

Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина
ТАТАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ (ИНСТИТУТ «ТАТНИПИНЕФТЬ»)

УДК 622.276.56



На правах рукописи

ГЛУХОДЕД АЛЕКСАНДР ВЛАДИМИРОВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХ ПЛАСТОВ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ
НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТОВ ПАО «ТАТНЕФТЬ»**

Специальность 2.8.4 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор технических наук, профессор
Гарифов Камиль Мансурович

Бугульма – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.	4
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ В ОДНОЙ СКВАЖИНЕ НА ОСНОВЕ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ	11
1.1 Анализ применения одновременно-раздельной эксплуатации пластов в ПАО «Татнефть»	11
1.2 Анализ существующих установок для одновременно-раздельной эксплуатации пластов на основе штанговых насосов	15
1.3 Выводы	31
ГЛАВА 2. СОСТОЯНИЕ РАБОТ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ В СКВАЖИНЕ, ОБОРУДОВАННОЙ ОДНОЛИФТОВОЙ УСТАНОВКОЙ	32
2.1 Методы определения основных параметров работы пластов в скважине оборудованной однолифтовой установкой	32
2.1.1 Определение дебитов пластов	32
2.1.2 Определение обводненности продукции пластов	34
2.1.3 Определение забойных давлений	36
2.1.4 Оценка конструкции однолифтовой установки	36
2.2 Выводы и постановка задачи исследований	37
ГЛАВА 3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ПЛАСТОВ В СКВАЖИНЕ ОБОРУДОВАННОЙ ОДНОЛИФТОВОЙ УСТАНОВКОЙ	38
3.1 Разработка методики определения обводненности продукции пластов	38
3.1.1 Теоретические основы	38
3.1.2 Результаты лабораторных исследований методики	40
3.1.3 Проверка методики на двухлифтовой установке для одновременно- раздельной эксплуатации	41

3.1.4 Проверка методики на скважинах оборудованных однолифтовой установкой	45
3.1.5 Анализ применимости первичных данных объектов по соседним скважинам	46
3.1.6 Анализ стабильности первичных данных по химическому составу вод исследуемой скважины	47
3.2 Выводы по применимости метода	50
3.3 Определение забойных давлений	51
3.3.1 Определение забойного давления нижнего (подпакерного) пласта	51
3.3.2 Разработка комплексного глубинного прибора для определения параметров пластов	57
3.4 Выводы	61
ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ ОБОРУДОВАННОЙ ОДНОЛИФТОВОЙ УСТАНОВКИ НА РАЗНЫХ РЕЖИМАХ С ПОМОЩЬЮ ГЛУБИННЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ	62
4.1 Выводы	71
ГЛАВА 5. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ С ДОПОЛНИТЕЛЬНЫМ БОКОВЫМ КЛАПАНОМ	72
5.1 Установка для одновременно-раздельной эксплуатации с разделительным поршнем и смешением продукции	73
5.2 Установка с разделительным поршнем и полыми штангами	77
5.3 Установка для одновременно-раздельной эксплуатации с разделительным поршнем и дополнительным лифтом	81
5.4 Установка с разделительным поршнем и подъемом продукции по эксплуатационной колонне	86
5.5 Выводы	91
ГЛАВА 6. ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	95

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	96
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	97

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) применяется для повышения технико-экономической эффективности разработки месторождений за счет совмещения эксплуатационных объектов с обязательным осуществлением при этом посредством специального оборудования или технологических приемов контроля и регулирования процесса отбора запасов отдельно по каждому объекту.

В ПАО «Татнефть» технологии ОРЭ, в большинстве случаев реализуются в скважинах, эксплуатируемых штанговыми насосами. Наиболее простой и широко применяемой является технологическая схема однолифтовой установки для ОРЭ на базе одного скважинного штангового насоса (СШН) с дополнительным всасывающим клапаном, не позволяющая при этом напрямую определить забойное давление и обводнённость пластов. Поэтому совершенствование технологических схем ОРЭ, в частности, однолифтовых установок, а также способов определения параметров их работы с целью повышения эффективности эксплуатации является весьма актуальной задачей.

Степень разработанности темы

Разработкой технологий и оборудования для ОРЭ, а также исследованиями работы скважин при их применении занимались Р.А. Максutow, Б.Е. Доброскок, В.А. Сафин, В.Н. Беленький, Б.С. Крутиков, К.И. Пономарев, Ш.Т. Джафаров, Р.Н. Дияшев, Х. Дейл Беггс, Анагулы Деряев, П.В. Донков, М.З. Шарифов, В.А. Леонов, В.Н. Ивановский, А.М. Бадретдинов, К.М. Гарифов, В.А. Иктисанов, Валовский В.М., Валовский К.В., В.В. Пепеляев, С.А. Вахрушев, С.В. Феофилактоv, М.В. Яхин, Ю.К. Цику, У.М. Абуталипов и др. Известны разработки в области ОРЭ крупных зарубежных компаний, таких как Schlumberger, Baker Hughes, Smith International Inc, Alpha oil services (Аргентина).

Цель работы – повышение эффективности добычи нефти в ПАО «Татнефть» при применении ОРЭ нескольких объектов одной скважиной

путём исследования и совершенствования технологической схемы однолифтовой установки для ОРЭ на основе одного СШН с дополнительным всасывающим клапаном.

Основные задачи исследований:

1. Совершенствование прямых и косвенных методов определения основных параметров работы однолифтовой установки для ОРЭ на основе одного СШН с дополнительным всасывающим клапаном.

2. Изучение влияния циклических изменений забойного давления нижнего пласта на работу однолифтовой установки для ОРЭ.

3. Повышение контроля над разработкой эксплуатируемых пластов при ОРЭ путем совершенствования схемы однолифтовой установки для ОРЭ на основе одного СШН с дополнительным всасывающим клапаном.

Научная новизна работы

1. Предложен метод определения обводнённости продукции каждого пласта при их одновременно-раздельной эксплуатации и подъёме по одному лифту, основанный на вычислении их обводнённости по результатам измерения дебита и обводнённости смеси продукции, а также определения при этом химическим анализом ионного состава смеси вод, с учетом предварительно определенного ионного состава вод каждого пласта.

2. Разработан метод определения забойного давления нижнего пласта отделённого пакером, при одновременно-раздельной эксплуатации однолифтовой скважинной насосной установкой, основанный на изменении нагрузки в точке подвеса штанговой колонны при открытии дополнительного всасывающего клапана.

3. Установлено, что циклическое изменение забойного давления в подпакерном пространстве при эксплуатации скважин с применением однолифтовой установки для ОРЭ с дополнительным всасывающим клапаном, может превышать величину забойного давления верхнего пласта в случае, когда время восстановления давления в подпакерной зоне меньше, чем время одного цикла работы СШН.

4. Предложена технологическая схема отдельного подъёма продукции двух пластов при их одновременно-отдельной эксплуатации одним ШСН с дополнительным боковым клапаном, при которой между цилиндром насоса и основным клапаном размещен полый корпус, верхняя часть которого сообщена каналом через обратный клапан с верхней частью цилиндра, а штанги выполнены полыми, сообщенными с внутренней полостью плунжера, при этом ниже отверстия для бокового клапана в цилиндре размещен разделительный поршень, с возможностью ограниченного продольного перемещения вниз в полость корпуса и вверх под воздействием плунжера.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработана методика химико-аналитического определения обводнённости продукции пластов для установок ОРЭ со смешением продукции пластов, которая включена в «Методику определения обводненности объектов разработки при одновременно-отдельной эксплуатации», ЕРБ 01-568-1.0-2010/РД 153-39.0-654-10. Защищена патентом и широко применяется.

2. Разработана методика определения забойного давления нижнего пласта пластов по фиксируемому на динамограмме градиенту нагрузки в точке подвески штанг, при работе однолифтовой установки для ОРЭ, которая включена в РД «Временная инструкция по гидродинамическим методам исследований скважин, оборудованных установкой для одновременно-отдельной эксплуатации» РД-39.0-575-08.

3. Предложено техническое решение по разделению основного и дополнительного всасывающих клапанов разделительным поршнем, перемещающимся под действием плунжера и создаваемого при его движении перепада давлений.

Разработаны новые технологические схемы установок для ОРЭ с разделительным поршнем, позволившие расширить применение ОРЭ.

4. Новизна технических решений, созданных при выполнении работы подтверждена двумя патентами на изобретения, двумя патентами на полезную модель.

Методы решения задач

При выполнении диссертационной работы применялся комплексный подход, включающий анализ, планирование и проведение экспериментальных исследований, обработку экспериментальных данных и проведение опытно-промышленных испытаний.

Основные защищаемые положения

1. Применение методики определения обводненности продукции каждого пласта при работе однолифтовой установки для ОРЭ, которая обеспечивает контроль над разработкой пластов в соответствии с правилами разработки месторождений углеводородного сырья без остановки скважины на время проведения исследований.

2. Разработанный метод определения забойного давления в подпакерной зоне по фиксируемому на динамограмме градиенту нагрузки в точке подвески штанг при эксплуатации скважин однолифтовой установкой для ОРЭ с использованием одного СШН с дополнительным всасывающим клапаном обеспечивает оперативный контроль забойного давления в процессе работы скважины.

3. Выявлены условия работы однолифтовой установки при которых происходит неподконтрольная эксплуатация с обоих пластов. Предложенное техническое решение по введению в скважинный насос разделительного поршня обеспечивает применение однолифтовой установки при любых соотношениях забойных давлений пластов.

4. Предложенная технология ОРЭ пластов в скважине с применением разработанного скважинного насоса, содержащего дополнительный полый корпус и разделительный поршень, позволяющая осуществлять отдельный подъем продукции пластов по насосно-компрессорным трубам и полым штангам или эксплуатационной колонне.

Степень достоверности и апробация результатов работы

Достоверность результатов работы подтверждена данными экспериментальных исследований с использованием поверенных средств измерения и на аттестованном оборудовании по общепринятым методикам в лабораториях института «ТатНИПИНефть», на испытательном стенде института «ТатНИПИнефть» и на скважинах ПАО «Татнефть».

Основные положения работы докладывались на:

- международной практической конференции и выставке «Механизированная добыча» (г. Москва, 2006, 2007 и 2009 гг.);
- научно-технической конференции ФГАОУ ВО РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, посвящённой его 75-летию (г. Москва, 2005 г.);
- семинарах главных инженеров ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (2005–2008 гг.);
- всероссийском семинаре «Оптимальное применение оборудования для ОРЭ, ОРЗид, ВСП. Увеличение эффективности его эксплуатации» (г. Пермь 2019 г.);
- ежегодных производственно-технических семинарах, организованных журналом «Инженерная практика» (2010–2021 гг.);
- международной научно-практической конференции «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений» (Казахстан, г. Атырау, 2019 г.).

Публикации. Основные положения диссертации отражены в 27 опубликованных работах, пять из них – в рецензируемых научных изданиях, получены два патента на изобретения, два патента на полезную модель.

Личный вклад автора состоит в участии во всех этапах выполненной работы: анализ литературных источников, постановка задач и целей исследований, формирование технических заданий, сбор и анализ промысловых данных, проведение лабораторных исследований, выполнение расчётов, написание научных статей, разработка конструкторской документации, проведение промысловых испытаний. Результаты исследований

получены автором лично и при его непосредственном участии. Представление выносимых на защиту результатов, полученных в совместных исследованиях, согласовано с соавторами.

Объем и структура работы

Диссертационная работа изложена на 110 страницах, состоит из введения, 6 глав, выводов к каждой главе и заключения, списка использованных источников, включающего 117 наименований, содержит 41 рисунок и 12 таблиц.

Благодарности

Автор выражает благодарность научному руководителю – доктору технических наук, профессору Камиллю Мансуровичу Гарифову за ряд ценных идей, использованных в работе, за особое постоянное внимание к работе и неоценимую поддержку, своевременные советы и наставления, коллегам – А.Х. Кадырову, В.А. Балбошину и И.Н. Рахманову за обсуждения и консультации в ходе выполнения работы.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ В ОДНОЙ СКВАЖИНЕ НА ОСНОВЕ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ

1.1 Анализ применения одновременно-раздельной эксплуатации пластов в ПАО «Татнефть»

Современная нефтегазовая отрасль сталкивается с многочисленными вызовами, связанными с необходимостью повышения эффективности добычи углеводородов при одновременном снижении затрат и минимизации экологического воздействия. В условиях исчерпания легкодоступных запасов нефти и увеличивающейся сложности геологических условий разработка новых методов эксплуатации месторождений становится приоритетной задачей.

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) скважин представляет собой перспективный подход, который позволяет более рационально использовать ресурсы месторождений, что особенно важно в рамках деятельности таких компаний, как ПАО «Татнефть».

