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК НА ТРИБОТЕХНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

*Нуриев Т.Р.¹ (магистрант), Минилбаев Е.Я.¹ (магистрант),
Веселухин Н.В.¹ (магистрант), Т. Д. Дихтярь¹ (к.т.н., доцент),
Янгиров Ф.Н.¹ (к.т.н., доцент)*

¹УГНТУ

Аннотация. В статье рассмотрена возможность применения полисульфида щелочного металла, как перспективной присадки к смазочным реагентам в буровой технологии. Дана сравнительная оценка смазывающего эффекта добавок с участием опытной сульфидной присадки. Сделаны выводы о целесообразности применения полисульфида металла.

Ключевые слова: бурение, промывочная жидкость, смазывающая добавка, присадка, полисульфиды металлов.

THE INFLUENCE LUBRICANT ADDITIVES ON THE TRIBOLOGICAL PROPERTIES OF DRILLING CIRCULATING FLUID

Nuriyev T.R.¹ (MTD), Minilbaev I.J.¹ (MTD), Veseluhin N.V.¹ (MTD),

T. D. Dikhtyar¹(candidate of engineering sciences, docent),

Yangirov F.N. ¹(candidate of engineering sciences, docent),

¹USPTU

Annotation. The article discusses the possibility of using an alkali metal polysulfide as promising reagents lubricant additives in drilling technology. A comparative assessment of the effect of lubricant additives with the participation of experienced sulfide additive. The conclusions about the appropriateness of metal polysulfide.

Keywords: drilling, drilling fluid lubricity additive, additive, metal polysulfides.

Применение специальных присадок положительно влияет на противоизносные, антифрикционные и противозадирные свойства смазочных реагентов [1, 2, 3 и др.].

В качестве противозадирных присадок на практике хорошо себя зарекомендовали сульфидсодержащие вещества [4]. Данные соединения имеют как органическое строение (серосодержащие присадки на основе пипериленовой фракции [5,6], диалкилсульфиды [7], серосодержащие соединения молибдена, полученные из молибдата аммония и неорганического сульфида аммония, дитиокарбамат молибдена [8], сульфидированный лигнин [9], сульфидированные α -олефины фракции C_{18} - C_{26} [11] и т.д.), так и вещества неорганического строения, (полисульфиды металлов, например полисульфид молибдена, с общей формулой MoS_x : дисульфид молибдена MoS_2 [10], трисульфид молибдена MoS_3 [8] и т.д.) Дисульфид молибдена обладает высокой смазочной способностью, хорошей адгезией к металлическим поверхностям и высокой эффективностью при малых концентрациях. Но существенными недостатками данной присадки является ее малая термостабильность и высокая стоимость.

Нами было изучено влияние опытной присадки - полисульфида металла на триботехнические свойства смазочных добавок. В качестве полисульфида металла был взят тетрасульфид кальция ($CaS_2 \cdot S_2$). Данное соединение носит название – из-

вестково-сернистый отвар (ИСП) [12]. Известково-сернистый отвар по своему целевому назначению используется главным образом в качестве фунгицида и бактерицида.

Для проведения лабораторных экспериментальных исследований использован тестер смазочных свойств фирмы «FANN» модели 212, предназначенный для оценки коэффициента трения и скорости изнашивания пары трения «металл-металл» (кольцо-блок) исследуемой смазочно-охлаждающей жидкости.

Тестер смазочных свойств модели 212 вполне может обеспечить физическое подобие процесса изнашивания материалов бурильных и обсадных труб, используемых при глубоком бурении [4].

При контакте образцов металла в процессе трения и последующего теплообразования, происходит адсорбция сульфида на поверхности трения с образованием сульфидной пленки. Установлено, что сульфидная пленка преимущественно образуется на вращающейся поверхности (т.е. кольце) в виде черного налета. При контакте с воздухом пленка частично окисляется до двуокиси серы. На поверхности блока сульфидную пленку можно наблюдать лишь в виде легкого потемнения поверхности трения.

В качестве базовых растворов для исследования влияния присадки тетрасульфида кальция на триботехнические свойства были выбраны: безглинистый биополимерный раствор (ББР) и полимер-глинистый раствор (ПГР).

В качестве смазочных добавок взяты: БКР-5(1%) и Radiagreen EME sweet (1%). В качестве присадки – 10% тетрасульфида кальция (присадка в виде 10%-ого водного раствора). В пересчете на активную составляющую – 1% $\text{CaS}_2 \cdot \text{S}_2$.

Результаты проведенных испытаний на трение и износ образцов стали 40Х (числитель) и коэффициент трения пары «металл-металл» (знаменатель) в различных средах представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Скорость изнашивания образца стали 40Х и коэффициент трения пары «металл-металл» в различных средах.

№	Среда	Скорость изнашивания стали, мкм/ч и коэффициент трения при удельных нагрузках, Н/мм ²		
		3,57	4,17	4,76
1	ПГР ¹	36,736 / 0,19	45,107 / 0,21	62,312 / 0,3
2	№1+1% БКР-5	7,440 / 0,09	12,090 / 0,1	13,951 / 0,3
3	№1+1% (БКР-5+1% CaS ₂ ·S ₂)	39,526 / 0,065	19,996 / 0,105	13,951 / 0,1
4	№1+1% Radiagreen	13,951 / 0,095	11,160 / 0,085	34,411 / 0,125
5	№1+1% (Radiagreen +1% CaS ₂ ·S ₂)	6,510 / 0,09	9,765 / 0,10	16,276 / 0,15
6	ББР ²	26,041 / 0,21	27,901 / 0,22	38,596 / 0,32
7	№6 +1% БКР-5	6,510 / 0,06	6,0452 / 0,085	7,905 / 0,08
8	№6 +1% (БКР-5 +1% CaS ₂ ·S ₂)	8,370 / 0,025	10,230 / 0,06	9,765 / 0,01
9	№6+1% Radiagreen	4,185 / 0,06	5,036 / 0,105	6,045 / 0,12
10	№6+1% (Radiagreen +1% CaS ₂ ·S ₂)	12,090 / 0,065	7,905 / 0,09	3,255 / 0,105
Примечание: Рецептуры растворов: ПГР ¹ =NaOH (0,05%) + Глина (3%) + Сайпан (0,3%) + КМЦ (0,2%) + Мел (15%) + остальное вода. ББР ² – Вода + NaOH (0,05%) + Ксантан (0,4%) + AquaPacLV (0,3%) + Мел (15%).				

Анализируя полученные результаты можно сделать вывод о том, что применение присадки тетрасульфида кальция весьма перспективно совместно со смазочной добавкой Radiagreen. Чистая смазочная добавка БКР-5, без опытной присадки, показал лучшие триботехнические свойства, нежели после ввода полисульфида. Несмотря на то, что коэффициент трения при добавление БКР-5 (с присадкой 10% CaS₂·S₂) снижается, скорость изнашивания начинает возрастать как в биополимерном, так и в глинистом растворах. Вследствие разогрева и последующего охлаждения сульфидная пленка, образующаяся на поверхности трения, ста-

новится хрупкой. В результате чего в зоне трения появляется абразивный агент в виде частиц сульфидной пленки, который ведет к росту массового износа.

Добавка смазочного реагента Radiagreen позволяет значительно снизить скорость изнашивания образцов при повышении удельной нагрузки в исследуемых средах. Ввод присадки в смазочный реагент незначительно, но повысил скорость изнашивания стали. Что касается коэффициента трения, то можно предположить, что с увеличением прикладываемой нагрузки коэффициент трения будет возрастать. Однако, результаты исследований показывают, что добавление присадки в смазочный реагент приводит к стабилизации значений коэффициента трения, динамика роста коэффициента трения при увеличении нагрузки замедляется по-сравнению с базовыми растворами. Необходимо отметить, что смазочная добавка БКР-5 с введенным в нее тетрасульфидом кальция в среде безглинистого раствора показала очень малое значение коэффициента трения (0,01).

Так же были изучены коркообразующие свойства ББР, обработанного смазочными добавками и опытной сульфидной присадкой. Опыты проводились на приборе ФАСК-1, разработанным на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» УГНТУ [4]. Время контакта бруска в система «металл-фильтрационная корка» составило 10 минут.

Результаты исследований приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Влияние смазочных добавок на показатели адгезии и трение фильтрационной корки ББР

№	Среда	$F_{уд}, Н/см^2$	$\mu_{дин}$	$\mu_{ст}$
1	ББР	0,244	0,508	0,225
2	№1+1% БКР-5	0,226	0,162	0,126
3	№1+1% Radiagreen	0,218	0,288	0,178
4	№1+1% (БКР-5+1% $CaS_2 \cdot S_2$)	0,193	0,32	0,209

5	№1+1% (Radiagreen +1% $\text{CaS}_2 \cdot \text{S}_2$)	0,258	0,286	0,166
Примечание: $F_{\text{уд}}$ – удельная адгезия; $\mu_{\text{дин}}$ – динамический коэффициент трения; $\mu_{\text{ст}}$ – статический коэффициент трения				

Как видно из таблицы, смазочная добавка Radiagreen и БКР-5 снизили значения удельной адгезии. Добавление присадки к БКР-5 еще больше снизило адгезию. Ввод присадки в Radiagreen привел к увеличению удельной адгезии, по-видимому, из-за эмульгирования смазочного реагента в водном растворе присадки.

Все смазочные добавки значительно уменьшили динамический коэффициент трения. Присадка в составе БКР-5 увеличила коэффициент трения, а в составе Radiagreen не изменила его значение.

Список использованных источников:

1 Исмаков Р.А., Конесев В.Г., Мамаева О.Г., Матюшин В.П., Конесев Г.В. Исследование смазочных добавок к буровым промывочным жидкостям / История науки и техники, № 12, 2011, С. 152-156.

2 Патент на изобретение RUS 2367676. Смазочная добавка для буровых растворов (варианты) / Конесев Г.В., Мамаева О.Г., Янгиров Ф.Н., Конесев В.Г., заявл. 01.08.2007

3 Дихтярь Т.Д. Разработка реагентов для предупреждения прихватов и повышения показателей отработки долот: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. –Уфа, 1997. –24 с.

4 Исследования и разработка средств улучшения показателей триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей / Матюшин В.П., Фролов А.М., Салихов И.Ф., Конесев Г.В. // Нефтегазовое дело, №2, 2013, С. 40-43.

5 Биглова Р.З., Конесев Г.В., Матюшин В.П. Серосодержащие присадки к смазочным материалам на основе пипериленовой фракции: синтез и свойства /

Трибология и надежность. сб. науч. тр. / XI международ. конф. СПб.: ПГУПС, 2011. – С. 220-226.

6 Смазка для шарошечных долот с герметизированными опорами / Мулюков Р.А. и др.: пат. РФ № 2307865, опубл. 10.10.07. Бюл. № 25.

7 Бис-(бутилтиотиокарбонилметил)сульфид в качестве многофункциональной присадки к смазочным маслам / Кулиев А.Б. и др.: пат. 1498762 СССР. № 4344766/31-04, заявл. 17.12.87, опубл. 07.08.89. Бюл. № 29.

8 Способ получения присадки к смазочным материалам / Бакунин В. Н. и др.: пат. 2302452. РФ. № 2004125458/04, заявл. 20.08.2004, опубл. 10.07.2007. Бюл. № 19.

9 Использование сульфидированного лигнина в качестве противозадирной присадки в смазочных композициях для тяжело нагруженных узлов трения / Казак А. А. и др.: пат. 2552997. РФ. № 2014100174/04, заявл. 09.01.2014, опубл. 10.06.2015. Бюл. № 16.

10 Мышкин Н. К. и др. Трибология: Исследования и приложения: опыт США и стран СНГ. – М: Машиностроение; – Нью-Йорк: Аллертон Пресс, 1993, 454 с.

11 Противозадирные и противоизносные присадки к маслам, работающим при высоких давлениях / Джемилев У. М. и др.: пат. 2434936. РФ. № 2008142201/04, заявл. 23.10.2008, опубл. 27.11.2011. Бюл. № 33.

12 Цитович И. К. Анализ инсектицидов и фунгицидов. – Ленинград. 1952, 331 с.

13 Моделирование процесса изнашивания обсадных труб нефтегазовых скважин / Попов А.Н. и др. // Трибология и надежность. сб. науч. тр. / XI международ. конф. СПб.: ПГУПС, 2011. – С. 213-220.

УДК 622.276.5.001.42

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ПАРТИЕЙ ГТИ, ОТОБРАННОГО ПРИБОРОМ

АГИП-К

Расторгужев М.Н. ООО «ПИТЦ «Геофизика», техник-интерпретатор

Аннотация: данная статья посвящена первому опыту применения технологии экспресс-анализа пластового флюида, отобранного с помощью аппаратуры АГИП-К партией ГТИ. Данные полученные в результате экспресс-анализа показывают примерный компонентный состав флюида, на основе которого можно предварительно судить о насыщенности пласта. Предлагается продолжить разработки в этом направлении с использованием новейших достижений науки, ввиду сложившейся экономической ситуации в стране.