ОРЭ нефтяных месторождений представляет собой метод, при котором добыча нефти осуществляется одновременно из нескольких пластов через одну скважину. Этот подход позволяет рационально использовать инфраструктуру и снижать затраты на бурение дополнительных скважин.

Основными факторами, определяющими выбор методов ОРЭ, являются неоднородность пластов по пористости и проницаемости, а также различные гидродинамические характеристики. ОРЭ позволяет учитывать эти особенности, что способствует одновременной разработке нескольких пластов с различными свойствами и повышает общую эффективность извлечения углеводородов [14, 16–19, 22, 41, 90]. При этом совместная эксплуатация пластов сопряжена с рядом проблем, вызванных различиями в их физико-химических свойствах и условиях залегания [37, 40, 48, 49].

С точки зрения достижения максимальных значений КИН каждого пласта в многопластовой скважине, необходимо эксплуатировать каждый пласт по

отдельности, переходя от одного пласта к другому. Такая эксплуатация позволяет получить максимальную отдачу от каждого пласта. Но наступает момент, когда эксплуатация становится экономически не целесообразна, в связи с падением дебитов. В таких случаях переводят эксплуатацию на другой объект или подключают этот объект к другому с лучшими добычными возможностями.

Объединение нескольких пластов для их совместной эксплуатации позволяет за короткое время вовлечь в разработку основные промышленные запасы, но в дальнейшем происходит снижение дебитов пластов работающих совместно, в сравнении с их отдельной разработкой. Такие исследования описаны Дияшевым Р.Н. [23,38] и другими исследователями [23, 58].

В итоге многие пласты так и не достигают проектных значений КИН.

Одновременно-раздельная эксплуатация, которая ведется с разделением пластов и их параллельной эксплуатацией позволяет такие объекты продолжать эксплуатировать при этом, не неся большие финансовые потери.

«Опыт внедрения ОРЭ, показывает, что этот метод позволяет в более короткие сроки и при наименьших затратах вводить в разработку новые месторождения и существенно увеличить добычу нефти и газа на старых площадях, приобщая к эксплуатации не вскрытые пласты в уже пробуренных скважинах» [81].

Современные технологии ОРЭ, реализуют различные варианты с совместным подъёмом продукции по однолифтовой схеме или раздельным подъёмом продукции по разным лифтам, а также интеллектуальные системы управления скважинами, позволяют эффективно разрабатывать месторождения с неоднородными пластами, что особенно актуально для сложных геологических условий. Этот подход обеспечивает максимальную отдачу от каждого пласта, минимизируя потери нефти [47, 51, 58, 67, 81, 97].

Немаловажным фактором являются экологические аспекты применения ОРЭ. Использование технологий ОРЭ значительно снижает вероятность загрязнения подземных вод. Согласно данным Министерства энергетики РФ,

применение инновационных технологий, включая ОРЭ, уменьшает уровень загрязнения подземных вод на 20 %. Это достигается благодаря более точной и контролируемой разработке пластов, что минимизирует риск утечек и попадания загрязняющих веществ в водоносные горизонты. Дополнительно исследования позволяют выявлять непроизводительную закачку воды в нагнетательные скважины и определять направление движения воды в пласте. Таким образом, комплексный подход к использованию технологий ОРЭ не только улучшает контроль за процессами разработки, но и способствует защите подземных вод от загрязнения.

Применение технологий ОРЭ в ПАО «Татнефть» достигло значительных успехов – увеличены объемы добычи углеводородов. Одним из наиболее заметных результатов стало повышение КИН на 12 % в отдельных месторождениях, что свидетельствует о высокой эффективности внедрения данной методики. Это связано с возможностью оптимального управления извлечением углеводородов из различных пластов, что снижает потери и способствует увеличению общего объема добычи.

Основной способ эксплуатации в ПАО «Татнефть» механизированный, с применением скважинных штанговых насосов (СШН). За последние 20 лет, начиная с 2005 г., в компании внедрено более 3100 установок для ОРЭ, из них около 2500 с применением штанговых насосов. И только 600 скважин работают по технологии ОРЭ с электроприводными лопастными насосами (ЭЛН) или в сочетании ЭЛН с СШН. То есть в основном в компании применяются установки на основе штанговых насосов. Установки для ОРЭ на базе СШН характеризуются сложностью диагностирования работы и получения необходимых параметров при работе, поэтому исследование и совершенствование их по-прежнему остается ключевой задачей.

Таким образом, для многопластовых месторождений Республики Татарстан использование технологий ОРЭ востребовано и приносит ощутимые результаты. Основным объектом применения ОРЭ являются скважины, оборудованные штанговыми насосами, поэтому совершенствование установок

и способов определения параметров их работы с целью повышения эффективности их эксплуатации является весьма актуальной задачей.

ВЫВОДЫ

1 Для многопластовых месторождений Татарстана использование технологии ОРЭ является актуальным и приносит ощутимые результаты.

2 Основным объектом применения ОРЭ являются скважины, оборудованные штанговыми насосами. Поэтому совершенствование установок и способов определения параметров их работы с целью повышения эффективности их эксплуатации является весьма актуальной задачей.

1.2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ УСТАНОВОК ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ

Метод ОРЭ известен более 80 лет, широкое применение получил в 50-60 годы прошлого века. По некоторым источникам, быстрый рост фонда скважин с раздельной эксплуатацией отмечался как в США, так и в СССР, начиная с 1957 г. Этот период характеризуется также увеличением числа объектов, раздельно разрабатываемых одной скважиной. Раздельная эксплуатация начинает широко применяться не только при фонтанном способе добычи нефти и в газовых скважинах, но и в нефтяных скважинах с механизированной добычей (глубиннонасосная, гидропоршневая) [58, 63,51,]. В 1960 г. методом ОРЭ эксплуатировалось до пяти пластов в одной скважине.

Экономическая эффективность раздельной эксплуатации рассчитывалась от разницы стоимости бурения раздельных скважин на каждый объект разработки и использование одной скважины, эксплуатируемой методом ОРЭ. Экономия в 1960 х годах в США достигала до 110 тыс. долл. на одну скважину.

Как уже говорилось ранее, ОРЭ осуществляется путем разобщения плакирующими устройствами отдельных пластов в одной скважине для исключения влияния друг на друга и специализированным добывающим оборудованием позволяющим эксплуатировать одновременно оба пласта.

Конструкции скважин с технологией ОРЭ можно разделить на несколько способов.

1. Скважины со стационарно установленными трубами, которые спускаются в необсаженный ствол скважины и цементируются. Получается, как бы несколько скважин малого диаметра которые эксплуатируют отдельно каждый пласт. (рисунок.1.1).

2. Полустационарный способ эксплуатации. Скважину оборудуют одной эксплуатационной колонной, в которой устанавливают на параллельно расположенных колоннах НКТ многоканальные разобщающие пакеры стационарного или извлекаемого типа. Подземное оборудование при этом рассчитывается на длительный срок эксплуатации. (рисунок 1.2).

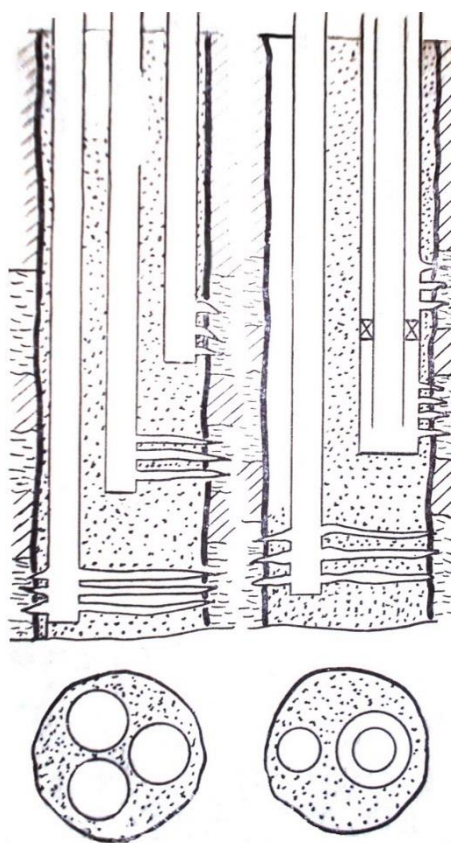


Рисунок 1.1 –
Стационарный способ
эксплуатации
нескольких пластов.

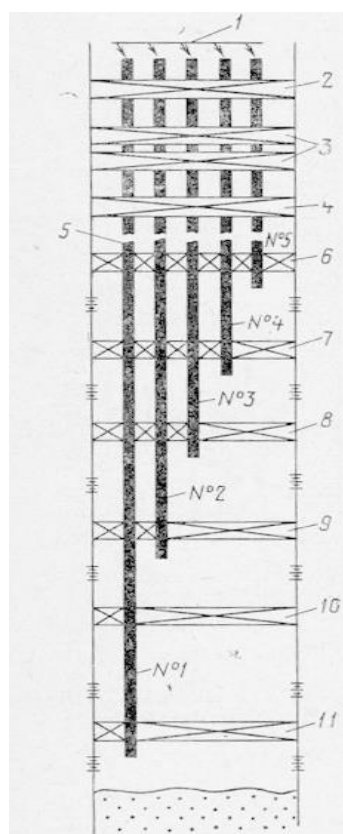


Рисунок 1.2 –
Полустационарный
способ эксплуатации
нескольких пластов.

3. Метод, при котором скважина бурится классическим способом. Проводится перфорация интервалов залегания продуктивных пластов и потом спускают специальное оборудование для раздельной эксплуатации, через которое и осваивают пласты [47, 51, 58, 67, 81, 97]. Данный метод наиболее распространен и широко применяется и на месторождениях Татарстана.

При данном методе может использоваться один или несколько каналов по которым продукция поднимается на поверхность. Каналы могут располагаться концентрично или параллельно (рисунок 1.3 а, б).

В зависимости от типов насосов, применяемых при эксплуатации нескольких пластов, все схемы можно разделить на три группы:

1. с применением скважинных штанговых насосов (СШН)
2. с применением электроприводными лопастными насосами (ЭЛН)
3. с применением гидропоршневых насосов (ГПН).

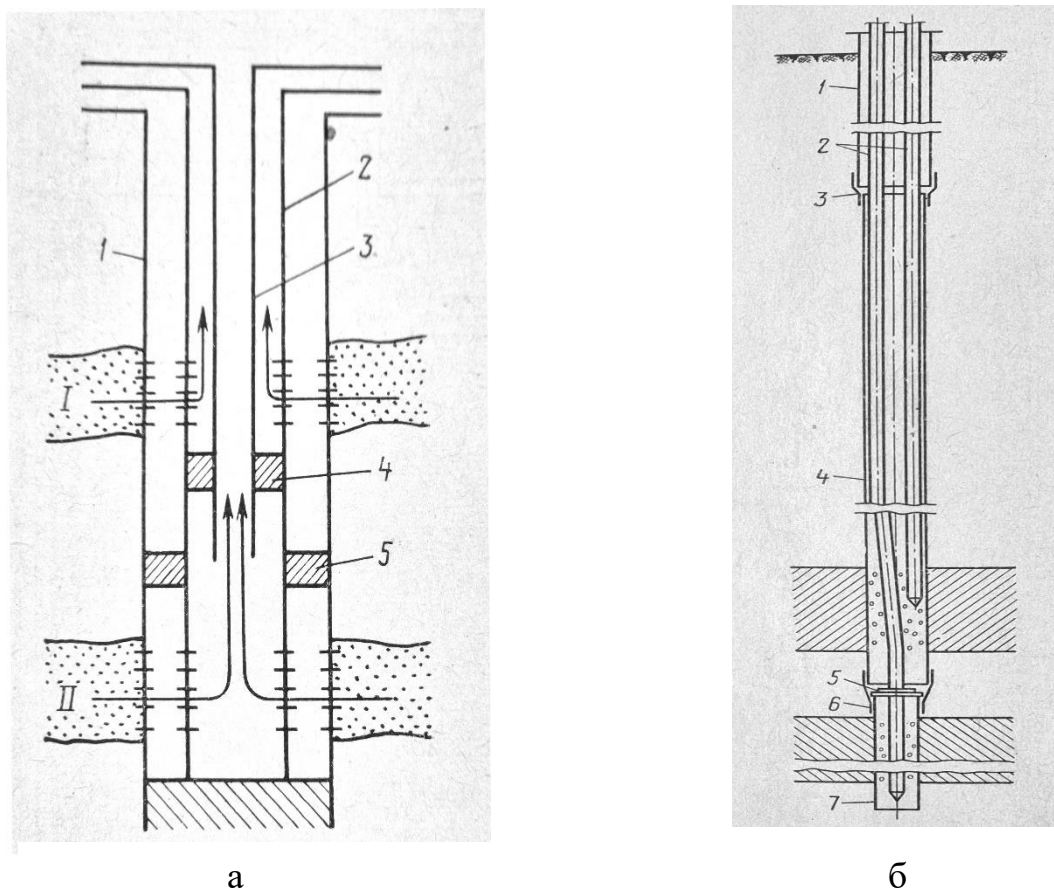


Рисунок 1.3 – Классическая скважина со специальным эксплуатационным оборудованием на два пласта (а-концентричное исполнение, б-параллельное)

Также применяются комбинированные схемы, где по разным пластам работают различные виды насосов, ЭЛН-СШН, ЭЛН-ЭВН и т.д. [2, 3, 4, 6, 7, 12, 28, 30, 31, 32, 33, 54, 65, 76, 105, 113] Как уже было сказано выше, в ПАО «Татнефть» основная добыча ведется СШН [46, 51, 52, 53, 94, 97, 99, 102, 113, 115], поэтому основной упор при внедрении установок для ОРЭ делается на этот вид насосного оборудования. Рассмотрим различные варианты применения ШСН в установках для ОРЭ.