Ключевые слова: опробование пластового флюида, экспресс-анализ, ГТИ, АГИП-К, оценка продуктивности пласта.

EXPERIENCE OF APPLICATION OF TECHNOLOGY OF EXPRESS-ANALYSIS OF FORMATION FLUIDS BY THE MUD-LOGGING CREW, SAMPLING BY THE AGIP-K DEVICE

Rastorguev M.N.

LLC PITC Geofizika, technician-interpreter

Abstract: this paper is devoted to the first experience of application of technology of express-analysis of formation fluid sampled by the mud-logging crew, sampling by the AGIP-K device. The data obtained in the result of express-analysis shows the approximate composition of the fluid on the basis of which we can pre-judge the saturation of a formation. It is offered to continue developments in this direction with use of the latest advances in science in view of the economic situation in the country.

Key words: formation fluid sampling, express analysis, geological and engineering survey, AGIP-K, evaluation of formation productivity.

Важным этапом при проведении разведочных работ на нефть и газ является опробование перспективных интервалов, выделенных по геолого-геофизическим данным. Под опробованием пласта понимают комплекс работ, проводимых для получения притока из пласта, отбора проб пластовых флюидов, установления ха-

рактера насыщенности и продуктивных характеристик пласта [3].

Особое место в этом комплексе занимают работы по опробованию, проводимые в процессе бурения до спуска эксплуатационной колонны и её цементирования. Если предварительно проведена промышленная оценка продуктивных пластов, то можно обоснованно решать вопрос о спуске колонны, что даёт большую экономию времени и средств. В практике разведочных работ на нефть и газ применяют опробователи пластов на кабеле (ОПК) и испытатели пластов на буровых трубах [5].

Опробование пласта используется для определения пластового давления, получения образцов флюида, оценки свойств пород пласта, и, в конечном итоге оценки продуктивности коллектора. Особенно эффективно использование ОПК в тонкослоистом и низкопористом разрезах, когда комплекс ГИС не всегда решает поставленную задачу по выделению и оценке коллекторов [2].

Приоритет в области создания отечественных опробователей пластов и методик определения нефтегазоводонасыщенности коллекторов принадлежит АО НПП ВНИИГИС. В настоящее время, в результате модернизации аппаратуры гидродинамического каротажа и опробования пластов на кабеле, сформировался аппаратурно-технологический комплекс, включающий: аппаратуру АГИП (с цифровой модификацией) для исследования основного объёма разрезов нефтегазовых скважин, для работы на малых глубинах; а также технологию с использованием многоцикловых зондирований без разгерметизации участка отбора пробы. Особенность аппаратуры АГИП-К, по которой открывался проект в ООО «ПИТЦ «Геофизика», в том, что она обеспечивает с помощью двух компоновок модулей как отбор единичной пробы из пласта (режим опробования пластов ОПК), так и многократные исследования за один спуск гидродинамических характеристик пород по разрезу (режим гидродинамического каротажа ГДК) [4].

Ведущие зарубежные геофизические фирмы Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger и другие разработали и успешно применяют аппаратуру для опробо-

вания и испытания пластов в бурящихся скважинах, но сложившаяся на рынке услуг на данный момент цена на исследования, не позволяет нашим нефтедобывающим компаниям повсеместно пользоваться их услугами. Основные приборы-конкуренты зарубежных фирм — это прибор RCIsm фирмы Baker Hughes; прибор SFTT фирмы Halliburton; приборы MDT, PressureXpress и др. фирмы Schlumberger [1].

Пять лет назад в нашей компании был открыт проект «Технология экспресс-опробования пластов бурящихся скважин», целью его являлось внедрение новых технологий на рынке услуг для удовлетворения потребностей нефтедобывающих компаний, появление новой услуги партии ГТИ, получение дополнительной прибыли путём увеличения объёмов работ и увеличения стоимости работ за счёт выдачи дополнительной информации. Планировалось использовать прибор АГИП-К производства ЗАО «ВНИИГИС-ИПК», потому что он подходил для использования в условиях Пермского Прикамья. Был подсчитан срок окупаемости проекта, который составил 24-36 месяцев, более подробно расчёты показаны в таблице 1.

Таблица 1

Подсчёт рентабельности проекта

Стоимость проекта		7 500 000р.								
Стоимость 4 точек		209 400р.								
	Период, мес		Количество, скв.	Количество в месяц на 1 прибор	Количество в год на 1 прибор	Себестоимость исследования, при условии окупания прибора за год	Годовой объем	Годовая прибыль	Годовая прибыль в процентном отношении к стоимости прибора	Прибыль за 4 года (до полной амортизации прибора)
Исходные данные	12	100	8,3	100	75 000р.	20 940 000р.	13 440 000,00р.	179,2%	76 260 000,00р.	
Расчеты			макс	100	75 000р.	20 940 000р.	13 440 000,00р.	179,2%	76 260 000,00р.	
			ср.макс	36	208 333р.	7 538 400р.	38 400,00р.	0,5%	22 653 600,00р.	
			мин	24	312 500р.	5 025 600р.	-2 474 400,00р.	-33,0%	12 602 400,00р.	
			самый мин	12	625 000р.	2 512 800р.	-4 987 200,00р.	-66,5%	2 551 200,00р.	

Также были разработаны рекомендации по лабораторному исследованию проб партией ГТИ: «Производим отбор газовой смеси через водяной сифон: берём бутылку с газом с водяной пробкой, опускаем её в ёмкость с водой (ведро) горлышком вниз; откручиваем пробку, пропускаем через горлышко ГВЛ,

так чтобы её конец был выше уровня воды в бутылке и берём пробу газа в объёме 100 мл с помощью шприца. Далее, вводим газ в хроматограф в одиночном режиме и снимаем показания.

Производим отбор газа из пластового флюида (раствора) с помощью термической дегазации: берём бутылку с пластовым флюидом, меняем пробку на другую заранее подготовленную (пробка, в которую герметично вставлен 15 см кусок ГВЛ). На конец ГВЛ надеваем 150 мл шприц и ставим бутылку под тепловентильатор до тех пор, пока не наберётся 100 мл газа, если этого не произошло в течении 30 мин. производим принудительный набор газа. Далее, вводим газ в хроматограф в одиночном режиме и снимаем показания.

Производим ЛБА из пластового флюида (раствора): капаем 3-4 капли раствора на обеззоленный фильтр (фильтрационная бумага), просушиваем. После просушки капаем 4-5 капель хлороформа, после высыхания просматриваем под ультрафиолетовым светом». Технология была опробована на одной из скважин на юге Пермского края, результаты были представлены в форме таблиц 2 и 3.

Полученные данные не претендуют на высокую точность, равно как и все данные полученные экспресс-анализами. Но, зато эти данные могут быть получены в короткие сроки и по ним можно дать предварительную характеристику насыщенности пласта.

Таким образом, использование вышеописанной технологии в условиях нынешней экономической ситуации в РФ может не только решить задачу повышения достоверности оценки продуктивности пластов в процессе бурения скважины, но и дать дополнительный источник доходов для отечественных нефтесервисных компаний, ввиду высокой стоимости услуг у зарубежных конкурентов; наладить импортозамещение в отрасли; а также придать дополнительный функционал партии ГТИ.

Таблица 2

Компонентный состав ГВС и ЛБА жидкости в пробах

Интервал отбора 1556,5 м
Дата время отбора: 10.07.2011 г. 8:59 Дата время анализа: 10.07.2011 г. 9:05

Проба газовой смеси в режиме ОПК (вода)			Проба пластового флюида в режиме ОПК (раствор)		
	Абс. %	Отн. %		Абс. %	Отн. %
C1	14,197	54,753	C1	0,566	50,626
C2	7,740	29,851	C2	0,338	30,233
C3	3,992	15,396	C3	0,214	19,141
C4	0,000	0,000	C4	0,000	0,000
C5	0,000	0,000	C5	0,000	0,000
C1+C5	25,929	100,000	C1+C5	1,118	100,000

ЛБА: 4-5 баллов ЖК-МСБА

Таблица 3

Данные по пробам, полученным в режиме ОПК

Номер точки ОПК	Номер файла	Глубина точки ОПК, (м)	Время стоянки на притоке, мин	Заполнение баллона пробосборника пробой из пласта	Состав пробы
1	1553_0	1553,0	36,5	частичное	Фильтрат+пл. нефти+газ
2	1556_5	1556,5	25,0	частичное	Фильтрат+пл. нефти+газ
3	1626_5	1626,5	8,2	полное	Нефть + газ
4	1641_5	1641,5	31,6	частичное	Фильтрат+газ

Список использованных источников

1. Галлямов, Ш.Р. Пробоотборник пластового флюида / Ш.Р. Галлямов // Вестник УГАТУ. – 2012. – №5 (50). – С. 121-127.
2. Опробование пласта [Электронный ресурс] / Буровой портал. – Режим доступа: <http://www.drillings.ru>, свободный. (Дата обращения: 18.03.2016г.).
3. Пермьяков, И.Г. Нефтегазопромысловая геология и геофизика / Учебное пособие для вузов. – М., Недра, 1986. 269 с.
4. Прямые методы каротажа скважин [Электронный ресурс] / ОАО НПП ВНИИГИС – Режим доступа: <http://vniigis.com>, свободный. (Дата обращения: 18.03.2016 г.).
5. Вскрытие и опробование продуктивных пластов [Электронный ресурс] / Технология бурения скважин. – Режим доступа: <http://teplozond.ru>, свободный. (Дата обращения: 18.03.2016г.).

УДК 681.12:622.276.054

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМА ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ ВО ВРЕМЯ ОЗЦ

Ш.З. Ризванов, А.А. Коток

*ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет»*

Анотация. Приводятся лабораторные исследования, моделирующие процесс газопроявления во время ОЗЦ. Исследования проводилось на экспериментальной установке, моделирующей скважину. Определялось влияние консистенции цементного раствора и падение гидростатического давления цементного раствора на газовый пласт. Показано, что между указанными показателями существует тесная взаимосвязь, позволяющая прогнозировать вероятность газопроявления при использовании тех или иных растворов.

Ключевые слова: скважина, тампонажный раствор, газопроявление, ОЗЦ.

EXPERIMENTAL RESEARCH OF GAS SHOW MECHANISM DURING WOC

S.Z. Rizvanov, A.A. Kotok

FSBEI HPE Ufa State Petroleum Technological University

Annotation. There are laboratory researches, which modeling gas show process during WOC. Research is performed at experimental facility, which modeling well. Influence of cement liquor consistency and cement slurry pressure at gas layer determined. Shown, that exist interrelation between this indicators, which allow predict possibility of gas showing with using different cement slurry.

Key word: well, cement slurry, gas show, WOC.

Поступление газа в скважину на любом этапе ее строительства представляет аварийную ситуацию, но наиболее опасными является поступление флюида в за-

трубное пространство после цементирования, которое может привести к значительным проблемам [1, 2]. Часто газопроявления переходят в грифоны, открытые фонтаны, наносящие гигантский ущерб.

В некоторых случаях следствием поступления газа в затрубное пространство являются межколонные давления, вопрос ликвидации которых в настоящее время практически не решен. Для предупреждения ГНВП могут быть использованы цементы с пониженной водоотдачей, специальные цементы, а так же цементы с дезинтеграторной обработкой [3, 4, 5, 6].

На специально изготовленной экспериментальной установке был исследован механизм их возникновения.

Экспериментальная установка позволяет:

- определить падение гидростатического давления столба цементного раствора в процессе твердения в затрубном пространстве скважины;
- смоделировать газопроявления, создавая на забое давление, составляющее часть от гидростатического давления столба цементного раствора.

Методика проведения эксперимента состояла в следующем:

Этап 1. В скважину заливалась вода, чтобы определить исправность манометров и определить гидростатическое давление водяного столба. Затем вода менялась на цементный раствор, и рассчитывалось гидростатическое давление в скважине. В течение нескольких часов фиксировались показания манометра, строились графики изменения давления на пласт, и проводился анализ изменения давления.

Этап 2. В скважину заливалась вода, которая затем заменялась цементным раствором, и на забое создавалось пластовое давление равное 90% от гидростатического давления столба цементного раствора. После этого проводилось наблюдение за проявлением газа и состоянием раствора и камня.

На первом этапе было определено изменение гидростатического давления на пласт столба различных цементных растворов, полученных из портландцемента

ПЦТ-I-50 с различными водоцементными отношениями (В/Ц) 0,4; 0,5; 0,6. Результаты экспериментов приведены на графиках рисунка 1.