Так как в ПАО «Татнефть» основным способом эксплуатации является механизированный с применением скважинных штанговых насосов, рассмотрим различные варианты на их основе.

Одним из распространенных методов ОРЭ, когда смешение добываемых жидкостей недопустимо, является установка с параллельным расположением колонн НКТ.

«Основное преимущество метода заключается в том, что эксплуатация скважины, оборудованной параллельными колоннами, почти не отличается от эксплуатации обычной скважины. При оборудовании скважин параллельными колоннами обеспечивается полное разобщение продуктивных пластов, имеется возможность установления режима работы каждого пласта, отдельного сбора нефти и замера дебита по каждому пласту» Максудов Р.А. [51].

С одной стороны технология очень простая и понятная, с другой стороны требующая специального оборудования такого как высоконадёжный пакер, специализированная устьевая арматура, так же необходим пересмотр требований по обустройству скважины и установки различных видов приводов скважинных штанговых насосов.

Очень существенным являются ограничения по возможным диаметра параллельных лифтов, что в свою очередь ограничивает геометрию применяемых СШН и соответственно производительность установки в целом. При выборе добывающего оборудования лучше выбирать вставные насосы, которые позволяют проводить ремонт без извлечения НКТ из скважины. Спуск двух лифтов НКТ в скважину может проводиться как последовательно, сначала длинный лифт на нижний объект с пакером, а потом короткий лифт на верхний объект, так и параллельно – сразу два лифта. Во втором случае необходимо специализированные элеваторы и соответствующей длины трубы.

Несмотря на то, что технология известна давно (рисунок 1.4), первая скважина с параллельным расположением НКТ была внедрена на Ромашкинском месторождении еще в 1953 году, новый этап внедрения технологии ОРЭ в ПАО «Татнефть» с начала 2000 годов, ознаменовался внедрением оборудования иностранного производства. В 2005 году на двух скважинах ПАО «Татнефть» совместно с ЗАО «ТАТЕХ» были внедрены установки с параллельным расположением двух лифтов (рисунок 1.5). Установка имела двухлифтовую арматуру, параллельный якорь для

стыковки двух лифтов и пакер «Lokset» фирмы «Baker». Установка была разработана для скважин обсаженных 178мм и 168мм эксплуатационными колоннами.

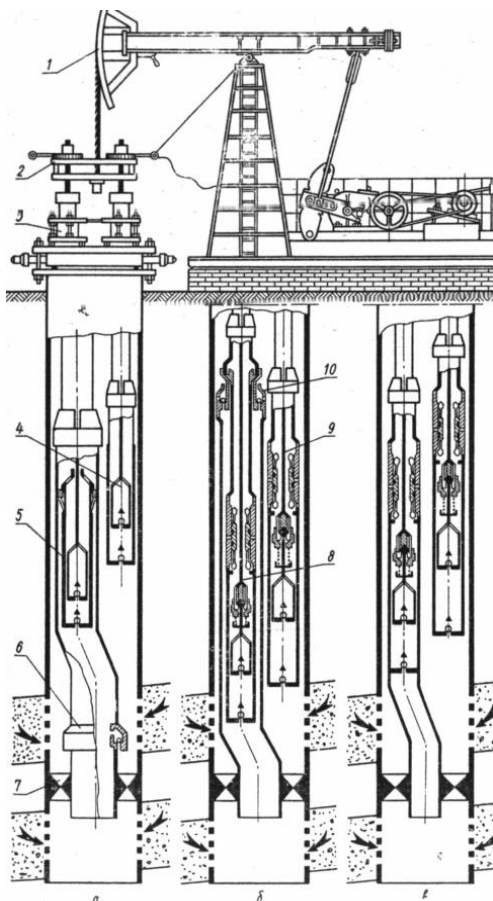


Рисунок 1.4 –
Двухлифтовая установка

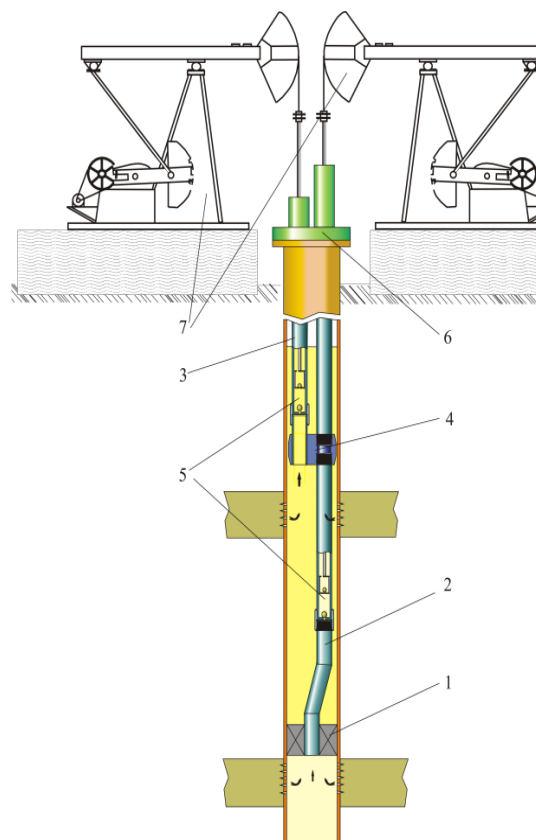
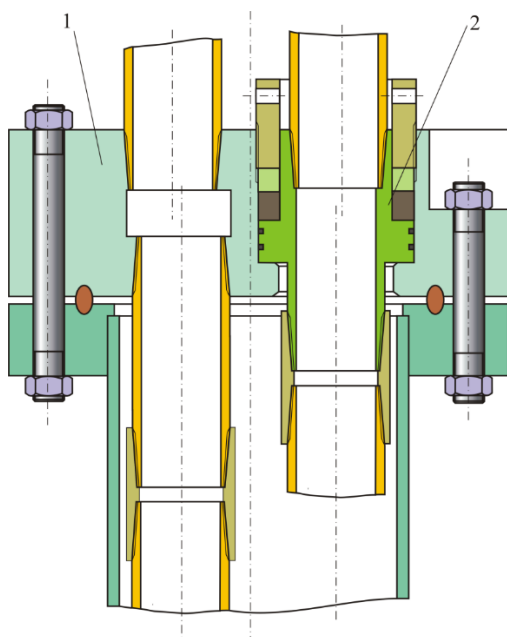


Рисунок 1.5 – Двухлифтовая установка ПАО «Татнефть»

Установки были внедрены успешно, но высокая стоимость импортного оборудования и ограничения применения для скважин, обсаженных ЭК с диаметром более 168 мм, показали ограниченность ее использования. В результате было принято решение о импортозамещении и разработке подобного оборудования для скважин с диаметром ЭК 146 мм.

В рамках импортозамещения была разработана устьевая двухствольная арматура (рисунок 1.6) [71].



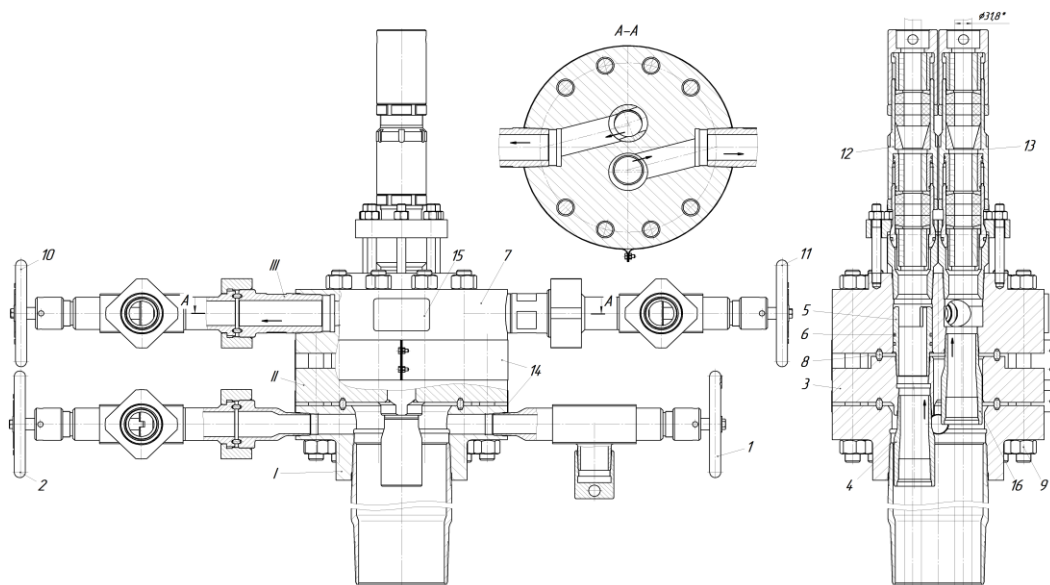
а



б

Рисунок 1.6 – Двухствольная арматура
а- схема арматуры; б- вид арматуры на скважине

В дальнейшем была разработана арматура с расположением устьевых сальников на одном уровне. Что позволило облегчить монтажные работы и обустройство скважины рисунок 1.7 [75, 101].



I – устьевая крестовина; *II* – трубная головка; *III* – двухствольная устьевая ёлка;
1, 10, 11 – вентили; 2 – вентиль с обратным клапаном; 3 – фланец-трубодержатель;
4, 16 – переводники; 5 – втулка; 6 – уплотнительное кольцо; 7 – крестовина-трубодержатель;
8 – прокладка; 9 – шпилечное соединение; 12, 13 – устьевые сальники; 14 – защитный кожух; 15 – табличка

Рисунок 1.7 – Арматура устьевая двухствольная

Еще один вариант двухствольной арматуры, разработал завод нефтегазового оборудования ООО «Завод НГО "ТЕХНОВЕК"». Все три варианта применяются на скважинах, оборудованных двухлифтовыми установками для ОРЭ в ПАО «Татнефть».

Так же были разработаны НКТ с муфтами уменьшенного диаметра, что позволило расширить возможности установки с точки зрения дебитов. В итоге, в скважине со 168 мм ЭК могут быть использованы насосы вставные с диаметром плунжера до 38 мм и не вставные до 44 мм. В скважине со 146 мм ЭК могут быть использованы НКТ диаметром 48 мм, а насосы: вставной с плунжером до 32 мм, не вставной – до 38мм [39].

Был доработан параллельный якорь. В конечном итоге, разработки НКТ с муфтами уменьшенного диаметра, параллельного якоря и арматуры позволила сократить стоимость установки и применить данную компоновку для скважин диаметром 146 мм [58, 59, 62, 63, 66, 71, 74, 75, 77, 82].

Сейчас в ПАО «Татнефть», данное оборудование применяется как стандартное оборудование для ОРЭ, в скважинах, где нет возможности смешения продукции разных пластов. Такие установки работают с различными типами наземных приводов, ПСШН типа СК, цепными приводами и гидроприводами [24, 28, 102]

Разработаны и широко применяются варианты двухлифтовых установок добыча-добыча, добыча-закачка, закачка-закачка.

Так же разработаны установки и с концентричным расположением лифтовых колонн, такая схема применяется при совмещении добычи с одного пласта и закачки во второй пласт.

Еще одним вариантом концентрично расположенных лифтовых колонн при ОРЭ, является применение полых штанг. Существует большое разнообразие установок для ОРЭ на основе различных видов ШСН с полыми штангами.

На базе схемы дифференциального насоса, разработаны множество различных установок. Установка одновременно-раздельной добычи нефти из двух пластов скважины, ЭЛКАМ, г. Пермь, (рисунок 1.8) [98, 114].

В установке, подача с нижнего пласта осуществляется нижним насосом по колонне НКТ, а подача нефти с верхнего пласта насосом НН-2СП (верхним) по колонне полых штанг, полному полированному штоку и гибкому трубопроводу.