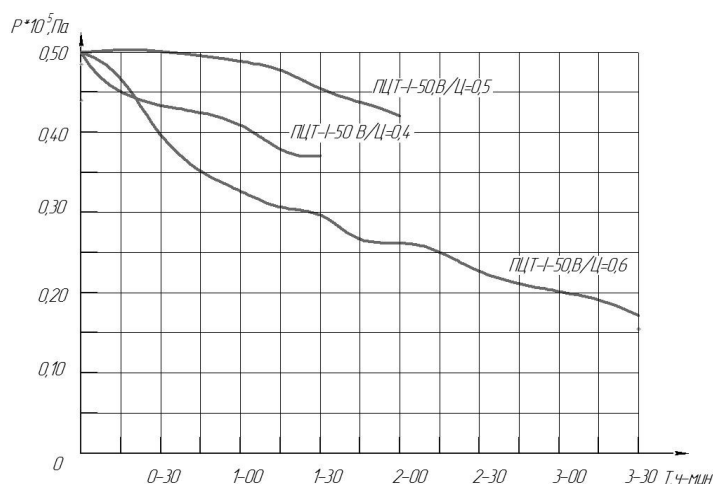


Рисунок 1 – Изменение гидростатического давления столба цементных растворов

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что во время ОЗЦ гидростатическое давление цементных растворов в скважине падает, что может явиться причиной газопроявления, когда давление в пласте близко или равно гидростатическому давлению.

Параллельно с измерением падения давления измерялась консисенция данных растворов.

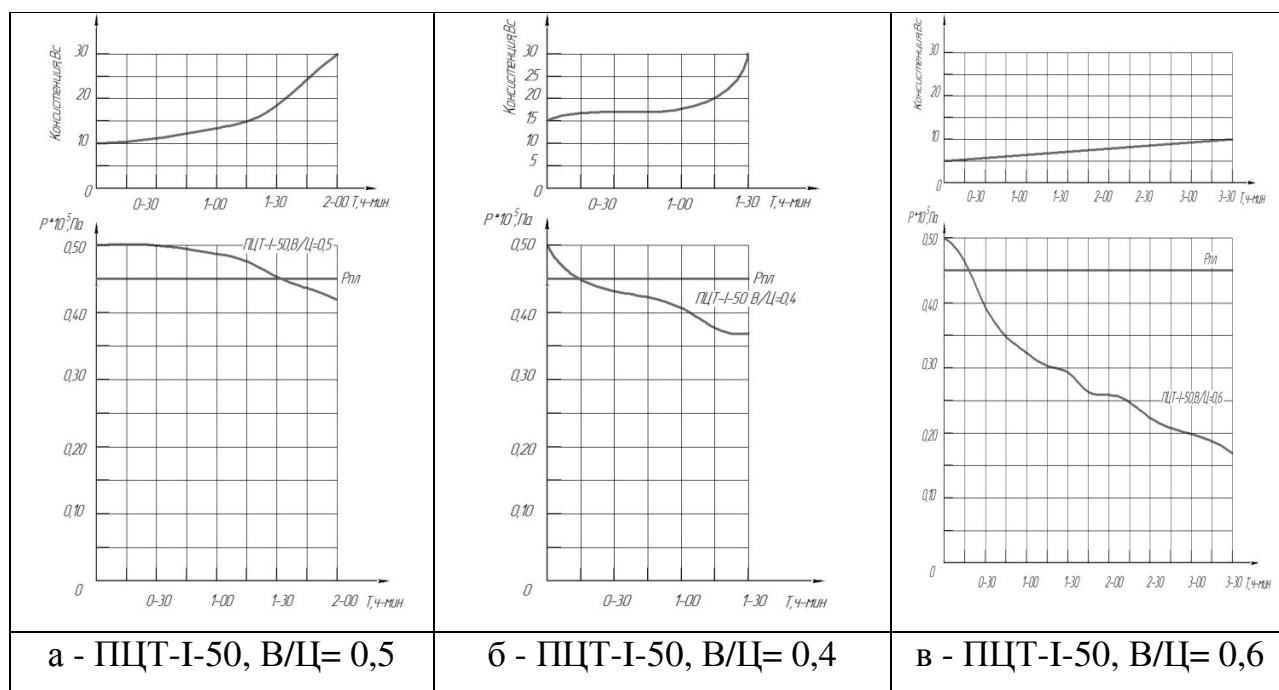


Рисунок 2- Падение гидростатического давления столба цементного раствора и сроки загустевания

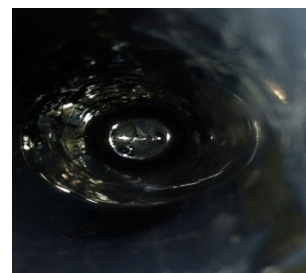
У ПЦТ-I-50 гидростатического давление падает на всем промежутке загустевания цементного раствора, и можно говорить о том, что у данного раствора нет устойчивости гидростатического давления.

Целью следующих опытов было наблюдение за проявлением при пластовом давлении ниже гидростатического давления столба цементного раствора. В опыте был использован цементный раствор, плотностью 1850 кг/м³, В/Ц=0,5, растекаемость 22 см, а пластовое давление было равно 90% от гидростатического.



Спустя полчаса на устье скважины было обнаружено проявление газа в виде пузырей, которые с одинаковой периодичностью поднимались по центру скважины на поверхность. Мы считаем, что именно падение гидростатического давления цементного раствора, привело к возникновению газопроявления.

Далее был исследован тампонажный состав с В/Ц=0,4 плотностью 1950 кг/м³, растекаемостью 19 см. Во время всего эксперимента наблюдались пузыри на поверхности цементного раствора в начале опыта, через некоторое время они исчезли. Цемент относительно устойчив к газу.



Следующим тампонажным составом, прошедшим апробацию на экспериментальной установке по определению миграции газа является цементный раствор ПЦТ-I-50 с В/Ц 0,6. Сразу при начале подвода газа на поверхности стали образовываться пузырьки. Со временем их становилось больше. Так же что интенсивное водоотделение. Это обусловлен-



но тем, что газ выталкивал фильтрат раствора. Это может привести к тому, что часть цемента не прогидратируется.

У всех испытуемых растворов исследовалось загустевание. При этом было установлено, что критерием эффективности можно считать кривые загустевания тампонажного раствора рассматриваемые совместно с кривыми падения гидростатического давления столба цементного раствора на пласт.

Если кривые загустевания и падения гидростатического давления столба цементного раствора имеют характер, показанный на рисунке 2 с тампонажным составом ПЦТ-I-50, то можно говорить о том, что в данном растворе произойдет газопрорыв. Проведенные экспериментальные исследования позволили сделать следующие выводы:

- Экспериментально исследован механизм возникновения газопроявлений в период ОЗЦ при креплении скважины различными тампонажными растворами;
- Установлена взаимосвязь между кинетикой структурообразования, падением гидростатического давления столба на пласт и вероятностью возникновения газопрорыва.

Список использованных источников

1. Федоров В.Н., Аверьянов А.П. и др. Исследование падения порового давления в цементных растворах // Нефтегазовое дело. 2011. №5. С. 48- 53.
2. Видовский А.Л., Булатов А.И. Напряжение в цементном камне глубоких скважин. - М.: Недра, 1977.-173 с.
3. Агзамов Ф.А., Каримов Н.Х., Измухамбетов Б.С. Состояние и перспективы применения дезинтеграторной технологии при строительстве скважин // Нефтегазовое хозяйство. 2003. №3. С. 40-43.
4. Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А. и др. Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин - СПб.: Недра, 2007.-461 с.
5. Тампонажные растворы с пониженной водоотдачей: учебник для

студентов высших учебных заведений / С. Ф. Комлева [и др.]; под редакцией Ф. А. Агзамова. Уфа, ООО «Монография», 2008. - 188 с.

6. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб. пособие / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов, Э.А. Токунова - СПб.: ООО «Недра», 2011.-268 с.

УДК 622.24.062

**ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ
И СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ
БЛОКИРУЮЩЕГО РАСТВОРА ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН**

К.А.Сучкова¹(магистрант), А.М. Кандаков¹(бакалавр),
В.Г.Конесев² (к.т.н., гл.специалист), Т.Д. Дихтярь¹(к.т.н.,доцент),
Г.К. Чуктуров¹(к.т.н.,доцент)

¹УГНТУ, ²НТЦ «Газпромнефть»

Аннотация. Приведены результаты аналитических и экспериментальных исследований реологических и структурно-механических параметров блокирующих растворов. Показана существенная роль реологических и структурно механических свойств блокирующих растворов в создании необходимого экрана при глушении продуктивного пласта.

Ключевые слова: глушение скважин, биополимеры, блокирующий раствор, вязкость, статическое напряжение сдвига, перепад давления

**RESEARCH RHEOLOGICAL AND STRUCTURAL-MECHANICS PROPERTY
BLOCKING MUD FOR WELL KILLING**

K.A.Suchkova¹ (MTD), A.M. Kandakov¹ (BTD),
V. G. Konesev² (candidate of engineering sciences, chief specialist),
T. D. Dikhtyar¹(candidate of engineering sciences, docent)
G.K.Chuktyrov¹ (candidate of engineering sciences, docent)

Synopsis. The results of analytical and experimental studies of rheological and structural-mechanical parameters of blocking solutions. An essential role of the rheological and structural mechanical properties blocking solutions in the creation of the necessary screen when killing the productive formation.

Keywords: Well killing, biopolymer, blocking mud, viscosity, gel strength, the pressure drop.

По мере входа месторождений в период падающей добычи возрастает необходимость более частых капитальных ремонтов скважин и повышения эффективности их проведения. С этой целью зачастую проводится операция глушения скважин, особенно при наличии газопритоков. Существуют, в основном, три технологии глушения [9,10,11]:

- закачка водно-солевых растворов;
- закачка комбинации солевых и блокирующих растворов;
- установка пакеров, включая использование вязко-упругих составов («мягких» пакеров).

Вторая и третья технологии применяются при различных пластовых давлениях и характерным для них является ограничение зоны проникновения состава глушения с целью предупреждения снижения проницаемости [1,6].

Целью данной работы является исследование реологических и структурно-механических свойств блокирующих составов в зависимости от давлений, действующих как при репрессии, так и при депрессии на стадии выполнения ремонтных работ.

К блокирующим составам глушения предъявляются различные требования (РД 153-39-023-97), некоторых из них следующие [3]:

- обладать минимальным проникновением в продуктивный пласт с целью сохранения его естественной проницаемости;

- иметь высокую степень сродства блокирующего раствора с углеводородными флюидами пласта для максимального сохранения коллекторских свойств;
- предупреждать проявления и поглощения в зоне продуктивного пласта в период выполнения ремонтных работ

При минимальной скорости течения образуется экран, выдерживающий перепад давления, величина которого зависит от глубины проникновения, динамического сопротивления сдвигу и вязкости блокирующего раствора. Величину перепада давления можно рассчитать по формуле [2,4]:

$$\Delta P_1 = \frac{L \cdot (\tau_0 \alpha \cdot F \cdot \sqrt{k} + Q \cdot \eta)}{k \cdot F}, \quad (1)$$

где ΔP_1 - перепад давления на пласт, Па;

L- глубина проникновения вязко-пластичной жидкости, м;

τ_0 - динамическое сопротивление сдвигу, Па·с;

α - безразмерный коэффициент;

F- площадь сечения пористой среды, м²;

k- проницаемость пористой среды, м²;

Q- количество жидкости, протекающей за единицу времени, л/с;

η - структурная вязкость, Па·с

Дополнительный перепад давления который может выдержать блокирующий раствор за счет тиксотропии, можно оценить по формуле [2]:

$$\Delta P_2 = \frac{Q \left(k \mu \ln \frac{R}{r_E} + k_E \eta \frac{r_E}{r_C} \right)}{2 \pi h k k_E} + \frac{\theta \alpha (r_E - r_C)}{\sqrt{k}}, \quad (2)$$

где Q- количество жидкости, проходящей через пористую среду;

k, μ - соответственно проницаемость и структурная вязкость для вязко-пластичной породы;

R- радиус контура, давление на котором равно Рпл и является постоянным;

r_E, r_C - соответственно глубина внедрения вязко-пластичной жидкости и радиус скважины;

θ –статическое напряжение сдвига вязко-пластичной жидкости;

h-толщина проницаемого пласта.