Специалистами ОАО АНК «Башнефть» совместно с ООО «БашНИПИнефть» были разработаны и испытаны компоновки ОРЭ на базе дифференциального насоса [10, 25]. При проектировании конструкций были учтены современные требования, накопленный ранее опыт разработок в данной сфере, а также технологические достижения последних лет.

Опытные образцы оборудования по готовым чертежам были изготовлены на Октябрьском заводе нефтепромыслового оборудования (ОЗНПО). Конструкция пилотной компоновки, представлена на рисунке 1.9. Установка испытывалась в сложных условиях - в скважине с углом наклона порядка 50°.

Наработка на отказ составила 125 сут., что для экспериментального образца на тот момент являлось хорошим показателем.

На начальном этапе испытаний в скважине была установлена упрощенная конструкция без отдельного учета жидкости. В данном случае продукция, добываемая из верхнего и нижнего объектов, смешивались в НКТ. После отказа, в скважину была спущена модернизированная конструкция для ОРЭ, включающая в комплект глубинный прибор (с расходомером и датчиком

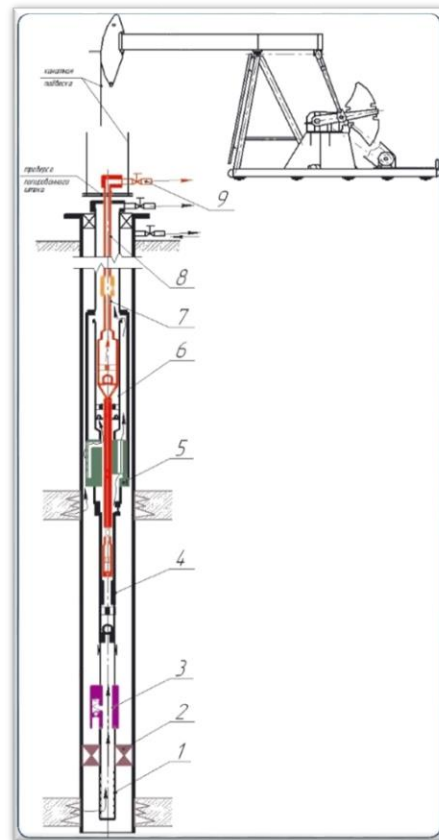


Рисунок 1.8 – Установка с дифференциальным насосом

давления) с кабелем и наземной станцией для получения замеров в режиме онлайн, обеспечивший контроль за эксплуатацией нижнего объекта.

На следующем этапе конструирования для обеспечения «раздельного подъема и учета добываемой продукции» в конструкцию комплекса ОРЭ ввели полую штанговую колонну (рисунок 1.10), в компоновку были включены полые кованые штанги, изготовление которых первыми освоила компания ООО «ЭЛКАМ». До 2009 года производство подобного рода оборудования (полых штанг) в стране было недостаточно развито, что нередко приводило к обрывам и, как следствие, выходу оборудования для ОРЭ из строя. В результате проведенной в 2010 году оптимизации удалось повысить показатели наработки на отказ до 200 сут.

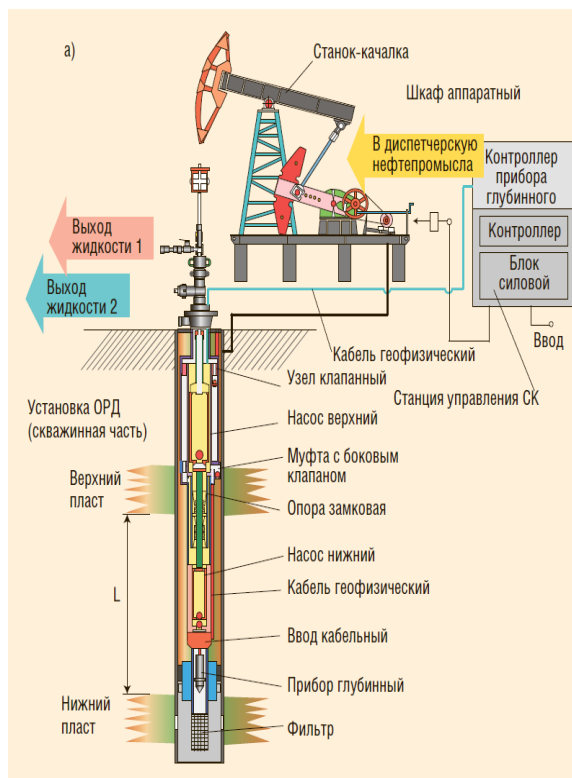


Рисунок 1.9 – Установка с полыми штангами и дифференциальным насосом

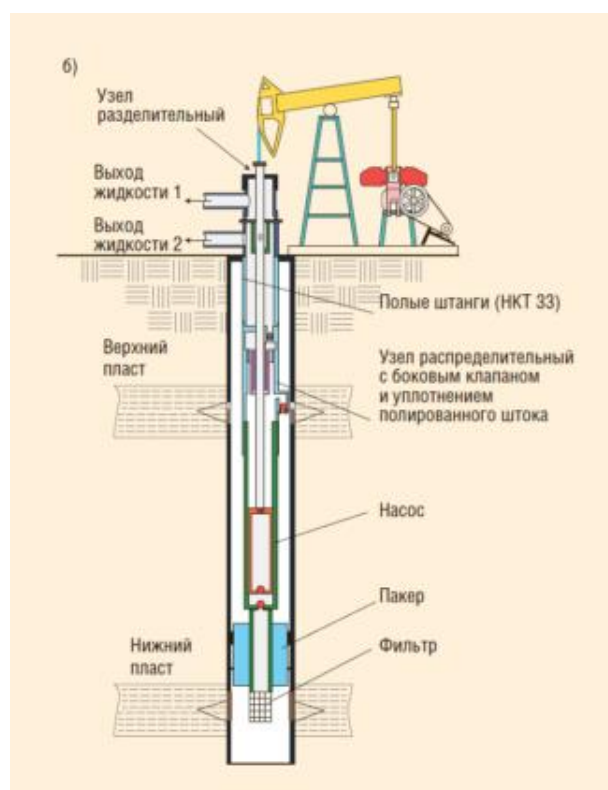


Рисунок 1.10 – Установка ООО «ЭЛКАМ».

Установка для одновременно-раздельной добычи нефти из двух пластов одной скважины разработки ПКТБ «Техпроект», г.Пермь. (рисунок 1.11) [76].

Компоновка состоит из нестандартного оборудования, в том числе полых штанг, и стандартного оборудования, которое может поставлять сам заказчик.

В компоновке используются два последовательно расположенных штанговых насоса, с жестко связанными плунжерами. Нижний насос – стандартный, а верхний – с боковой клапанной коробкой.

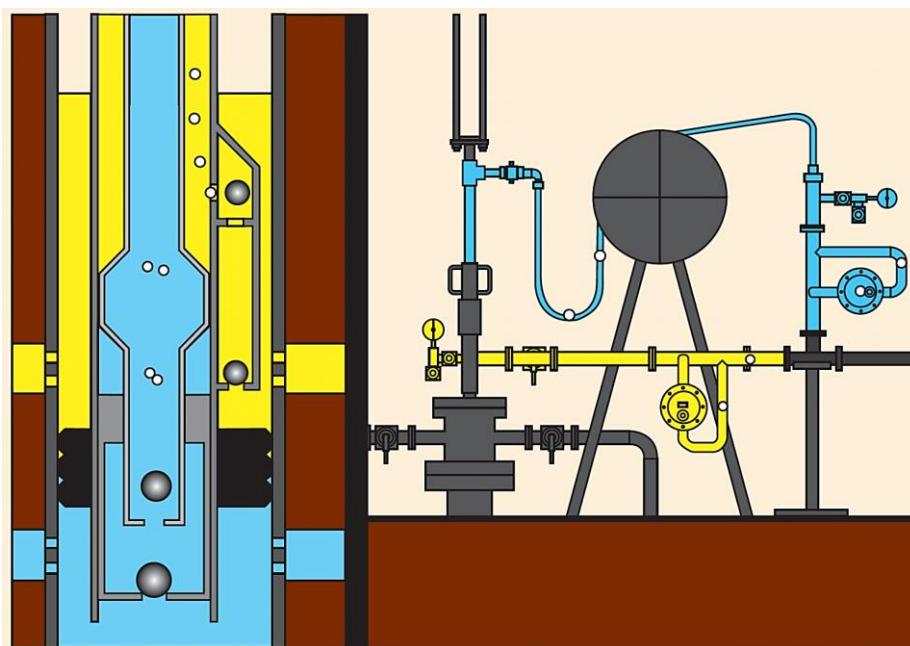


Рисунок 1.11 – Установка ПКТБ «Техпроект»

Принцип работы компоновки: два пласта разделены пакером, при ходе плунжера вниз происходит нагнетание, при ходе вверх – всасывание. Жидкость поступает на устье отдельно по двум лифтам, смешивание происходит после учета продукции каждого пласта счетчиком количества жидкости (СКЖ). При этом учет добываемой продукции может осуществляться как через СКЖ, так и на групповой замерной установке (ГЗУ).

Установка на основе дифференциального насоса конструкции ТатНИПИнефти. [28, 62, 63]. Одним из основных недостатков установок для ОРЭ, состоящих из двух штанговых насосов, приводимых в действие одной штангой, является отсутствие возможности регулирования соотношения их производительностей. В данной установке удалось устранить эту проблему с помощью отверстий в нижнем плунжере и в верхнем цилиндре. Причём

регулирование производится без подъёма насосов из скважины. Одним словом, можно опусканием вниз компоновки плунжеров уменьшить производительность нижнего насоса и, наоборот, поднятием её вверх, уменьшить производительность верхнего насоса. На рисунке 1.12 показана схема работы установки.

Установка (рисунок 1.12а) содержит верхний насос 1, состоящий из цилиндра 2 с боковым отверстием 3, и полого плунжера 4, соединенного верхней частью с колонной полых штанг 5, а нижней – полым штоком 6 с плунжером 7 нижнего насоса 8. Всасывающий клапан 9 и нагнетательный 10 размещены сбоку на патрубке 11, соединяющем цилиндр 2 верхнего насоса 1 и цилиндр 12 нижнего насоса 8, и сообщен с полостью патрубком 11 отверстием 13. 13.

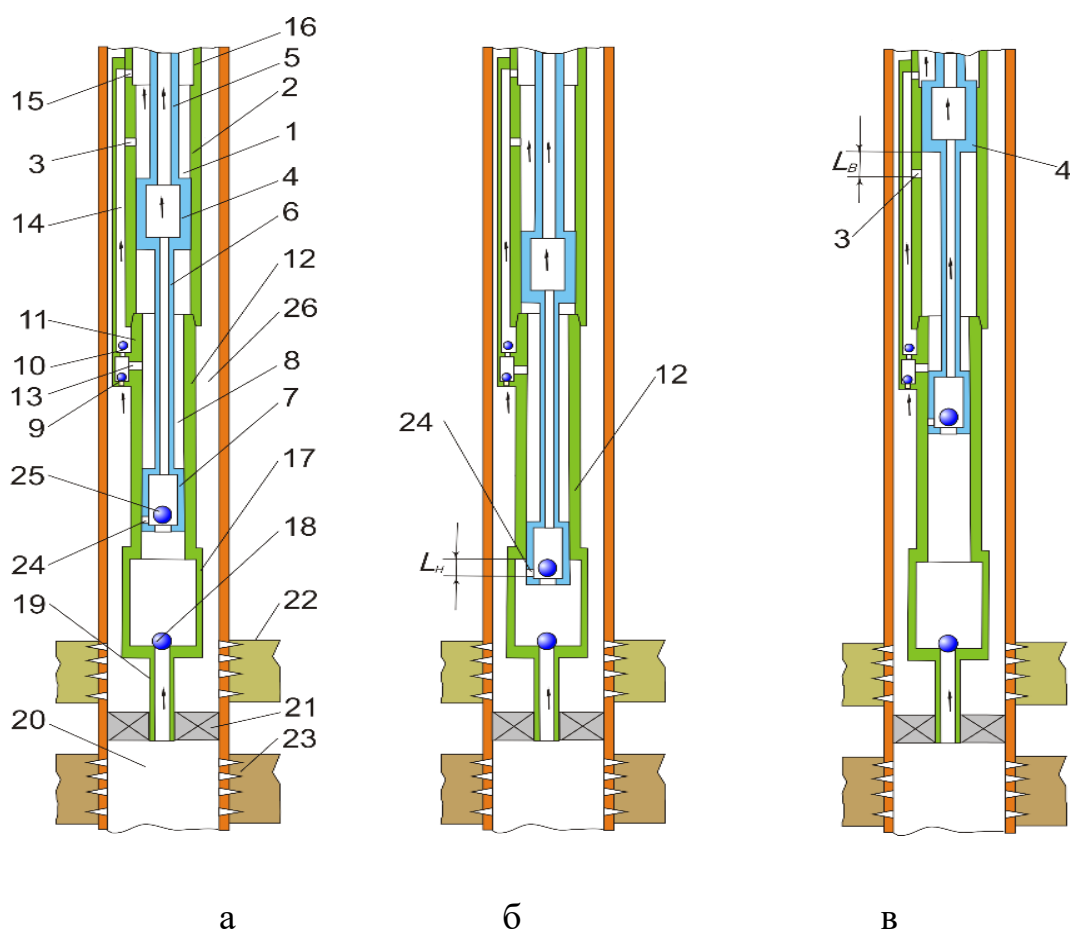


Рисунок 1.12 – Установка с дифференциальным насосом
ПАО «Татнефть»

Нагнетательный клапан 10 сообщен боковым каналом 14 и отверстием 15 с полостью лифтовых труб 16.

К цилиндру 12 нижнего насоса 8 снизу присоединен удлинитель 17 с всасывающим клапаном 18, сообщенный хвостовиком 19 с пространством 20 под пакером 21, разделяющим верхний 22 и нижний 23 пласты.

В нижней части плунжера 7 выполнено отверстие 24, сообщающее его полость над нагнетательным клапаном 25 с наружным пространством.

Верхний пласт 23 сообщен с межтрубным пространством 26, а нижний – с подпакерным 20. На рисунке 1.12 б показано расстояние L_n от нижней кромки отверстия 24 до торца цилиндра 12, в нижней мёртвой точке хода при опущенной плунжерной компоновке.

На рисунке 1.12 в, показано расстояние L_v от нижней кромки отверстия 3 до нижнего торца плунжера 4 в верхней мертвой точке (ВМТ) при приподнятой плунжерной компоновке.

Работает установка следующим образом. При ходе штанг 5 вверх (рис. 1.12 а) продукция нижнего пласта 23 через подпакерное пространство 20, хвостовик 19 и всасывающий клапан 18 поступает в полость удлинителя 17 нижнего насоса 12, а продукция верхнего пласта 22 через межтрубное пространство 26, всасывающий клапан 9 и отверстие 13 – в полость между плунжерами 2 и 7.

При ходе штанг 5 вниз, плунжер 7 через нагнетательный клапан 25, полный шток 6, полный плунжер 4 вытесняет продукцию нижнего пласта 23 из полости удлинителя 17 в полость штанг 5, а продукция верхнего пласта 22 вытесняется за счет разницы площадей поперечных сечений плунжеров 4 и 7, через отверстие 9 нагнетательный клапан 10, канал 14 и отверстие 15 в полость колонны лифтовых труб 16 и далее в систему сбора.

Производительность нижнего насоса 12 пропорциональна площади поперечного сечения плунжера 7, а верхнего – разности площадей поперечного сечения плунжера 4 верхнего насоса 2 и плунжера 7 нижнего насоса 12.

Так, например, если диаметр плунжера 4 составляет 57 мм, а нижнего плунжера 7 – 44 мм, отношение производительностей верхнего насоса 4 к нижнему 12 будет 0,67 или $2/3$.

Оно останется неизменным при изменении числа качаний и длины хода станка-качалки. Но дебиты пластов не всегда имеют такие же отношения. Изменение соотношения производительностей подбором насосов с другими диаметрами плунжеров весьма ограничено, так как промышленностью выпускается ограниченное количество типоразмеров насосов. К тому же, для изменения соотношения производительностей таким способом необходим подъём оборудования из скважины. Данная конструкция позволяет делать эту операцию без извлечения установки из скважины.

В литературе встречаются установки с дифференциальными насосами и обычной штанговой колонной. В таких установках добычу из верхнего пласта осуществляют за счет разницы площадей сечения их плунжеров, а подъём жидкости – по межтрубному пространству [34, 49, 115], рисунок 1.13. и 1.14.

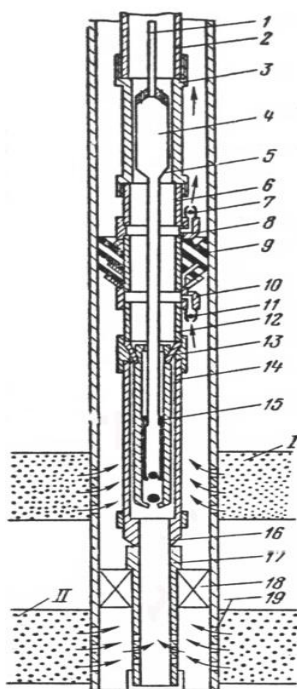


Рисунок 1.13 – Установка с дифференциальным насосом

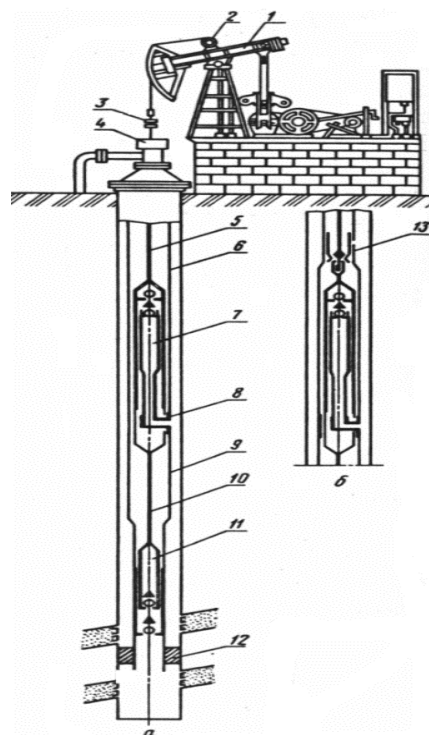


Рисунок 1.14 – Двухнасосная установка

При движении плунжера вверх в цилиндр сначала поступает продукция нижнего пласта через основной всасывающий клапан, а после прохождения плунжером бокового клапана, через боковой всасывающий клапан поступает продукция верхнего пласта. При этом давление на приеме насоса от верхнего пласта должно быть выше, чем от нижнего, это обеспечит закрытие основного всасывающего клапана. Если по условиям эксплуатации, наоборот, давление на приеме насоса от нижнего пласта должно быть выше, то установку собирают по схеме, приведенной на рисунке 1.15 б. В ней боковой всасывающий клапан соединен каналом с подпакерной зоной, а основной сообщен с верхним пластом, т.е. боковой клапан всегда сообщают с областью более высокого давления на приеме насоса.

Несмотря на простоту установки, ее работоспособность и принцип действия не столь очевидны, поэтому потребовались промысловые исследования для их подтверждения и разъяснения. Основной и дополнительный боковой всасывающие клапаны предотвращают возможность перетока продукции из одного пласта в другой и во время остановок работы насосного оборудования, и в случаях, когда забойное давление одного из пластов превышает забойное давление у другого пласта, что возможно при совместной эксплуатации. Так же, для правильной работы установки необходимо чтобы забойное давление на приеме насоса у пласта, сообщенного с боковым всасывающим клапаном, больше, чем у другого. Это основное требование, которое должно учитываться при подборе оборудования и при формировании технического задания на изготовление установки. И это основное правило должно выдерживаться на протяжении всего срока установки в скважине.

Подтверждением работоспособности однолифтовой технологической схемы стало внедрение этой установки в 2-х скважинах ПАО «Татнефть».

Первые внедрения, основы работы однолифтовой установки и определение параметров работы установки описаны в диссертационной работе Заббарова Р.Г. [38].

Однолифтовая установка, в дальнейшем стала массово применяться на объектах ПАО «Татнефть», что потребовало дополнительных исследований данной конструкции с целью получения более точной информации по работе каждого объекта.

Выводы

1 На сегодняшний день велико разнообразие технологических схем для ОРЭ нескольких пластов в одной скважине. Технологические схемы отличаются как способами подъема жидкости, так и видами применяемого оборудования.

2 Большинство технологических схем и установок для ОРЭ имеют сложные конструкции и большую металлоемкость.

3 При работе многих установок для ОРЭ основным фактором остается получение параметров работы каждого пласта (забойные давления, дебет, обводненность).

4 Самой много тиражируемой установкой для ОРЭ в ПАО «Татнефть» является однолифтовая установка с дополнительным боковым всасывающим клапаном.

В СВЯЗИ С ЭТИМ ОСНОВНЫМИ ЗАДАЧАМИ ИССЛЕДОВАНИЙ,
РЕЗУЛЬТАТЫ КОТОРЫХ ИЗЛОЖЕНЫ В НАСТОЯЩЕЙ РАБОТЕ,
ЯВЛЯЮТСЯ:

1 Продолжение исследования работы и совершенствование однолифтовой установки.

2. Поиск методов определения параметров пластов как прямых, так и косвенных при работе однолифтовой установки.

3 Разработка новых, более простых и надежных, технологических схем и оборудования для ОРЭ на основе штанговых насосов с возможностью получения всех параметров работы пластов при ОРЭ.

ГЛАВА 2. СОСТОЯНИЕ РАБОТ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ В СКВАЖИНЕ, ОБОРУДОВАННОЙ ОДНОЛИФТОВОЙ УСТАНОВКОЙ

Для контроля над разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений, а также на этапах освоения и разработки месторождений необходимо проводить гидродинамические исследования [47, 67, 84–86, 91, 103, 116]. Основными параметрами работы скважины являются дебит и обводненность каждого эксплуатируемого скважиной пласта, а также забойное давление каждого из них [22, 23, 40].

2.1 Методы определения основных параметров работы пластов в скважине оборудованной однолифтовой установкой.

2.1.1 Определение дебитов пластов

Определение дебитов пластов в скважинах, оборудованных однолифтовой установкой, – задача непростая, поскольку, в отличие от двухлифтовой установки, продукция обоих пластов поднимается по одному лифту. Общий дебит определяется устьевым расходомером или замеряется на групповой установке. Разделение дебитов по пластам возможно двумя способами. По первому определяют дебит верхнего пласта [63, 87] по кратковременному восстановлению уровня жидкости в межтрубном пространстве, измеряемому эхометрированием.

Для этого нужно выполнить следующие операции:

- 1) замерить динамический уровень и затрубное давление при работающем приводе;
- 2) остановить привод, засечь время и замерить уровень и затрубное давление с периодичностью 5–10 мин в течение одного часа;
- 3) рассчитать дебит по программе обработки КВД ТатНИПИнефти, внедренной в среду «Армитс». Для этого ввести массив точек: время, динамический уровень и затрубное давление, а также вспомогательные

параметры: наружный диаметр НКТ, внутренний диаметр обсадной колонны, плотность нефти и воды в пластовых условиях, обводненность, глубину спуска насоса;

4) в опции «Обработать КВД» построить график давления и логарифмической производной в билогарифмических координатах, по которому определить время влияния послепритока. Данное время характеризуется тангенсом угла наклона, равным единице, для давления и логарифмической производной;

5) выбрать опцию программы «Определение дебита», на которой приводится график «давление – время» с экспериментальными и расчетными значениями давлений. Методом перебора подбирается такое значение дебита, при котором наблюдается совпадение экспериментальных и расчетных значений давления в пределах выбранного участка времени. Выбранное значение дебита является дебитом верхнего объекта q_v ;

6) дебит нижнего объекта однолифтовой установки q_n определить как разницу между общим q и верхним q_v дебитами:

$$q_n = q - q_v, \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (2.1)$$

Вычислить соотношение дебитов объектов с общим:

$$k_v = \frac{q_v}{q}; k_n = \frac{q_n}{q}. \quad (2.2)$$

Применять их в течение времени до следующего замера;

7) без программы можно определять дебит верхнего объекта как среднеарифметическое значение по всем замерам согласно следующей формуле:

$$q_{vi} = F \frac{H_v - H_{vi}}{1440 \cdot \Delta t_i}, \text{ м}^3/\text{сут.}, \quad (2.3)$$

где H_{vi} – динамический уровень при каждом замере, м; Δt_i – время, прошедшее с момента остановки привода до замера, мин.; F – площадь поперечного сечения межтрубного пространства, м².