Очевидно, что при $Q = 0$ движение жидкости в пласте прекращается. Чтобы восстановить движение жидкости в пористой среде, необходимо будет создать перепад давления, равный:

$$\Delta P_2 = \frac{\alpha \cdot \theta \cdot (r_{\text{в}} - r_{\text{с}})}{\sqrt{k}}, \quad (3)$$

Для расчета ΔP_1 и ΔP_2 были экспериментально определены структурная вязкость η и статическое напряжение сдвига θ при низких скоростях сдвига на приборе OFITE 900 [5,7]. Состав блокирующего раствора: модифицированные оксали-16,7%, биополимер Гаммаксан-1%, мел-22,3%, вода-остальное. Результаты измерений приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Изменение показателей η и θ во времени

Показатели	Значения показателей при времени в сут									
	0,25	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0
η ,сП	26328	30144	30432	30721	30942	34299	38759	38098	36237	34976
θ_{10} ,Па	29	34	34	34	41	44	59	52	52	50

Результаты расчетов по формулам (1) и (3) приведены на рисунке 1, при следующих условиях: $k = 100 \text{ мДа} = 0,1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$; $\alpha = 16,6 \cdot 10^{-3}$; $r_{\text{в}} - r_{\text{с}} = 50\text{мм}; 100\text{мм}; 200\text{мм}; 400\text{мм}$

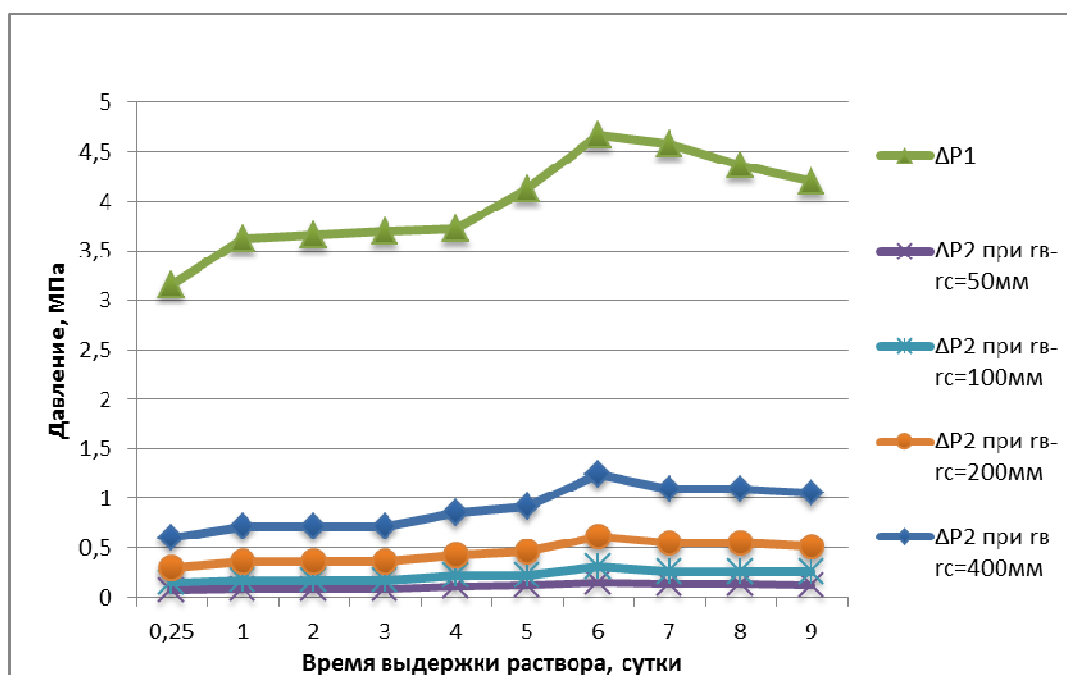


Рисунок 1 – Изменение перепада давления во времени выдержки блокирующего раствора при различной толщине экрана

Из рисунка 1 видно, что при принятых условиях расчетов вклад структурной составляющей в устойчивость экрана при действующих перепадах давления может быть значительным. В дальнейшем целесообразно продолжить исследования по разработке более эффективных средств регулирования структурно-механических свойств блокирующих растворов.

Список использованных источников:

1. Повышение качества первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов / Петров Н.А., Султанов В.Г., Давыдов И.Н., Конесев В.Г. – СПб.: ООО «Недра», 2007. – 544 с.
2. Технология закачивания скважин / Шахмаев З.М., Рахматуллин В.Р. – Уфа, 1996. – 190 с.

3. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В.И. Токунов, А.З. Саушин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 711 с.: ил.
4. Технология бурения скважин в осложненных условиях / Шахмаев З.М., Рахматуллин В.Р. – Уфа, 1994. – 260 с.
5. Разработка биополимерных растворов для глушения скважин с аномально низким пластовым давлением / А.С.Перепелкин – «Территория Нефтегаз», №6 июнь 2014. – с.14-17
6. Патент РФ № 2365611. Состав полисахаридного геля для глушения и промывки скважин и способ его приготовления / Л.А. Магадова, М.А. Силин, С.А. Низова, Е.Г. Гаевой, М.И. Рудь, В.Н. Мариненко, Д.Ю. Мельник.
7. Патент РФ № 2260112. Жидкость для глушения скважин / Исмаков Р.А., Ахметов А.А. и др.; заявл. 18.05.2004; опубл. 10.09.2005. Бюл. № 25.
8. Патент на изобретение RUS 2187532. Жидкость для глушения скважин / Ахметов А.А., Дудов А.Н., Юнусов М.С., Докичев В.А., Конесев Г.В., Мулюков Р.А., Янгиров Ф.Н., Галяутдинов А.А., Истомин Н.Н., Петров Д.В., Киряков Г.А.; заявл. 05.04.2001
9. Исследование и изоляция поглощающих и водопроявляющих пластов / Семенов Н.Я. – Пособие для инженера-технолога по бурению скважин. В двух частях. Часть 2. Технология изоляционных работ. – Уфа, 2014 – 528с.
10. Методы расчета и управления депрессией при регулировании разработки эксплуатационных объектов / Колесник С.В. – Уфа, 2012
11. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов вузов. – В 5 т.Т.4 / под общ. ред. В.П. Овчинникова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 496 с.

ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ НА СЖАТИЕ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ

Табатабаи Моради Сейед Шахаб, Николаев Николай Иванович

Национальный Минерально-сырьевой Университет «Горный»,

аспирант, профессор

Аннотация: ежегодное повышение потребления углеводородов заставляет нефтегазовые компании вести разведку месторождений в неблагоприятных условиях окружающей среды. Успешное выполнение проектов в данных условиях требует усовершенствованных технологий и материалов. Цель данной работы является оценка прочности на сжатие тампонажных цемента применяемых в неблагоприятных условиях окружающей среды.

Ключевые слова: Бурение, Заканчивание, Цемент, Прочность на сжатие, Кварцевая пыль.

COMPRESSIVE STRENGTH EVALUATION OF OIL WELL CEMENTS

Tabatabaee Moradi Seyyed Shahab, Nikolaev Nikolay Ivanovich

National University of Mineral Resources (Mining), PhD candidate, Professor

Abstract – yearly rise in hydrocarbons is making oil and gas companies to explore fields in more hostile environments. Successful completion projects in these environments requires improved technology, material selection and testing procedures to overcome possible challenges. The objective of this work is to evaluate the compressive strength of cement systems, which can be used in such environments.

Keywords: Drilling, Completion, Cement, Compressive strength, Silica flour.

Increased number of projects in hostile environments drives the service companies to adjust well construction operations to the available conditions. One of the most laborious steps of well construction is cementing operation. Cements are used to fill the annular space behind the casing, bring the structural integrity to the wellbore, protect the casing against corrosion agents and prevent the movement of fluids. The designed cements for hostile conditions should have minimum free fluid content, sufficient thickening time, relatively high amount of density, high amount of strength properties and ex-

pansion capability [1]. This work aims to evaluate the compressive strengths of developed cements at different thermobaric conditions. The used cement in this work is ordinary Portland cement. The mineralogical composition of the Portland cement is presented in Table 1.

Table 1. Composition of the Portland cement

Composition	C ₃ S	C ₂ S	C ₃ A	C ₄ AF
wt. %	61.34	14.61	5.49	16.62

Additives have been used to improve the cement performance. silica flour and silica sand are used to maintain the high mechanical properties of the system. Silica flour (average particle size of 20 μm) is formed by grinding of quartz sand and contains more than 98% SiO_2 . Hematite (Fe_2O_3) is used as the weighting agent to regulate the density of the cements [2]. Lignosulfonate is used as a retarder to adjust the thickening time of the cement slurry. Free fluid content of the cements are controlled by adding polyvinyl alcohol. In addition, a clay mineral is used to provide the sedimentation stability of the system. To see if the developed cement systems have good performances, different experiments are conducted. The cement samples are prepared in agreement with known standards, which involved dry premixing of Portland cement, weighting material and silica flour/silica sand. The retarder, polyvinyl alcohol and clay mineral are added directly to water. Then the dry composition and water are mixed. The water-to-cement mass ratio for all systems is $w/c = 0.5$. One part of the prepared slurry is casted in cylindrical moulds (diameter 40 mm, height 40 mm) (Figure 1). For curing purposes the moulds are placed in a cell with elevated temperature and pressure [3].

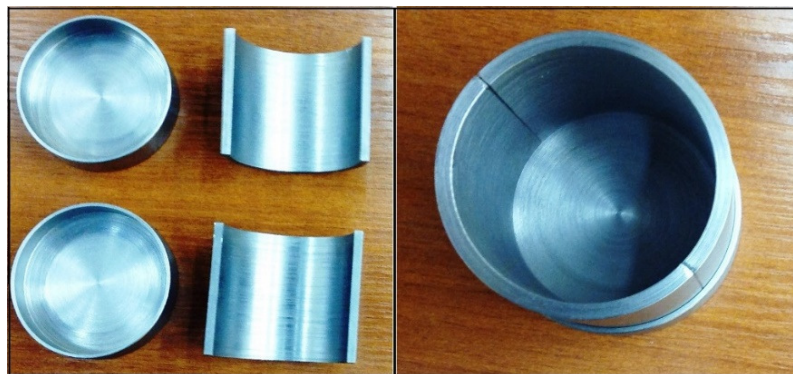


Figure 1 - Cylindrical steel moulds

During the life of the producing wells, the set cement is subjected to temperature and pressure changes. To resist these changes a proper cement system with developed compressive strength is required. At elevated temperatures (above 110 °C) strength retrogression happens. This phenomenon is described as compressive strength loss due to mineralogical variations inside the set cement at elevated temperatures [4]. Silica flour or silica sand can decrease the intensity of this phenomenon [5]. To investigate the effect of silica content on the compressive strength values several cement systems are developed (Table 2).

Table 2. Composition of different cement systems

Composition	Blend materials, % mass concentration				Compressive strength, Mpa
	Portland cement	Hematite	Silica sand	Silica flour	
1	100	-	-	-	15.21
2	70	15	15	-	19.35
3	70	15	-	15	20.18

In all samples clay mineral is utilized in a concentration of 2 % by the weight of the blend to provide the sedimentation stability. All samples are kept at elevated temperatures and pressures (160 °C and 250 psi). After 24 hours compressive strength of all samples are measured by an automatic compression tester (Figure 2).



Figure 2 - Automatic compression tester

The compressive strength values for the developed systems are presented in Table 2 and in Figure 3. As it evident from Figure 3 the cements containing silica flour develop higher compressive resistance, as silica flour has small particles and narrower particle size distribution.

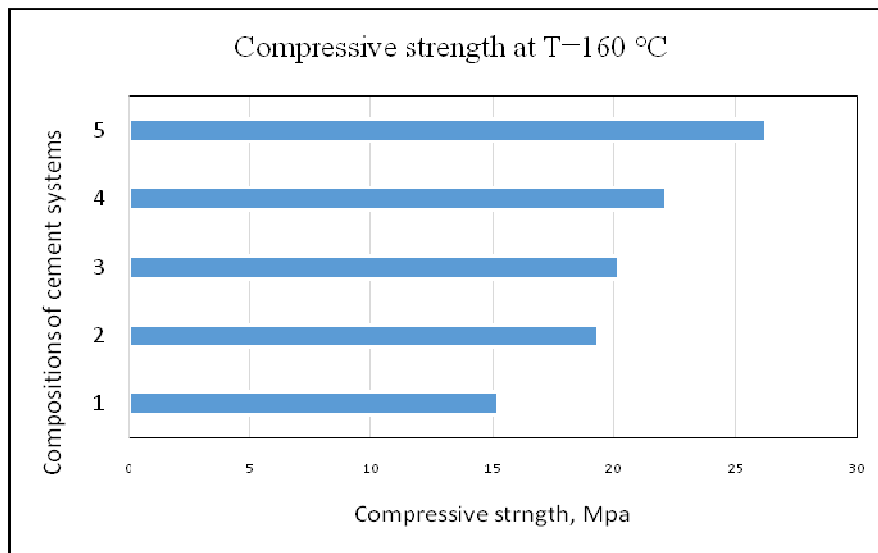


Figure 3 - Compressive strength values for the developed systems

Although cement systems containing silica flour have greater values of compressive strength, but the other main properties like free fluid content, flowability and thick-

ening times may be not acceptable.

Reducing free fluid content of cement slurry is important to remove channels that may serve as pathways for fluids. These channels highly reduce the quality of cementing operation. In order to measure free fluid content of the cement slurry the prepared slurry is mixed for 20 minutes at a speed of 150 r/min in atmospheric condition. After 2 hours the volume of separated free fluid is calculated and it is recorded as free fluid content [6].

Presence of siliceous material and weighting agent results in higher values of free fluid contents. So the polyvinyl alcohol is added to reach the zero fluid content.

Thickening time is defined as the time between the beginning of slurry preparation and when the cement gains 100 Bearden units. Bearden units of consistency (Bc) are used to express the cement resistance to flow. The enough thickening time let the slurry to be properly placed in the annular space. The proper consistency range is 10-30 Bc. The thickening time is measured by the consistometers. Although the cements with silica flour have more compressive strength, but their small values of flowability and thickening time can restraint their application. Adding lignosulfonate retarder can solve this problem.

From the experimental results on the developed cements the following conclusions can be made:

- i. High resistance cement systems should contain silicious material. However cement containing silica flour show more resistant characteristics due to its small particle size.
- ii. Thickening time, flowability and free fluid content of the developed cement systems are regulated at desired values by adding lignosulfonate retarder and polyvinyl alcohol.

REFERENCES

1. Appah, D., and Reichetseder, P. 2002. Practical improvements in CaO-

swelling cements. J. Pet. Sci. Technol. 36 (1-2): 61-70.

2. Yan, L.L., Wang, J.H., Xu, X.G., et al. 2014. Study on erosive and magnetic effects of weighting agent in a high density water-based drilling fluid. Presented at the Offshore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur, 25-28 March. OTC-24787MS.

3. Ulm, F.J., James, S. 2011. The scratch test for strength and fracture toughness determination of oil well cements cured at high temperature and pressure. Cem. Concr. Res. 41(9): 942-46.

4. Swayze, M.A. 1954. Effects of high temperature and pressure on strengths of oil well cements. Drilling and production practices, API, USA.

5. Krakowiak, K.J., Thomas, J.J., Musso, S., et al. 2014. Nano-chemo-mechanical signature of conventional oil-well cement systems: Effects of elevated temperature and curing time. Cem. Concr. Res. 67(1): 103-21.

6. Choolaei, M., Rashidi, A., Ardjmand, M., et al. 2012. The effect of nanosilica on the physical properties of oil well cement. *Mater. Sci. Eng. A* 538: 288-94.

УДК 622

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АДсорбЦИОННЫХ СВОЙСТВ ЛИГНОСУЛЬФОНАТОВ, ИСПОЛьЗУЕМЫХ ДЛЯ ПОЛУЧЕ- НИЯ БУРОВЫХ РЕАГЕНТОВ

Р.Н. Абдрахманов, Р.Р. Тагиров, Г.А. Тентерева (доцент)

ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа

Аннотация

В статье рассмотрены вопросы адсорбции лигносульфонатов нейтрально-сульфитного и сульфитного способов получения на твердых фазах: глинистых минералах и кварцевом песке. Установлено, что в зависимости от способа варки (рН), адсорбционные кривые имеют различный характер и различные численные величины адсорбции (мг/1 г твердой фазы), что способно оказывать влияние на

технологические характеристики буровых реагентов, получаемых на основе лигносульфонатов различных варок.

Ключевые слова: лигносульфонат, нейтрально-сульфитные и сульфитные варки, адсорбция положительная и отрицательная, кривые адсорбции.

COMPARATIVE DESCRIPTION of ADSORPTION PROPERTIES OF LIGNOSULFONATS, USED FOR RECEIPT of BORING REAGENTS

R.N.Abdrahmanov, R.R. Tagirov, G.A.Teptereva

FSBEI HPE "Ufa state petroleum technological university", Ufa

e-mail: teptereva.tga@yandex.ru

Annotation

In the article the questions of adsorption of lignosulfonats are considered neutral-sulfit and sulfit methods of receipt on hard phases: clay minerals and quartz sand. It is set that depending on the method of cooking (pH), adsorption curves have different character and different numeral sizes of adsorption (mg/of a 1 g of hard phase), what influence is able to render on technological descriptions of the boring reagents got on the basis of лигносульфонатов of the different cooking.

Keywords: lignosulfonats . neutral-sulfit and sulfit cooking, adsorption is positive and negative, crooked adsorptions.

В практике бурения, с целью регулирования реологических и структурно - механических свойств буровых растворов, активно применяются реагенты на основе модифицированных лигносульфонатов. Лигносульфонаты являются основным веществом сульфитных щелоков – побочных продуктов процесса делигнификации древесины [1,5,6]. Сегодня, в связи с переходом большинства предприятий по выработке целлюлозы на нейтральные способы делигнификации древесины, химический состав сульфитных щелоков меняется. Это оказывает значимое влия-

ние на качественные характеристики буровых реагентов, получаемых на их основе, в частности на процессы миграции, добычи нефти, бурения скважин и т.д [2,3,4,9]. Одной из важнейших характеристик лигносульфонатов как сырья для получения буровых реагентов является их адсорбционная способность [4]. Именно адсорбционная способность является характеристикой обменных процессов на границе твердое тело – раствор при разбураивании горных пород. В целом, характер адсорбции связан с устойчивостью коллоидных растворов в практике бурения скважин.

В этой связи, целью представленной работы является проведение сравнительной характеристики адсорбционных свойств лигносульфонатов различных способов получения на твердых фазах. В качестве объектов исследования выбраны лигносульфонаты нейтрально-сульфитной (образец 1 и образец 2) и сульфитной варок (образец 3). Твердыми фазами для исследований представлены глиной бентонитовой и кварцевым песком ультрамелкой степени дисперсности. В работе использовался метод измерения поверхностного натяжения на границе жидкость-жидкость на приборе «Сталагмометр Рубин 02-А. Исследования проводились на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» УГНТУ. Построение изотерм адсорбции проводилось на основании измерений поверхностного натяжения и расчета адсорбции до и после контакта с твердой фазой (адсорбентом). Определение поверхностного натяжения и расчет величины адсорбции проводились на основании трех параллельных измерений для каждой пробы лигносульфоната [2,3,9].

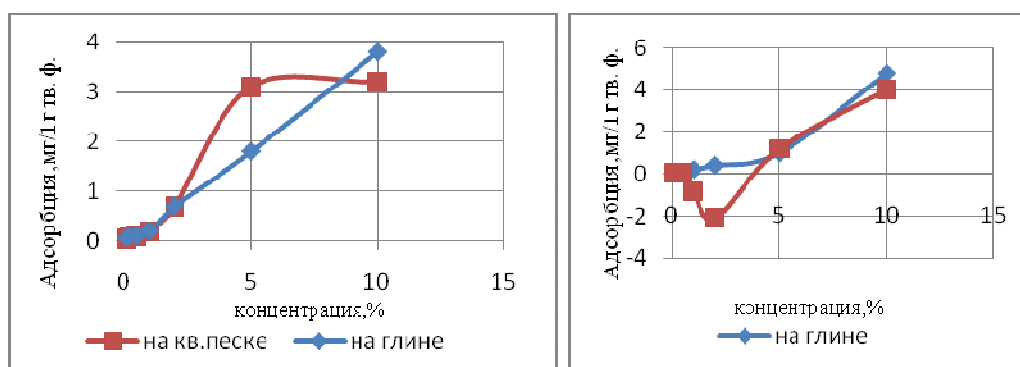


Рисунок 1,2 - Зависимости величин адсорбции от концентраций водных рас-

творов лигносульфонатов образцов 1 и 2 соответственно

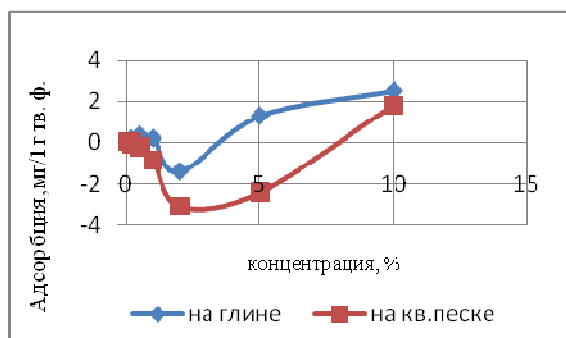


Рисунок 3- Зависимость величины адсорбции от концентрации водного раствора лигносульфоната образца 3

Рисунки 1–3 показывают различный характер адсорбции лигносульфонатов на твердых фазах. При этом, положительный характер адсорбции с тенденцией к насыщению поверхностного слоя адсорбтивом сохраняется для лигносульфонатов различных способов получения только на глине – адсорбенте, склонном к созданию обменных комплексов.

По Бабалян [2], кривые адсорбции на глине можно отнести к кривым второго типа, которые характерны для многокомпонентных систем, что коррелирует с химическим покомпонентным составом лигносульфонатов (сульфитных щелоков).

Адсорбция на кварцевом песке носит переменный характер : сохраняя положительные значения для лигносульфонатов нейтрально-сульфитного способа получения (рН 6,9–7,2) и, переходя в область отрицательных значений при концентрациях адсорбтива от 0 до 5 % масс., для лигносульфонатов образца 3 (сульфитные щелока рН 4,3–4,7). При этом, лигносульфонаты сульфитные характеризуются меньшей численной величиной адсорбции (порядка 2 мг на 1 г твердой фазы) по сравнению с лигносульфонатами нейтрально-сульфитной варки как на кварцевом песке, так и на глинистых минералах. Это согласуется с данными [4,8,9], согласно которым для глинистых минералов характер адсорбции зависит

от значения рН и концентрации адсорбтива в поверхностном слое [8,9]. Также известно, что если концентрация адсорбтива в поверхностном слое адсорбента меньше, чем в объеме, то адсорбция является отрицательной.

К тому же, чем выше концентрация адсорбтива, тем больше величина адсорбции: при концентрации 10 мг/1г твердой фазы, величины адсорбции для всех лигносульфонатов и на глине и на кварцевом песке становятся сопоставимыми, сохраняя численно 3,5–4,3 мг/1г твердой фазы для нейтрально–сульфитных и не превышая 2 мг/ 1 г твердой фазы для сульфитных лигносульфонатов. Одной из причин, влияющих на численную величину адсорбции возможно является молярная масса, которая для нейтральных лигносульфонатов на порядок меньше, чем у сульфитных, а также меньшее поверхностное натяжение, характерное для лигносульфонатов нейтрально-сульфитной варки [7].

Кроме того, на различия в характере кривых адсорбции могут оказывать влияние процессы мицеллообразования, смещения равновесия между длиноцепочечными ионами и противоионами в поверхностных слоях растворов лигносульфонатов различных способов получения.

Таким образом, адсорбция лигносульфонатов различной варки имеет значимые отличия, как по характеру кривых (изотерм адсорбции), так и по численным величинам, что может оказывать непосредственное влияние на технологические характеристики буровых реагентов, получаемых на лигносульфонатной основе.

Список использованных источников:

1. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов М.: Недра, 1972. 392 с.
2. Бабалян Г.А., Кравченко И.И., Рудаков Г.В. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов. Гостоптехиздат, 1962.

3. Ребиндер П.А. Физико-химия флотационных процессов. Metallurgizdat, 1933.
4. Zun Hsiao, Dunning H.D.G. of Phys. vol. 59, 144, 1995.
5. Гаврилов, Б.М. Лигно-полимерные реагенты для буровых растворов. Краснодар, 2004. 523 с.
6. Никитин Н.И. Химия древесины и целлюлозы. М.: Изд-во АН СССР, 1962. 714 с.
7. Реакционная способность сульфитных шелоков как основы буровых реагентов / Тептерева Г.А. [и др] // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2015. № 3. С. 91-115. URL: http://ogbus.ru/issues/1_2015/ogbus_3_2015_p_91-115_TepterevaGA_ru.pdf
8. Фролов Ю.Г. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. М.: Химия. 1982. 400 с.
9. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: Изд-во Летопись, 2005. 664 с.

УДК 622

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЛИГНОСУЛЬФОНАТОВ В КАЧЕСТВЕ ПЛАСТИФИКАТОРОВ ЦЕМЕНТНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Б. А. Ахматнуров, И.И. Насыров, Г.А. Тептерева

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа

В данной статье рассмотрены проблемы устойчивости против деформации цементного камня в нефтегазовых скважинах. Проанализированы пробы цементного камня на изгиб и сжатие. На основе проведенного исследования предложено применения добавок пластификаторов, а именно лигносульфонатов, полученных нейтрально-сульфитным способом делигнификации древесины. Установлена оптимальная концентрация лигносульфоната в % масс при которой происходит зна-

чительное повышение прочности цементного камня на изгиб и сжатие.