Второй метод основан на определении соотношения дебитов объектов с общим при помощи динамограммы [29, 54, 79] (рисунок 2.1). Для этого нужно выполнить следующие операции:

- а) определить на динамограмме величины L_1 и L_2 ;
- б) рассчитать по формулам соотношение дебитов объектов с общим:

$$k_с = \frac{L_2}{L_1 + L_2}; k_н = \frac{L_1}{L_1 + L_2}. \quad (2.4)$$

в) для случая, когда к боковому клапану подсоединен нижний объект, рассчитать по формулам:

$$k_с = \frac{L_1}{L_1 + L_2}; k_н = \frac{L_2}{L_1 + L_2}. \quad (2.5)$$

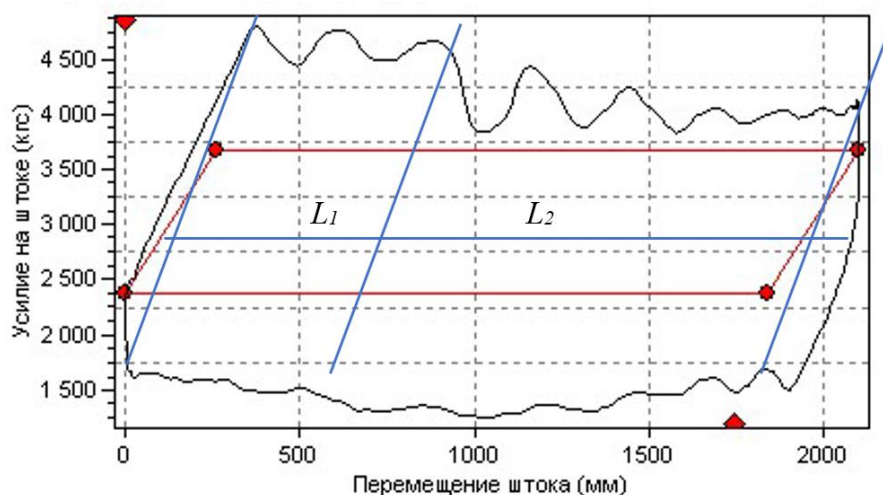


Рисунок 2.1 – Пример расчёта дебитов по динамограмме

В целом дебит определяется достаточно легко и не требует разработки других методов.

2.1.2 Определение обводненности продукции пластов [29, 54, 79]

Изменением положения плунжера относительно бокового клапана и уменьшением длины хода станка-качалки установку переводят на работу только с одним сообщенным с основным клапаном пластом. Для этого необходимо, чтобы нижний торец плунжера при работе не поднимался выше отверстия в цилиндре, сообщенного с боковым клапаном.

Если длина хода плунжера, соответствующая работе основного клапана, изменилась, то изменением частоты качаний добиваются того же дебита и забойного давления по этому пласту, как и при работе установки.

После достижения установившегося режима замеряют обводненность пласта многократным отбором проб. Затем вычисляют среднюю по замерам обводненность.

Определение обводненности продукции объектов скважин, эксплуатируемых однолифтовыми установками для ОРЭ (ШГН), путем отключения от работы одного из пластов (изменением диапазона хода плунжера) включает проведение следующих работ. Предварительно определяют общую обводненность: в течение трех дней отбирают не менее трех проб объемом не менее одного литра каждая с интервалами между отборами не менее 20-30 мин. Далее, зная общую обводненность скважины, вычисляют обводненность продукции второго сообщенного с боковым клапаном пласта по формуле [38, 63, 87]:

$$W_{\text{ок}} = \frac{W_c \cdot Q_c - W_n \cdot Q_n}{(Q_c - Q_n)}, \quad (2.6)$$

где W_c – обводненность при работе двух объектов; W_n – обводненность объекта, подключенного к основному клапану насоса; Q_c – суммарный дебит; Q_n – дебит объекта, подключенного к основному клапану насоса.

Как видно из методики, способ весьма трудоемкий и продолжительный по времени (3–5 сут.), т.к. нужно достичь установившихся режимов. Кроме того, в работе [38] предложен расчётный метод, основанный на решении системы уравнений относительно обводненности пластов, полученной при изменении режима работы скважины. Требует времени для выхода на новый установившийся режим и основан на сомнительном предположении неизменности обводнённости при смене режима эксплуатации.

2.1.3 Определение забойных давлений

В этих же работах [38, 50, 108] теоретическими исследованиями получены формулы для определения забойных давлений. Однако формулы слишком громоздкие, требуют наличия большого количества труднополучаемых параметров и поэтому практически не применимы при работе однолифтовой установки [38]. На практике эхометрированием определяется забойное давление верхнего пласта, забойное давление нижнего пласта, как показано выше, можно замерить лишь автономным манометром с получением результатов после его извлечения.

2.1.4 Оценка конструкции однолифтовой установки

Основной идеей работы однолифтовой установки является создание режима эксплуатации пластов, обеспечивающего более высокое давление на приеме бокового клапана, чем у основного. В противном случае установка не только не обеспечивает оптимальных режимов работы пластов, но и приводит к потере контроля над их разработкой. Необходимо провести анализ работы внедренных установок.

2.2 Выводы и постановка задачи исследований

1. Метод определения обводненности продукции пластов переходом на один объект (переподгонкой) работы установки сложный и длительный в осуществлении, приводящий к существенным потерям продукции. Расчетный метод тоже длительный, вызывает сомнение неизменность обводненности при изменении депрессии на пласт.

2. Практически отсутствуют реальные методы определения забойных давлений пластов. Необходима разработка оперативных приёмов определения забойных давлений эксплуатируемых пластов.

3. Работоспособность конструкции зависит от соблюдения режимов эксплуатации. Необходимо оценить работу действующей конструкции однолифтовой установки и определить направления ее совершенствования.

ГЛАВА 3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ПЛАСТОВ В СКВАЖИНЕ ОБОРУДОВАННОЙ ОДНОЛИФТОВОЙ УСТАНОВКОЙ

3.1 Разработка методики определения обводненности продукции пластов

3.1.1 Теоретические основы

Идея предлагаемой новой химико-аналитической методики основана на решении задачи по смешению растворов одного и того же водорастворимого реагента из курса неорганической химии. Если смешать два раствора одного и того же реагента, получим третий раствор с некоторой концентрацией, которая зависит от исходных концентраций и соотношений объемов растворов. При известных концентрациях исходных растворов и соотношениях их объемов легко вычисляется концентрация суммарного объема [88].

Если смешать два раствора одного вещества с концентрациями C_1 и C_2 и объемами V_1 и V_2 , получим третий раствор с концентрацией C и объемом V .

Из уравнения материального баланса получим:

$$C = \frac{C_1 V_1 + C_2 V_2}{V} = \frac{C_1 V_1 + C_2 V_2}{V_1 + V_2} = C_1 \frac{V_1}{V_1 + V_2} + C_2 \frac{V_2}{V_1 + V_2} \quad (3.1)$$

где V_i – масса вещества в каждом из растворов; $V = V_1 + V_2$ – суммарный объём раствора; обозначим α – доля первого раствора V_1 в общем объеме V , т.е.:

$$\alpha = \frac{V_1}{V_1 + V_2},$$

а доля второго:

$$\frac{V_2}{V_1 + V_2} = 1 - \alpha,$$

получим $C = C_1 \alpha + C_2 (1 - \alpha)$, отсюда

$$\alpha = \frac{C - C_2}{C_1 - C_2}, \quad (3.2)$$

т.е. это доля первого раствора в смеси растворов 1 и 2 для получения раствора концентрацией C объемом V .

В нашем случае C_1 – это исходная концентрация какого-то иона в пластовой воде одного пласта; C_2 – концентрация того же вещества в воде второго пласта; V_1 и V_2 – искомые объемы воды каждого пласта в общем объеме V добываемой смеси продукции, который измеряется на устье скважины.

Суммарная концентрация C определяется анализом воды из смеси продукции. Концентрации C_1 и C_2 определяют также анализом по пластам до внедрения установки для ОРЭ.

Таким образом, при известных концентрациях иона в смешанных водах, суммарной обводненности и объема добываемой продукции вычисляются объемы добываемой из каждого пласта воды.

В нашем случае известны суммарная концентрация ионов, исходные концентрации ионов в воде каждого пласта, общий объем воды. А также определяются дебиты – общий и каждого пласта.

При ОРЭ двух пластов происходит смешение добываемых жидкостей из разных пластов. Параметрами смешения водных растворов являются исходные концентрации в них химических веществ и относительные объемы смешиваемых вод.

Для определения пропорций смешиваемых вод используется зависимость вида:

$$\alpha_1 = \frac{100(C - C_2)}{(C_1 - C_2)}, \quad (3.3)$$

где α_1 – объемная доля воды из первого пласта в смеси, %; C , C_1 , C_2 – содержание (концентрация) какого-то иона в смеси в водах первого и второго пластов соответственно [44].

Рассчитав пропорции смешивающихся вод, достаточно просто определить обводненность добываемой жидкости для каждого пласта.

Обводненность добываемой продукции (%) определяется по формуле:

$$W = 100 \frac{q_v}{q_{жс}}, \quad (3.4)$$

где $q_{\text{в}}$ – дебит попутно добываемой воды; $q_{\text{ж}}$ – дебит добываемой жидкости; W – обводненность продукции, (%).

При ОРЭ однолифтовой установкой известны суммарные дебит и обводненность. Из уравнений (3.3) и (3.4) следует, что дебит попутно добываемой воды из первого пласта рассчитывается следующим образом:

$$q_{\text{в1}} = \alpha_1 \cdot W q_{\text{ж}}. \quad (3.5)$$

Отсюда получаем формулу для определения обводненности добываемой продукции из первого пласта:

$$W_1 = \frac{W q_{\text{ж}} (C - C_2)}{(C_1 - C_2)} / q_{\text{ж1}}. \quad (3.6)$$

Обводненность добываемой продукции из второго пласта:

$$W_2 = \frac{q_{\text{в}} - q_{\text{в1}}}{q_{\text{ж2}}} 100, \quad (3.7)$$

где $W_1, q_{\text{в1}}$ и $q_{\text{ж1}}$ – обводненность, дебиты по воде и жидкости первого пласта; $W_2, q_{\text{в2}}$ и $q_{\text{ж2}}$ – второго.

То есть, для решения задачи необходимо знать дебиты по жидкости каждого пласта. Таким образом, для определения обводненности одного из пластов, эксплуатируемых установкой для ОРЭ, исходили из следующих предположений:

1. Состав попутно добываемых вод из каждого разрабатываемого пласта относительно постоянен в промежутке времени между его определением и проведением данных исследований.
2. При смешении добываемой жидкости не происходит значимого изменения ионного состава воды (т.е. нет выпадения осадков и выделения газов, те ионы, которые выпадают в осадок, в расчет не принимаются).
3. Дебит добываемой жидкости каждого пласта известен.
4. Суммарные дебит и обводненность продукции скважины известны.

3.1.2 Результаты лабораторных исследований методики

Для проверки возможности использования предложенного метода проведены лабораторные эксперименты. Выполнено моделирование смешения вод разных разрабатываемых горизонтов. Для экспериментов отобраны пробы попутно добываемых вод из ряда скважин. Установлено, что при смешении вод в разных пропорциях наблюдается практически линейная зависимость изменения концентрации ионов. В таблице 3.1 приведены результаты лабораторных экспериментов по смешению попутно добываемых вод скв. 18089 (кизеловский горизонт) и 1810 (бобриковский). При смешении вод из ряда других скважин получена подобная картина.

Таблица 3.1 – Результаты лабораторных исследований по смешению попутно добываемых вод скважин

	Содержание первой воды в смеси двух вод, %			
Фактическое	20	40	60	80
Расчетное	20,85	42,9	61,1	78,9

Таким образом, результаты лабораторных испытаний наглядно показывают возможность определения объемов смешивающихся вод при условии, что известны концентрации ионов в водах.

3.1.3 Проверка методики на двухлифтовой установке для одновременно-раздельной эксплуатации

Поскольку в двухлифтовой установке продукция пластов поднимается раздельно, проведены исследования в нескольких скважинах, оборудованных двухлифтовыми установками.

Исследования выполнялись по следующей программе:

1. Замер дебита каждого пласта.

2. Отбор пробы добываемой продукции по обоим пластам и определение обводненности и химического состава попутно добываемых вод по каждому пласту.

3. Определение обводненности обоих пластов.

4. Смешение продукции пластов пропорционально дебитам и определение получившейся обводненности и химических составов воды.

5. Расчет обводненности по методике.

6. Сравнение полученных результатов обводненности, полученных по методике и по пробам.

Химический состав определялся стандартным 6-компонентным анализом.

Испытания проводились на скважинах, оборудованных двухлифтовой установкой для ОРЭ: скв. 17783 НГДУ «Альметьевнефть», турнейский ярус и бобриковский горизонт, скв. 412Д НГДУ «Бавлынефть», кизеловский подгоризонт и бобриковский горизонт, 2009 г.; скв. 2528 НГДУ «Ямашнефть», тульский горизонт и турнейский ярус; скв. 9268 НГДУ «Нурлатнефть», башкирский и бобриковский горизонты.

В таблице 3.2 приведены полученные фактические значения обводненности пластов, а в таблице 3.3 – результаты расчетов обводненности по всем ионам и средние.