Ключевые слова: цементный камень, пластификаторы, лигносульфонаты, прочность на изгиб и сжатие, тампонажные растворы

UDC 622

RESEARCH OF THE POSSIBILITY OF USE LIGNOSULFONATOV AS SOFTENERS OF CEMENT GROUTING MORTARS

B. A. Akhmatnurov, I.I. Nasyrov, G.A. Teptereva

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

In this article stability problems against deformation of a cement stone in oil and gas wells are considered. Tests of a cement stone on a bend and compression are analysed. On the basis of the conducted research it is offered applications of additives of softeners, namely the lignosulfanat received by a neutral-sulfite way of a delignifikation of wood. Optimum concentration of a lignosulfonat in % of masses is established at which there is a substantial increase of durability of a cement stone on a bend and compression.

Keywords: cement stone, softeners, lignosulfanata, durability on a bend and compression, grouting solutions

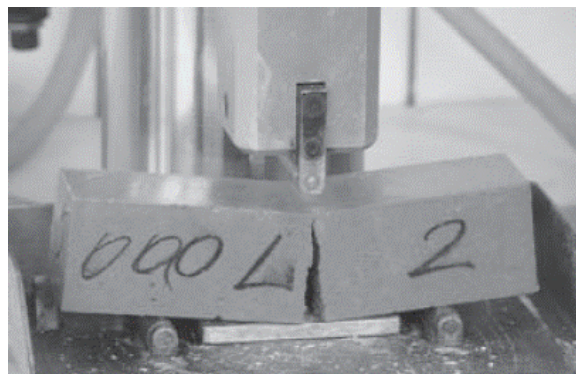
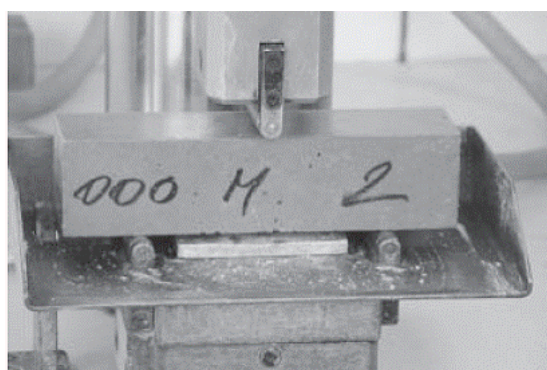
Тампонажные растворы используют для цементирования нефтяных скважин с целью изоляции продуктивных нефтеносных слоев от водоносных, а также отделения нефтеносных слоев друг от друга при многопластовых залежах нефти [1].

Цементирование скважины проводится путем формирования цементного кольца в заколонном пространстве и создания надежного изоляционного экрана.

Качество формирования цементного кольца в заколонном пространстве и надежность изоляционного экрана определяют типы применяемых тампонажных материалов [2]. Выбранный тип тампонажного материала должен обеспечивать образующемуся в заколонном пространстве цементному камню механическую

прочность, которая является важнейшей характеристикой и оценивается пределом прочности σ_B при деформациях на сжатие, изгиб и растяжение [1,2].

Предел прочности при изгибе определяется методом испытания образцов-призм (балочек) на изгиб, а предел прочности при сжатии — испытанием половинок этих образцов-балочек на сжатие [8]. При испытании образцов на изгиб в цементной балке возникает сложное напряженное состояние, при котором в верхней части сечения развиваются напряжения сжатия, а в нижней — напряжения растяжения (рис 1,2).



Рисунки 1. Метод испытания на образцов - балочек на изгиб

В момент разрушения образцов, напряжения достигают наибольших значений. Эти напряжения называются пределом прочности [8].

Для устойчивости против деформации в цементный раствор вводятся добавки, называемые пластификаторами. Это вещества, введение которых в состав тампонажного раствора позволяет обеспечить требуемые механические свойства цементного камня (повышают его текучесть, обеспечивают хорошую усадку, гидроизоляционные свойства, морозостойкость, прочность) [7].

В этой связи, целью работы является исследование возможности использования лигносульфонатов (ЛСТ) нейтрально-сульфитного способа получения в качестве пластификатора тампонажных материалов.

В цементный раствор вводились добавки ЛСТ концентрацией от 0,1 до 1 % масс. и исследовалась влияние вводимых добавок на прочность цементного камня (максимальная нагрузка, кН; максимальное напряжение, МПа) при В/Ц (водоцементном отношении) = 0,4 и В/Ц = 0,5 (рис.2,3).

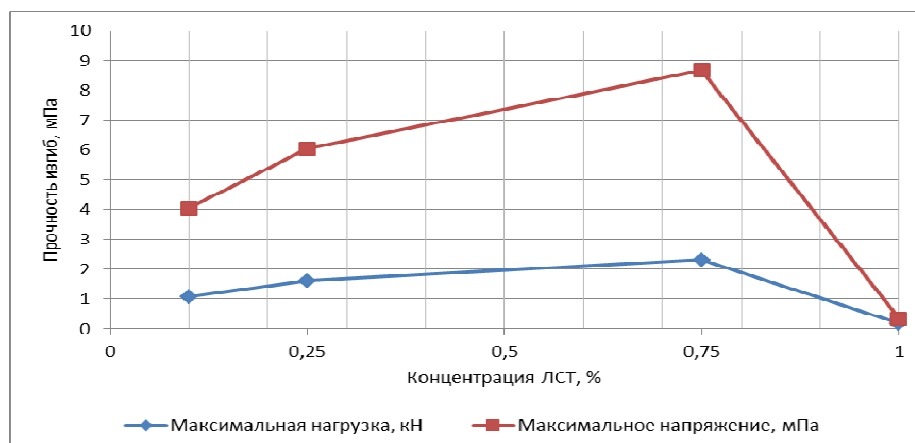


Рисунок 2 . Зависимость величины прочности цементного камня на изгиб от концентрации лигносульфоната, % масс.

По данным рисунка 2 видно, что с увеличением массы добавки лигносульфоната от 0,1 до 0,75 % масс., в составе исследуемых образцов цементного камня, возрастают прочностные характеристики на изгиб: достигая 9 МПа по величине максимального напряжения и росте максимальной нагрузки.

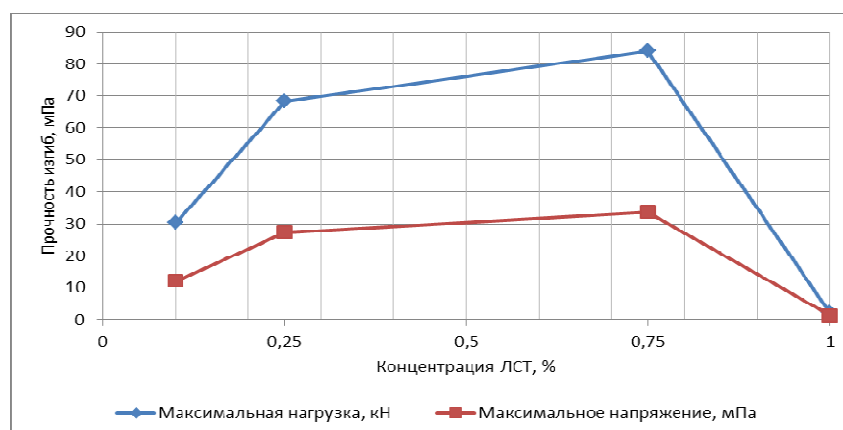


Рисунок 3 . Зависимость величины прочности на сжатие от концентрации лигносульфоната, % масс.

Данные рисунка 3 показывают резкое увеличение прочности на сжатие для об-

разцов цементного камня при добавке ЛСТ до 0,75% масс. При этом, наблюдается рост максимальных напряжения и нагрузки до 85 и 35 МПа соответственно.

При дальнейшем увеличении добавки ЛСТ (% масс.), наблюдается резкое снижение механических свойств цементного камня как по прочности на изгиб, так и прочности на сжатие до минимальных значений.

Одной из возможных причин резкого снижения прочностных характеристик может быть появление значительного воздухововлечения, вследствие применения лигносульфонатов в высокой дозировке [9], т.е. образованию пор и каверн в теле цементного камня, что ухудшает прочностные характеристики бетона и снижает его непроницаемость. По литературным данным [1,3–6], дополнительное воздухововлечение в цементных системах с лигносульфонатами может достигать от 2-3 до 25% [8].

Таким образом, в ходе работы установлено, что при изменении концентрации ЛСТ, вводимой в исследуемый цементный раствор, прочностные свойства образующегося цементного камня возрастают и достигают максимальных значений при концентрации ЛСТ, равной 0,75% масс.

Кроме того, анализ результатов испытания прочности цементного камня на изгиб и сжатие с использованием добавок ЛСТ, показывает практическую возможность использования лигносульфонатов технических в качестве пластификаторов цементно-тампонажной системы при концентрациях, не превышающих 0,75% масс.

Литература

1. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб.пособие/ Ф.А.Агзамов, Б.С.Измухамбетов, Э.Ф.Токунова.- СПб.: Недра, 2011. – 268с.
2. Заканчивание скважин: учеб.пособие/ Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. – Тюмень: ИПЦ “Экспресс”, 2011. – 325с.
3. Тампонажные материалы: учеб.пособие/ Булатов А. И., Данюшевский В. С. - М.: Недра, 1987. 280 с.

4. **Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб.пособие/ Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. – М.: Недра, 1999. – 424с.**
5. Цементирование нефтяных и газовых скважин: учеб.пособие/ Логвиненко С.В. - М.: Недра, 1986, - 280 с.
6. Пластификаторы : учеб.пособие/ Тиниус К. - М.-Л.: Химия, 1964. — 916 с.
7. http://newchemistry.ru/letter.php?n_id=7032
8. Добавки в бетон. Под редакцией В.С.Рамачандрана. - М.: Стройиздат, 1988. 571 с.
9. <http://www.findpatent.ru/patent/224/2248948.html>

УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ БИТУМНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫТЯНУТОЙ ФОРМЫ

Файзуллин Вадим Абдуллович, Усманов Азат Мунирович

ГБОУ ВПО Альметьевский государственный нефтяной институт, к.г.-м.н., доцент БНГС

Аннотация. На сегодняшний день проблема добычи нетрадиционных запасов углеводородов актуальны. Предлагается совершенно новая технология добычи битума и тяжелой нефти на месторождениях республики Татарстан.

Ключевые слова: битум, слоистость, добыча, теплоноситель, осушенный пласт, перегретый пар.



Рисунок 1 – Снимки образцов битуминозных отложений

Снимки образцов указывают на большое разнообразие, как обломочной части, так и состава и структуры цемента, что следует учитывать при установлении скорости продвижения, времени и объемов закачки теплоносителя [1] чего до сих пор ни кто не учитывал даже при бурении в 2010-2011 году ОАО Татнефть.

Разработка адаптированного к конкретным геолого-техническим условиям комплекса технологических решений для эффективного освоения скважин, основанных на совокупности тепловых свойств коллектора, минерального состава особенностей гидрогеологического и морфогенетического состава залежи. При разогреве битумного пласта ранее применявшимися способами, основная доля тепла расходовалась на разогрев воды, у которой теплопроводность на порядок выше, чем у битума и минерального каркаса глинистого песчаника. По экспериментальным данным Ж.Бурже теплопроводность песчаника сухого равна $0,75 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч} \cdot \text{C}^0)$; песчаника насыщенного нефтью 1,78; насыщенного водой-2,35.

Результаты лабораторных исследований тепломассопереноса основных битумоносных пород

№ п/п	Наименование пород	Тепло-пров.Вт/(мК)	Температуро-проводность, $\alpha \times 10^{-7}, \text{ м}^2/\text{с}$	Теплоем-кость, Дж/(мК)	Давление, атм.	Темпе-ратура, ^0C	Время про-движения теплоносителя, час

1	Песчаник битумоносный по слоистости	1,38-1,94 1,62	6,44-9,2 7,86	2,05-2,42 2,26	200	150	10,04
2	Песчаник с остаточной битумонасыщенности (по слоистости)	1,57-2,24 1,81	6,78-10,2 8,35	1,96-2,68 2,12	200	150	9,6
3	Песчаник битумоносный (перпендикулярно слоистости)	1,38-1,94 2,63	6,44-9,2 7,74	2,05-2,42 2,31	200	150	14,9
4	Песчаник с остаточной битумонасыщенностью (перпендикулярно слоистости)	0,54-1,94 2,18	2,04-9,2 5,65	1,4-,13 3,63	200	150	13,02
5	Известняк мергелистый с примазками битума	1,28-1,82 1,48	4,69-6,13 5,74	2,37-3,0 ,,72	200	150	8,06

Примечание(1) Длина исследованных образцов 1 м.

Скорость продвижения теплоносителя в образцах перпендикулярно слоистости в полтора раза меньше чем в образцах по слоистости.

Каждую добычную технологию, которую упорно придерживается Татнефть лишена технологический, геологической (гидрогеологической) связи и смысла. Применяется по канадской «шпаргалке» схема, когда теплонагнетательная скважина расположена над добывающей строго параллельно друг другу. На битумных месторождениях Канады битумные пески не имеют слоистой структуры, они практически безводны (основные месторождения расположены в провинции Альберта). В республике Татарстан существенно иная геолого-гидрогеологическая ситуация.[6]

Битумоносные песчаники всех залежей имеют отчетливо слоистую структуру. Известный теплофизик Ж.Бурже [2] утверждает, что в таких условиях существенно деформируется и тепопток и конвекция идет по слоистости, в который входит обломочная часть с большим разнообразием слагающих минералов от кварца, кальцита до пирита и слюды. Цементом для песчаника служит глина, содержание которой может достигать 50-55%, и которая имеет низкую теплопроводность.

С другой стороны воды шешминского(уфимского) яруса по реально прове-

денным откачкам более 100м. Вода из Шешминского горизонта имеет температуру 7-8 градусов по Цельсию – самый главный поглотитель тепла.[5] С одной стороны, вода как самая теплопроводная в системе пласт-коллектор. Ее теплопроводность в 2 раза выше, чем коллектор битумного пласта.

Предлагается строительство добычного блока как альтернатива канадской технологии, в котором скважины строятся в горизонтальной плоскости.

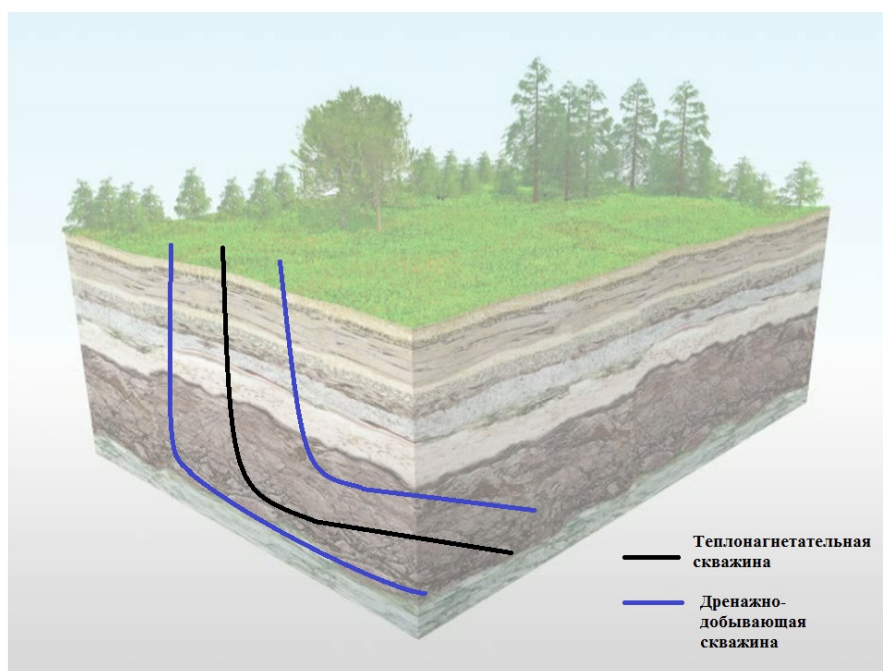


Рисунок 2-Предлагаемая модель

Строятся две добывающие скважины и между ними одна теплонагнетательная. Благодаря тому, что тепловой поток деформируется по слоистости, основной поток тепла идет по горизонтали. Это обозначает, что вдвое сокращается число теплонагнетательных скважин, уменьшается без изменения скорости и объема нагрева. Увеличить скорость разогрева пласта можно, если одну из добывающих скважин использовать как дренажную для откачки напорных вод. Нашими опытными работами установлено, что осушенный пласт нагревается на 60-70% быстрее обводненного.

В этом случае последовательность технологических операций следующая: Бурятся две добычных скважины одна из которых или две становятся дренажными. Далее бурится одна теплонагнетательная между двумя добычными в горизонтальной плоскости. Далее осушается добычная ячейки и в теплонагнетательную скважину закачивается перегретый пар (Т 220-230 град.С)

Литература

1.Антониади Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами.М.: Недра,1995.-95с.

2. Бурже Ж.,Сурио П.,Камбану М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов.М.: Недра, 1988.

3.Липаев А.А. К вопросу о выборе методов разработки месторождений тяжелых нефтей и битумов Материалы межрегиональной конференции « Проблемы разработки месторождений и эксплуатации тяжелых нефтей и битумов» Ухта 2010г.

4.В.А.Файзуллин Р.И.Фазлыева. Техника забуривания вторых стволов из старого фонда скважин. Материалы научной сессии студентов АГНИ 2009 г.

5. Файзуллин В.А. Обоснование технологии строительства скважин для эффективной разработки изометрических залежей природного битума. Новые технологии в газовой промышленности. М.:РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина,2009г.

6 . Файзуллин В.А. Беляева Н.В. Патент № 2568455 2014 г. Способ бурения горизонтального участка эксплуатационной скважины винтового профиля

7. Файзуллин В.А. Шайхутдинова А.Ф. методические указания по дисциплине « Осложнения и аварии в бурении» АГНИ 2014 г.

УДК 622.24

МЕХАНИЗМЫ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ СИЛ ТРЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ СКВАЖИН

Л.Б.Хузина, С.В.Любимова

Альметьевский государственный нефтяной институт

В настоящее время одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и полноты ее извлечения из недр является разработка месторождений скважинами с горизонтальным окончанием. Одной из актуальных задач при бурении скважин с горизонтальным окончанием является снижение прихватоопасности бурильных колонн, особенно на горизонтальном участке. В работе представлены разработанные механизмы для снижения сил трения, которые прошли лабораторные и промысловые испытания и показали свою эффективность, что подтверждается актами проведенных испытаний.

Ключевые слова: наклонно-направленная скважина, горизонтальный участок скважины, прихватоопасность, силы трения, механический способ.

MAIN AREAS TO REDUCE FRICTION FORCES WHEN DRILLING THE HORIZONTAL SECTION OF DIRECTIONAL WELLS

L.B.Huzina, Z.V.Lyubimova

Almetyevsk State Petroleum Institute

Currently, one of the most promising methods of enhanced oil and completeness of its extraction from the bowels of a field development wells with horizontal completion. One of the current problems in the drilling of wells with horizontal completion is to reduce prihvatoopasnosti drill string, especially in the horizontal section. The paper presents the developed mechanisms to reduce friction forces, which have been laboratory and field tests and shown to be effective, as evidenced by acts carried out tests.

Keywords: directional wells, horizontal well section, tack danger friction forces the mechanical way.

На сегодняшний день наиболее перспективным методом интенсификации добычи нефти является бурение скважин с горизонтальным окончанием. Особую актуальность это приобретает для месторождений со сложным геологическим строением продуктивных залежей и на поздней стадии их разработки [1,2]. Так,

например, добыча нефти в 2015 году в ПАО «Татнефть» составила 26 926 971 т. что на 704 405 т больше, чем в 2014 году [3], которое подтверждает эффективность внедрения инновационных технологий и является существенным резервом прироста добычи нефти. Одной из актуальных задач при бурении скважин с горизонтальным окончанием является снижение прихватоопасности бурильных колонн, особенно на горизонтальном участке. В табл. 1 [4,5] представлена разработанная авторами классификация методов снижения сил трения бурильной колонны о стенки скважины в процессе бурения вертикальных, наклонно-направленных скважин, а также скважин с горизонтальными окончаниями.

Табл. 1. Классификация методов снижения сил трения бурильной колонны о стенки скважины

Методы снижения сил трения															
Химические								Механические							
Российские								Российские				Зарубежные			
Графит	Нефть	ПАВ	СМАД-1	T-66 и T-80	Спринг	ИНХП-21, НИИ НП-360	СЖК (ОСЖК)	РЖС	Эмультал	ЛТМ, СТ	РАМБС, СДЭБ	K-Lube	Lube-167	Dreel Free	EME-Sweet
												EME-Salt	EBL	Центраторы (типа ЦЦ, ЦТ и др)	Калибраторы (КЛ, КЛС)
														Стабилизаторы (КС, КСС)	Вибродемпферы
														Яссы (типа ГМ, ГУ и др)	Осцилляторы
														Осциллятор марки GT-066	Яссы типа ZSJ/ZXJ и др.
Ввод смазочной добавки от объема бурового раствора, %								В составе компоновки низа бурильной колонны при бурении наклонно-направленных, вертикальных и скважин с горизонтальным окончанием							
25	20-30	15	50-60	30-50	50-60	25-50	50	30-50	25	80	30-50	30-50	30-50	40	30-40
Снижение коэффициента трения, %								Уменьшение площади соприкосновения со стенками скважины				Уменьшение коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины			
0,02	10	0,01-0,03	1-4	0,3-0,5	2-3	0,5	0,5	0,3-1	0,3-1	0,5	0,5-1	0,5	0,5-1	0,5	0,5-1
								Ликвидация прихватов бурильных труб				Снижение сил трения и сопротивления перемещению бурильной колонны, доведение нагрузки на долото			

На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Альметьевского государственного нефтяного института ведется разработка механизмов для механиче-

ского метода снижения сил трения: скважинный осциллятор [6], осциллятор-турбулизатор [7], скользящий центратор [8], компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото [9], которые прошли лабораторные и промысловые испытания.

Промысловые испытания проводились на скв. № 6053 Шереметьевского месторождения ПАО «Татнефть». Для бурения скважины использовали винтовой забойный двигатель ДРУ–172, долото PDC 215,9. Опытное бурение проводилось в интервале в интервале 305–800 м, геологический разрез сложен твердыми и крепкими породами. Проектная глубина скважины составила 1115 м. В процессе бурения контролировались такие параметры как механическая скорость бурения, проходка на долото, осевая нагрузка на долото, давление промывочной жидкости, расход промывочной жидкости.

Для оценки эффективности компоновки был выполнен сравнительный анализ результатов бурения соседних скважин без применения осциллятора в аналогичных геолого-технических условиях на том же месторождении. Результаты опытного бурения с применением разработок приведены в табл. 2.

Табл. 2. Сравнительные данные применения КНБК на скважинах в аналогичных геолого-технических условиях [10]

Площадь	Интервал применения, м	Проходка на долото, м	Механическая скорость бурения, м/ч	КНБК
Шереметьевское месторождение	<i>Скважина, пробуренная с применением осциллятора</i>			
	305-800	495	30,8	PDC 215,9 БТ7716SMA-013(новое)+Осциллятор+ДР-172№4436 (новое)+центратор 212+75мУБТ(178)+18м(ЛБТ)+б/и
	<i>Скважины, пробуренные без применения осциллятора</i>			
	685-921	236	21,6	215,9 БТ616SMA-009№0010213(новое)+калибратор213+ДР-195№1295 (новое)+центратор212+75мУБТ+б/и
	328-650	322	21	PDC 215,9 БТ7716MR№0011113

				(новое)+ДР172№517 (новое)+центратор212+75мУБТ+б/и
	495-712	217	24	PDC 215,9 БТ7616МА-609№0011113(новое)+ ДРУ172№3375 (50/110ч)+ центратор 212+75мУБТ(178)+ б/и(114)
Среднее значение (оценочное)		259	22	

Результаты табл.2 показывают, что увеличение проходки на долото возросло в среднем на 35%, а механической скорости – на 21%. После подъема КНБК на устье скважины износ деталей осциллятора был незначительный (менее 5%), что подтверждает эффективность работы КНБК.

Таким образом, развитие современных направлений механического метода снижения сил трения является значительным резервом для снижения прихватопасности при бурении горизонтальных участков наклонно-направленных скважин.

Список использованных источников

1. Хузина Л.Б., Петрова Л.В., Любимова С.В. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами // Нефтегазовое дело. 2012. № 5. С. 62-68.

2. Хузина Л.Б., Любимова С.В. Техничко-технологическое решение для снижения коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком // Нефтегазовое дело. 2012. № 2. С. 194-203.

3. Электронный ресурс <http://www.tatneft.ru/press-tsentr/press-relizi/more/4368/?lang=ru>

4. Любимова С.В. Повышение эффективности бурения наклонно-направленных скважин с горизонтальными участками путём снижения прихватопасности. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

/ Науч.-произв. фирма "Геофизика". Уфа, 2012. – 137с.

5. Хузина Л.Б., Любимова С.В. Разработка скважинного осциллятора для бурения скважин с горизонтальным окончанием. Нефть. Газ. Новации. 2012. № 1 (156). С. 42-44.

6. Патент 96160 Россия МПК E21B7/00. Скважинный осциллятор / Любимова С.В., Хузина Л.Б., Набиуллин Р.Б.// ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт». - №2008139867/22; заявлено 07.10.2008; опубл. 20.07.2010; Бюл.№20.