Таблица 3.2 – Фактические значения обводненности пластов

Номер скважины	Горизонт	$q_{ж} (м^3 / сут)$	Обводненность, %
17783	бобриковский	19,2	23
	турнейский	4,6	26
412Д	кизеловский	6,3	38
	бобриковский+радаевский	9,5	39
2528	тульский	3,6	45
	турнейский	0,8	97
9268	башкирский	6,5	68
	бобриковский	3	60

Таблица 3.3 – Результаты расчетов обводненности по всем ионам и средние

Горизонт	$q_{ж}$ М ³ /сут	Обвод нен- ность, %	Расчетные значения по					
			Cl	SO ₄	Ca	Mg	K+Na	Сред нее
Скв. 17783 (2010 г.)								
Бобриковский	19,2	23	22,31	-	-	24,53	22,34	23,06
Турнейский	4,6	26	31,04	-	-	21,79	30,91	27,91
Скв. 412								
Кизеловский	6,3	38	31,25	25,19	-	-	66,12	40,85
Бобриковский+ радаевский	9,5	39	44,14	48,16	-	-	21,02	37,77
Скв. 2528								
Тульский	3,6	45	46,18	-	-	46,66	46,18	46,34
Турнейский	0,8	97	94,70	-	-	92,54	94,67	93,97
Скв. 9268								
Башкирский	6,5	68	71,11	60,29	80,75	-	-	70,72
Бобриковский	3	60	54,94	78,38	34,04	-	-	55,79

В таблице 3.4 приведены замеренные и средние рассчитанные значения обводненности пластов.

Таблица 3.4 – Замеренные и средние рассчитанные значения обводненности пластов

Номер скважины	Горизонт	Замеренная обводненность, %	Среднее расчетное значение обводненности	Разница результатов %
17783	бобриковский	23	23,1	0,1
	турнейский	26	27,9	1,9
412	кизеловский	38	40,9	2,9
	бобриковский+ радаевский	39	37,8	1,2
2528	тульский	45	46,3	1,3
	турнейский	97	94,0	3
9268	башкирский	68	70,7	2,7
	бобриковский	60	55,8	4,2

В таблице 3.5 приведены отклонения расчетных значений, определенные по каждому иону и по средней величине.

Таблица 3.5 – Отклонения расчетных значений по каждому иону и по средней величине

Номер скважины	Горизонт	Обводненность, %	Отклонение расчетных значений от фактических по различным ионам (ед.)					
			Cl	SO ₄	Ca	Mg	K+Na	Среднее
17783	бобриковский	23	0,69	-	-	1,53	0,66	0,1
	турнейский	26	5,04	-	-	4,21	4,91	1,9
412	кизеловский	38	6,25	12,81	-	-	28,12	2,9
	бобриковский +радаевский	39	5,14	9,16	-	-	17,98	1,2
2528	тульский	45	1,18	-	-	1,66	1,18	1,3
	турнейский	97	2,30	-	-	4,46	2,33	3,0
9268	башкирский	68	3,11	7,71	2,75	-	-	2,7
	бобриковский	60	5,06	18,38	25,96	-	-	4,2
	общее		3,66	9,38	9,78	4,13	7,86	1,9

Как видно из таблицы 3.5, получены хорошие результаты, по которым можно сделать следующие выводы:

1. Испытания предложенного метода на скважинах, оборудованных двухлифтовой установкой для ОРЭ, дали довольно точные результаты: среднее отклонение составило 1,9 %, хотя максимальное отклонение расчетных величин от фактических по отдельным ионам достигало 28.

2. Метод можно применять на практике при условии, что будут получены достоверные исходные данные химического состава попутно добываемых вод и определен дебит добываемой жидкости по пластам в скважинах, оборудованных однолифтовой установкой для ОРЭ [87].

3.1.4 Проверка методики на скважинах оборудованных однолифтовой установкой

Следующим этапом была проверка методики непосредственно на скважинах с работающими однолифтовыми установками. Проверка производилась в скважинах с однолифтовой установкой, где предварительно была определена обводненность пластов методом переналадки по следующей последовательности:

- а) получение исходной информации по химическому составу попутно добываемых вод по пластам;
- б) определение дебитов эксплуатационных пластов;
- в) отбор проб совместно добываемых вод и определение химического состава;
- г) проведение расчетов для определения обводненности;
- д) сопоставление полученных результатов с результатами определения обводненности пластов переналадкой.

В таблице 3.6 приведены результаты определения обводненности обоими методами и абсолютная величина разницы полученных результатов. В среднем она составляет 11,3 при средней обводненности 47,4.

Автор считает результаты приемлемыми, а методику вполне применимой в периоды между исследованиями методом переналадки.

Таблица 3.6 – Результаты определения обводненности обоими методами

НГДУ	Количество скважин	Объекты	Обводнё- ность по данным переналадки. Среднее по НГДУ, %	Расчетные значения обводненности химическим методом. Среднее по НГДУ, %	Разница результатов, %
«Бавлы- нефть»	3	основной	43.2	49.6	6,4
		подключённый	61.3	52.3	9
«Нурлат- нефть»	1	основной	60	60,8	0,8
		подключённый	13	12,5	0,5
«Елхов- нефть»	7	основной	55,6	57	1,4
		подключённый	50,9	48,8	2,1
«Ленино- горскнефть»	8	основной	54,2	54	0,2
		подключённый	39,6	38,6	1
«Прикам- нефть»	4	основной	44,7	43,7	1
		подключённый	30,2	31,4	1,2
Среднее по всем НГДУ					
	23	основной	51,5	53	1,5
		подключённый	39	36,7	2,3

3.1.5 Анализ применимости первичных данных объектов по соседним скважинам

Основной проблемой применения методики является получение исходной информации о химическом составе попутно добываемых вод из разрабатываемых горизонтов, т.е. ионный состав вод эксплуатируемых пластов. В связи с этим была предложена идея использовать данные по соседним скважинам, эксплуатирующим эти пласты без применения технологий ОРЭ. Осуществлена попытка идентифицировать обводненность добываемой жидкости из отдельно взятых горизонтов при ОРЭ. Предполагалось, что попутно добываемые воды одного горизонта идентичны по химическому составу в соседних скважинах.

Для проверки этой идеи были выбраны опорные скважины, ближайшие к исследуемой, оборудованной однолифтовой установкой для ОРЭ, одна из которых эксплуатировала только верхний горизонт, а другая – только нижний. По результатам анализов проб вод из контрольных скважин рассчитывалось значение обводненности для каждого объекта (таблица 3.7).

Таблица 3.7 – Результаты определения обводненности обоими методами

Номер скважины, горизонт	$Q_{ж}$, м ³ /сут	Обводненность, %	Расчетные значения обводненности, %				
			по				
16952 (ОРЭ)	12,6		Cl	SO ₄	Ca	Mg	K+Na
(бобриковский)	10,7	53	4	51	188	31	-8
(кизеловский)	1,9	50	324	63	-709	177	398

Как видно, результаты очень сильно отличаются от полученных переналадкой, что наглядно показывает, что использование близлежащих скважин для получения исходной информации по химическому составу вод, к сожалению, невозможно.

3.1.6 Анализ стабильности первичных данных по химическому составу вод исследуемой скважины

Поскольку установка для ОРЭ внедряется на долгий срок, проведена проверка сохраняемости ионного состава вод. Для определения изменения концентрации ионов в попутно добываемых водах в более продолжительный промежуток времени проанализированы химические анализы вод в динамике, начиная с 2004 г. На рисунках 3.1–3.3 показаны изменения концентраций различных ионов в попутно добываемой воде скв. 662 (бобриковский+радаевский горизонты) НГДУ «Нурлатнефть».

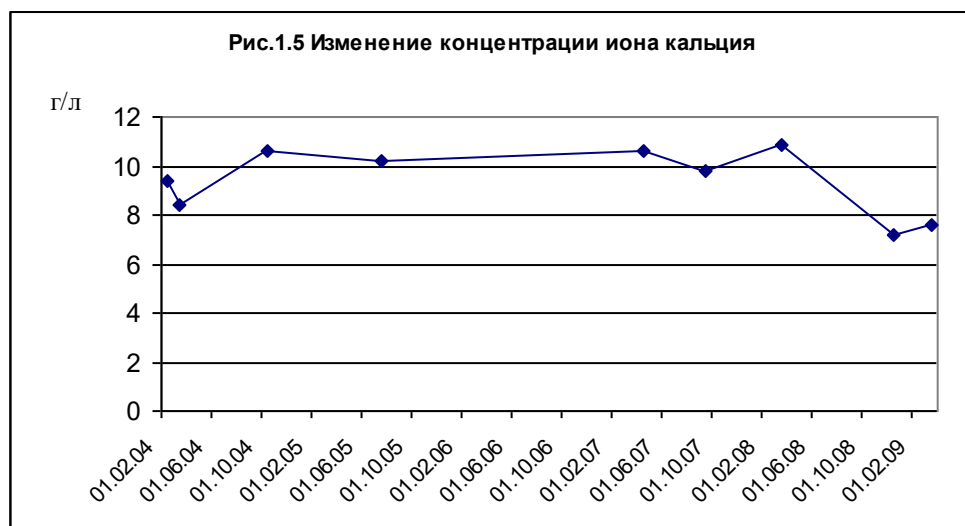


Рисунок 3.1 – Изменение концентрации иона кальция



Рисунок 3.2 – Изменение концентрации ионов натрий+калий

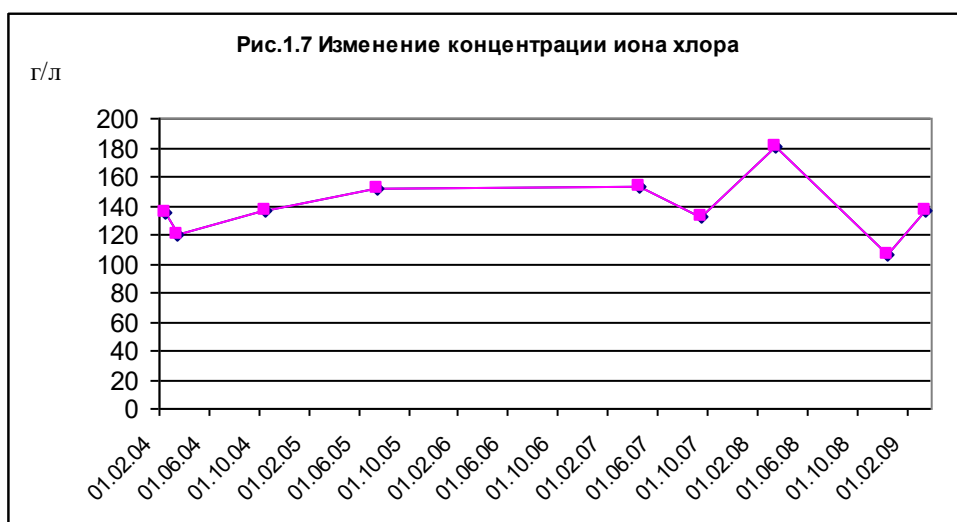


Рисунок 3.3 – Изменение концентрации иона хлора

Так, для ионов хлора разброс значений составляет от 106,69 до 181,11 г/л; для ионов калий+натрий – 56,93–102,83 г/л; для минерализации – 299,2–175,6 г/л. Полученные результаты показывают, что содержание ионов в водах не является постоянным. Заметные изменения наблюдаются в 2008 и 2009 гг. Они могут быть вызваны рядом причин, такими как нарушение ЭК, заколонные перетоки, прорыв погребенных вод, подстилающих залежь, поступление нагнетаемых вод для поддержания пластового давления.

В целом можно сказать, что на протяжении 3–4 лет ионный состав достаточно стабилен и вполне допустимо использовать предлагаемую

методику весь этот период. Автор считает возможным отнести этот вывод ко всем скважинам, хотя, конечно, будут случаи резких изменений, но они сразу отразятся на результатах расчетов.

На предложенный способ определения обводненности продукции пластов в их смеси при совместной или одновременно-раздельной их эксплуатации получен патент на изобретение [73] и создана методика определения обводненности объектов разработки при одновременно-раздельной эксплуатации, являющаяся РД [88, 89, 93, 110].

Выводы по применимости метода

1. Химико-аналитический метод определения обводненности добываемой продукции при ОРЭ в лабораторных условиях показал хорошую сходимость с промысловыми данными. Погрешность расчетных и промысловых данных не превышает 10 %.

2. Установлено, что применение предложенного метода возможно только при наличии достоверных данных о химическом составе попутно добываемых вод из каждого эксплуатируемого пласта.

3. Основной проблемой является получение информации по химическому составу вод с каждого пласта, т.е. отсутствие возможности отобрать пробы попутно добываемой воды из подключаемого пласта.

4. Для получения исходной информации по горизонтам необходимо проводить отбор проб воды до перевода скважины на ОРЭ (не менее 5 раз) при изменении режима работы скважины путем установления местоположения плунжера для работы насоса на один объект или проведении ремонта скважины, т.е. когда есть возможность отобрать пробы вод из отделенного пласта.