7. Патент 131792 Россия МПК E21B7/00, E21B28/00, E21B21/10. Турбулизатор–осциллятор / Хузина Л.Б., Фахрутдинов Ш.Х., Еромасов А.В., Хузин Б.А.// ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт». - №2013114506/03; заявлено 01.04.2013; опубл.27.08.2013; Бюл.№24.

8. Патент RU №127805 E21 B17/10. Скользящий центратор/ Хузина Л.Б., Шафигуллин Р.И., Фазлыева Р.И., Теляшева Э.А.// ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт».- №2012154144/03; заявлено 13.12.2012; опубл. 10.05.2013; Бюл.№13.

9. Патент RU №126748 E21 B7/08. КНБК с усиленной динамической нагрузкой на долото / Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фаткуллин Р.Х., Мухутдинова А.А., Теляшева Э.А.// ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт». - № 2012146106/03; заявлено 29.10.2012; опубл. 10.04.2013; Бюл.№10.

10. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф. Повышение качества строительства скважин применением эффективной компоновки низа бурильной колонны. Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2015. № 2. С.52-56.

СОДЕРЖАНИЕ

В.Ш. Мухаметшин О состоянии и перспективах развития научной деятельности в филиале Уфимского государственного нефтяного технического университета в г.

4

Октябрьском.....	
К.Т. Тынчеров Подъемник каротажный самоходный ПКС 5-01Г/ 5-02Г на шасси Урал NEXT.....	50
СЕКЦИЯ «РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»	
А.А. Агзамов, А.А. Закиров, С.Н. Уринов Эффективность заводнения месторождения Андижан.....	59
Д.А. Алексеева, В.Е. Андреев Анализ эффективности применяемых методов интенсификации добычи нефти на пласте БВ6 Поточного месторождения.....	64
О.А. Grezina, A.M. Al-Malawi Exploration and production of oil and gas in Yemen.....	69
И.В. Владимиров, Э.М. Альмухаметова, Н.Х. Габдрахманов Технологии разработки месторождений высоковязких нефтей.....	75
А.В. Андреев, В.Ю. Бухарметов Перспективные технологии освоения трудноизвлекаемых запасов нефти.....	84
Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.Ш. Мухаметшин Разделение карбонатных коллекторов по типу пустотного пространства.....	92
Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.Ш. Мухаметшин, А.Н. Пахомкин Оценка коэффициента вытеснения карбонатных коллекторов по данным ГИС.....	99
Д.А. Аюпов, Б.А. Ерёменко, И.В. Владимиров Анализ эффективности разработки нефтяной залежи с высоким газовым фактором при условии ввода системы ППД с помощью моделирования.....	105
М.А. Бабяк Комплекс промысловый измерительный – новейшие технологии ГКИ при разработке и эксплуатации месторождений.....	111
Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский Моделирование и прогнозирование эффективности технологий стимуляции скважин глинокислотным воздействием на призабойную зону.....	117
Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский Анализ и адаптации технологий ограничения водопритока для условий месторождений ООО «ЛУ-	

КОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ».....	131
А.А. Валеева, Е.А. Машкова Интенсификация притоков нефти на месторождениях среднеобской нефтегазоносной области.....	137
Н.А. Ворсина, А.В. Михайлов Использование попутного нефтяного газа	142
Н.А. Ворсина, Т.М. Исмаилов Повышение эффективности подготовки нефти в НГДУ «БАВЛЫНЕФТЬ».....	148
К.Ф. Габдрахманова, Г.Р. Игтисамова Математические методы как средство принятия решения для повторного ГРП.....	154
Е.М. Гагарина Анализ эффективности форсированного отбора жидкости на пласте Б2 месторождения Самарской области.....	162
Л.Р. Фурсова, А.Ю. Гуторов, Г.И. Ямашева Анализ технологической эффективности одностадийного гидравлического разрыва пластов при разработке горизонта БВ8-1 Вынгапуровского месторождения ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ».....	167
А.Ю. Гуторов, А.Т. Шарапова Применение осадкогелеобразующих технологий, как рекомендуемый метод увеличения нефтеотдачи для Таймурзинского месторождения.....	173
К.Ф. Габдрахманова, А.Ю. Гуторов, Л.Ф. Юсупова, Э.Р. Гизатов Эффективные методы решения проблемы контроля и управления разработкой нефтяных месторождений в современных условиях	179
Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, Р.Р. Хузин, Н.И. Хузин, А.Ш. Мияссаров Об использовании волновых технологий для интенсификации добычи нефти.....	186
Г.С. Дубинский Обоснование использования геологических особенностей залежей углеводородов при волновом воздействии	193
Г.С. Дубинский, А.В. Андреев Моделирование и обработка карбонатного пласта модифицированным кислотным составом	203
Д.С. Егоров, И.В. Шокуров Методика расчёта показателей разработки нефтяной залежи при непоршневом вытеснении нефти водой.....	211
Б.А. Ерёменко, Р.А. Майский Сравнительный анализ эффективности тепловых ме-	217

тодов воздействия на нефтяных месторождениях.....	
М.Х. Ибылдаев, А.А. Кабдушев Геостатическая модель месторождения Каражамбас.....	222
М.Х. Ибылдаев, М.Ж. Сексенбай Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов месторождения Каражамбас.....	228
А.Ф. Камалеева, Л.В. Петрова Совершенствование методов разработки высоковязких нефтей и природных битумов.....	233
А.Ф. Камалеева, Л.В. Петрова Теория и практика упругого режима фильтрации....	239
Ю.В. Карачарова, А.Ф. Безносиков Технологии при проведении геологических мероприятий на газовых скважинах.....	244
R.A. Nafikova, Dari Kori Vincent, Nketia Nyame David Exploitation of oil in benin and problems: Krake wells.....	249
Р.В. Круглов, Р.А. Майский Применение потокоотклоняющих технологий для повышения эффективности разработки Фаинского месторождения.....	254
L.S. Kuleshova, A.I. Khakimova, R.R. Kadyrov On the aspects of application of liquid thermal insulation for preventing wellhead equipment from freezing.....	260
Э.Д. Мугурбанова Современные методы разработки и увеличения нефтеотдачи месторождений высоковязких нефтей.....	264
В.И. Матвеев, В.Б. Смирнов Геологическое строение и перспективы развития Гыданской газонефтеносной области.....	269
В.И. Матвеев, В.Б. Смирнов Геология и нефтеносность палеозойских отложений юго-западного склона башкирского свода (на примере Федоровского месторождения).....	275
В.И. Матвеев, В.Б. Смирнов Поиск новых перспективных объектов на основе тектонического строения допалеозойского комплекса отложений на территории республики Башкортостан по результатам региональных сейсмических работ.....	279
Ф.М. Махмудов, Л.З. Игамбердиева К вопросу анализа разработки нефтяной оторочки месторождения Газли.....	285

Л.Р. Гареев, Л.В. Петрова Характеристика текущего состояния разработки Сергинского месторождения.....	293
А.Ф. Камалеева, Л.В. Петрова Интенсификация добычи нефти. Пароциклическая обработка скважин.....	300
Л.Р. Гареев, Л.В. Петрова Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин.....	307
Алсу Ф. Шакурова, Айгуль Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев Состояние фонда скважин на Сергинском месторождении.....	314
Алсу Ф. Шакурова, Айгуль Ф. Шакурова, Л.Р. Гареев Система разработки Сергинского месторождения.....	321
R.Z. Minnigalimov, Helder Leuvigildo Pompilio Camilo, Nketia Nyame David SAND CONTROL IN ANGOLA OIL WELLS.....	329
Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова, Л.М. Баязитова Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта.....	334
Р.А. Нафикова, Л.И. Хаертдинова Пути оптимизации заводнения на поздних стадиях разработки месторождений.....	341
Н.И. Николаев, К.С. Купавых Комплексная технология освоения и ремонта скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах.....	347
Z.A. Garifullina, A.M. Al-Malawi, Nketia Nyame David An article on oilfield in Yemen.....	352
Н.Н. Орлов, Р.А. Майский Выбор оптимального режима работы скважин с горизонтальным стволом с целью обеспечения безводного дебита.....	359
L.V. Petrova, A.A. Gehad, Nketia Nyame David Structural changes and development of oil and gas in Yemen.....	365
Н.С. Полякова, И.А. Синцов Анализ эффективности водогазового воздействия с учетом давления насыщения в условиях верхнеюрских отложений.....	370
М.А. Рыцев, П.Ф. Склюев Влияние ароматического углеводорода на растворение АСПО асфальтенового и парафинового типов.....	375

Н.А. Садреева, А.А. Семченко Особенности разработки башкирской залежи Озерного нефтяного месторождения.....	381
К.Ф. Gabdrahmanova, J.Sh. Salavatova, G.A. Khramov Statistical methods possibility of increasing the technological efficiency of the multi-stage fracturing in the development of horizon AC-12-3 “Priobskoe” field.....	386
К.Т. Тынчеров, М.В. Селиванова Вибрационные воздействия в нефтегазовой промышленности.....	393
А.Я. Федорова Особенности применения математических методов при оценке запасов углеводородов.....	400
А.В. Чибисов, А.П. Чижев, Е.Р. Ефимов Влияние особенностей геологического строения залежей нефти в карбонатных коллекторах турнейского яруса на эффективность выработки запасов	406
А.В. Шумилов, А.Д. Савич, Е.М. Томилина, И.А. Черных Импортозамещение технологий исследования горизонтальных скважин и перфорации пластов на депрессии.....	412
А.В. Шумилов, И.В. Ташкинов Новая программа сжатия данных геофизических исследований скважин большого объема.....	420
СЕКЦИЯ «БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»	
С.А. Гоголев, Г.Г. Михайлов, Т.Д. Дихтярь, В.Г. Конесев, В.В. Загитов Исследование влияния содержания серы в присадках на триботехнические свойства смазочных материалов.....	427
А.Ю. Гуторов, Ю.А. Гуторов Об одном способе геонавигации бурильного инструмента на целик нефти в межскважинном пространстве.....	434
Э.Ф. Каюмов Метод оценки качества бурения нефтяных скважин.....	441
А.С. Колесников, А.С. Садырбаева, Г.К. Шегенова, Д.Б. Амантаева Исследования глины Орангайского месторождения с целью создания на ее основе бурового раствора.....	446

М.А. Кузнецов, Ю.С. Коваленко Анализ и исследование теплозащитных свойств цементного камня.....	451
И.А. Ларин Применение системы осциллятор и забойного двигателя-перфоратора FLUIDHAMMER с целью повышения эффективности процесса бурения скважин.....	456
Т.Н. Миннивалеев, А.Н. Миннивалеев Источники колебаний бурильного инструмента и их частотный состав.....	462
T.N. Minnivaleev, Alshabane Mohammed, Nketia Nyame David Drilling problems in Syria and their proposed solutions	468
М.И. Мухаметзянов, А.И. Шакирова Исследование коррозии алюминиевых сплавов и возможные методы их защиты.....	475
A.Kh. Gabzalilova, Nketia Nyame David Modification of roller cone bits to withstand bottomhole high temperature and pressure conditions in Ghana's offshore well production	483
Т.Р. Нуриев, Е.Я. Минилбаев, Н.В. Веселухин, Т.Д. Дихтярь, Ф.Н. Янгиров Изучение влияния смазочных добавок на триботехнические свойства буровых промысловых жидкостей	488
М.Н. Расторгуев Опыт применения технологии экспресс-анализа пластового флюида партией ГТИ, отобранного прибором АГИП-К.....	494
Ш.З. Ризванов, А.А. Коток Экспериментальное изучение механизма газопроявлений во время ОЗЦ.....	500
К.А.Сучкова, А.М. Кандаков, В.Г.Конесев, Т.Д. Дихтярь, Г.К. Чуктуров Исследование реологических и структурно-механических свойств блокирующего раствора для глушения скважин.....	505
Табатабаи Моради Сейед Шахаб, Н.И. Николаев Оценка прочности на сжатие тампонажных цемента.....	511
Р.Н. Абдрахманов, Р.Р. Тагиров, Г.А. Тептерева Сравнительная характеристика адсорбционных свойств лигносульфонатов, используемых для получения буровых реагентов.....	516
Б.А. Ахматнуров, И.И. Насыров, Г.А. Тептерева Исследование возможности использования лигносульфонатов в качестве пластификаторов цементных тампонаж-	521

ных растворов.....	
В.А. Файзуллин, А.М. Усманов Усовершенствованная технология разработки битумных месторождений вытянутой формы.....	526
Л.Б. Хузина, С.В. Любимова Механизмы для снижения сил трения при бурении горизонтальных участков скважин.....	530

Научное издание

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ – 2016
СБОРНИК ТРУДОВ
МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
посвященной 60-летию филиала
(25 марта 2016 г.)
ТОМ 1

Редактор и корректор Н. Д. Самарина.
Компьютерная верстка И. Ф. Хайдарова.

Подписано в печать г. Формат .
Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс» Печать ризографическая.
Объем п. л. Тираж экз. Заказ .

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.