5. Анализ по скважине показал, что на протяжении 3–4 лет ионный состав достаточно стабилен и вполне допустимо использовать на весь этот период данные, полученные при внедрении установки. Автор считает возможным отнести этот вывод ко всем скважинам, хотя, конечно, будут случаи резких изменений, но они сразу отразятся на результатах расчетов.

6. Методика может быть использована и с другими схемами установок для ОРЭ со смешением продукции и при совместной эксплуатации, если известны химические составы вод и дебит каждого пласта.

7. Использование близлежащих скважин для получения исходной информации по химическому составу вод не допустимо.

3.2 Определение забойных давлений

Забойное давление верхнего пласта, как отмечалось ранее, определяется эхометрированием.

3.2.1 Определение забойного давления нижнего (подпакерного) пласта

Предлагается метод определения забойного давления нижнего пласта с помощью ступеньки на динамограмме работы установки. Идея метода основана на том, что изменение нагрузки в точке подвеса штанговой колонны при открытии дополнительного всасывающего клапана происходит из-за разности давлений на приемах основного и бокового клапанов. Для проверки предложенного метода выполняют следующие действия:

1) определяют забойное давление верхнего объекта разработки традиционным методом эхометрирования. Определение положения динамического уровня в механизированных скважинах производится без выпуска газа из затрубного пространства. Пересчет уровня в забойное давление выполняется согласно [86].

Замеряют динамический уровень эхометрированием H_e и затрубное давление. Вычисляют забойное давление верхнего объекта P_z^B согласно [86];

2) снимают подряд с промежутком 5 мин 4 динамограммы и выбирают из них наиболее повторяющиеся. Проводят на динамограмме [20, 21, 36] прямые, аппроксимирующие верхние горизонтальные участки. Если горизонтальные участки представляют собой кривую затухающих колебаний, то линия соответствует оси, к которой приходят эти колебания. Замеряют по оси ординат расстояние ΔP между этими прямыми в кг (рисунок 3.4);

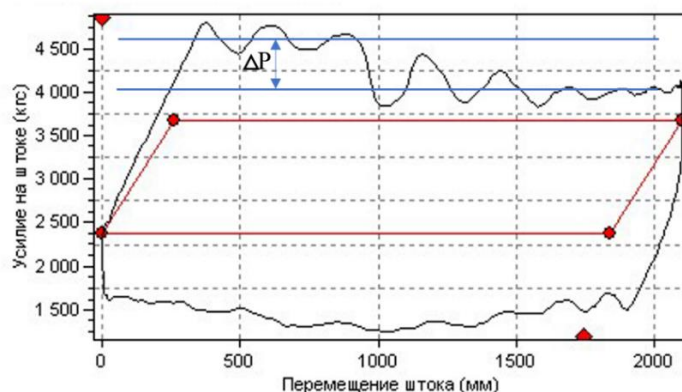


Рисунок 3.4 – Пример динамограммы со ступенькой

3) определяют давление на приеме насоса от верхнего пласта. Для этого используют программу обработки КВД в АРМИТС и задают глубину спуска насоса вместо глубины кровли пласта либо используют для расчетов приближенную формулу:

$$p_{np}^в = \rho_v g (H_n - H_v) 10^{-6} + p_y, \text{ МПа}, \quad (3.8)$$

где H_n – глубина установки насоса, м;

4) определяют разницу давлений на приемах насоса – основном и боковом Δp_{np} , МПа:

$$\Delta p_{np} = \Delta P g / F_{nl} \cdot 10^{-6}, \text{ МПа}, \quad (3.9)$$

где F_{nl} – площадь сечения плунжера, м²;

5) определяют давление на приеме от нижнего пласта:

$$p_{np}^н = p_{np}^в \pm \Delta p_{np}, \text{ МПа}; \quad (3.10)$$

6) вычисляют забойное давление у нижнего пласта $p_3^н$ согласно [86]:

$$p_3^н = p_{np}^н + g \rho_n (H_{пн} - H_n) \quad (3.11)$$

где $H_{пн}$ – глубина до кровли нижнего пласта; ρ_n – плотность жидкости у нижнего пласта. Знак «–» используют при «классической» схеме установки, когда боковой клапан сообщен с верхним объектом, а основной – с нижним (рисунок 1.14а); «+» – при схеме установки, когда боковой клапан сообщен с нижним объектом (рисунок 1.14б).

Примеры расчёта забойных давлений по предложенной методике

Исследования по проверке методики произвели на скв. 440 НГДУ «Бавлынефть» и 2046 НГДУ «Ямашнефть», поскольку по этим скважинам имелись записи забойных давлений, замеренные с помощью автономных манометров, и соответствующие динамограммы на трех разных режимах работы каждой скважины, и скв. 7353, где был спущен ГИК с работой и расчетами на одном режиме.

В таблице 3.8 приведены данные для расчета и результаты расчетов. Средняя величина отклонения расчетных величин от замеренных автономным манометром составила 3,95 %. Значения давлений по верхнему пласту также брали по записям манометров.

Таблица 3.8 – Сравнение результатов измерений и расчетов забойных давлений в скв. 2046, 440, 7353

п/ п	Но- мер сква- жи- ны	Прямые замеры		Расчетные показатели согласно «Временной методике» ТатНИПИнефти			Разница в расчет- ных и замерен- ных давлени- ях нижнего пласта	Погреш- ность расчет- ных забой- ных давле- ний по динамо- грамме с прямым и измере- ниями	
		Давле- ние верхне- го объек- та на уровне маномет- ра	Давле- ние нижнего объекта на уровне маномет- ра	Величи- на ступень- ки на динамо- грамме, ΔP	Разница давлений на приемах насоса – основном и боковом, Δp_{np}	Давле- ние на приеме нижнего пласта			
		(МПа)	(МПа)	(кг)	(МПа)	(МПа)			(МПа)
1	2046	3,1	1,2	290	1,835	1,2643	0,0643	5,36	
2		4,4	1,9	420	2,568	1,7414	0,1586	8,35	
3		3,8	1,2	395	2,5	1,2996	0,0996	8,30	
4	440	13,03	3,044	1570	9,938	3,0919	0,0479	1,57	
5		12,369	2,156	1580	10,001	2,3676	0,2116	8,81	
6		10,259	3,773	990	6,2667	3,9923	0,2193	5,81	
7	7353	3,205	2,145	150	0,9495	2,2555	0,1105	5,15	
ИТОГО в среднем									3,95

По скв. 935а НГДУ «Елховнефть», где манометр работал только по нижнему пласту, провели расчеты с определением забойного давления верхнего пласта эхометрированием. В таблице 3.9 приведены исходные данные и результаты расчетов при выводе скважины на режим, т.е. с разными забойными давлениями и верхнего, и нижнего пластов. Среднее отклонение замеренных и расчетных данных составило 28,9 %.

Таблица 3.9 – Сравнение результатов измерений и расчетов забойных давлений в скв. 935а НГДУ «Елховнефть»

п/п	Дата	Прямые замеры верхнего объекта		Расчетные показатели согласно «Временной методике» ТатНИПИнефти				Прямые замеры давления нижнего объекта на уровне манометра	Давление на забое с учетом уровня манометра нижнего пласта	Разница величин расчетных и замеренных давлений	Погрешность расчетных забойных давлений по динамограмме с замеренными
		Уровень жидкости в затрубном пространстве	Затрубное давление	Давление на приеме насоса по верхнему пласта	Перепад давлений на приеме насоса	Давление на приеме нижнего пласта	Давление на забое нижнего пласта				
		(м)	(МПа)	(МПа)	(МПа)	(МПа)	(МПа)	(МПа)	(МПа)	(МПа)	%
1	01.02.07	506	0,00	5,16	3,16	8,32	9,51	8,635	8,740	0,771	8,8
2	02.02.07	759	0,00	2,86	2,37	5,23	6,42	4,580	4,685	1,736	37,1
3	03.02.07	990	0,00	0,76	3,16	3,92	5,11	4,223	4,328	0,783	18,1
4	04.02.07	859	0,00	1,94	9,49	11,43	12,62	9,538	9,643	2,978	30,9
5	05.02.07	804	0,00	2,45	10,20	12,73	13,92	10,352	10,457	3,464	33,1
6	06.02.07	832	0,00	2,19	2,69	4,88	6,07	5,547	5,652	0,419	7,4
7	07.02.07	945	0,04	1,21	3,48	4,69	5,88	4,213	4,318	1,563	36,2
8	08.02.07	998	0,16	0,84	2,85	3,69	4,88	3,577	3,682	1,199	32,6
9	09.02.07	1022	0,22	0,68	0,32	1	2,19	3,196	3,301	-1,110	33,6
10	10.02.07	1029	0,18	0,58	1,9	2,48	3,67	3,058	3,163	0,508	16,1
11	11.02.07	1039	0,18	0,49	3,01	3,5	4,69	2,939	3,044	1,647	54,1
12	12.02.07	1041	0,33	0,62	2,22	2,84	4,03	2,805	2,910	1,121	38,5
ИТОГО в среднем											28,9

На рисунке 3.5 показаны кривые изменений забойного давления нижнего пласта в течение нескольких суток, построенные по замеренным и расчетным данным. Как видно, кривые почти совпадают, расчетная кривая близко отражает характер кривой, построенной по замеренным точкам.

Значительные отклонения расчетных данных от замеренных объясняются несколькими факторами:

а) низкая точность измерений уровня эхолотом. В следующем разделе приведены данные по сравнению замеренных давлений верхнего пласта с расчетными по эхометрированию, согласно которым разница достигает 16 %;

б) неопределенность, какая величина попала в суточный замер, т.к. известно, что давление может меняться в течение одного цикла работы насоса (описано в 5 главе данной работы), несовпадение времен снятия динамограммы и замера давления, а также влияние краткосрочного включения насоса для снятия динамограммы в режиме КВД.

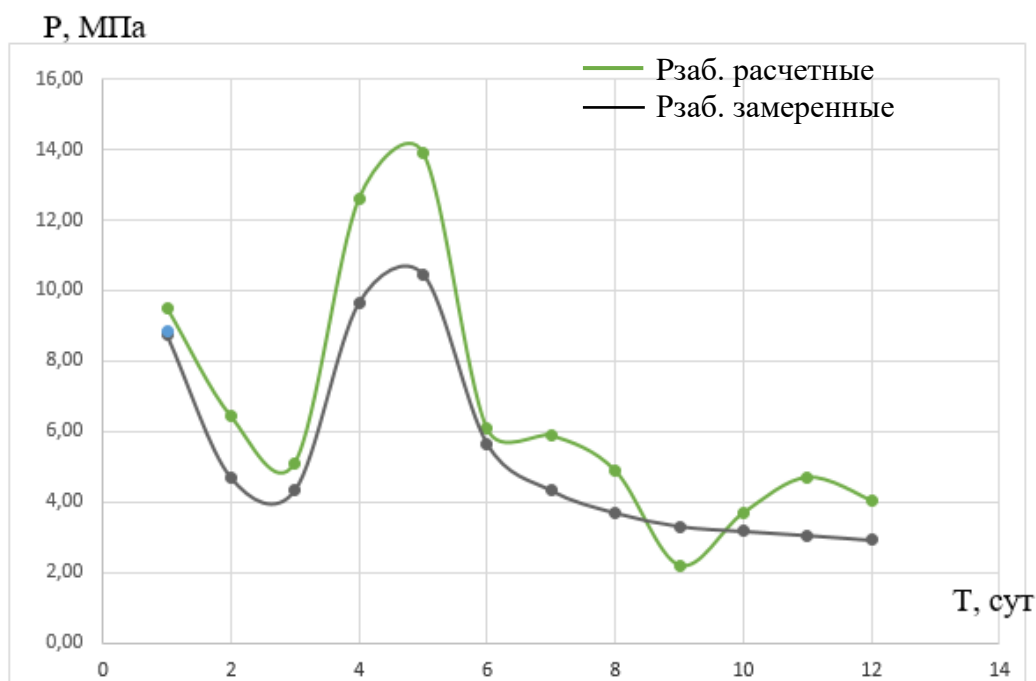


Рисунок 3.5 – Изменения давления в скв. 935а по замеренным и расчетным точкам

3.2.2 Разработка комплексного глубинного прибора для определения параметров пластов

Основным осложняющим фактором при эксплуатации установок для ОРЭ является наличие пакера, закрывающего нижний пласт, что приводит к необходимости разработки непростых методов определения забойных давлений, дебитов и обводненности подпакерных объектов [43].

Октябрьским филиалом УГНТУ предложен глубинный автономный прибор для измерения давления под пакером с передачей информации по жидкости. Испытания прибора в двух скважинах не дали положительного результата, т.к. жидкостный канал в скважине с насосом и пакером разорванный и сигнал не проходит, в отличие от успешного применения таких приборов при бурении скважин.

Коллегами совместно с автором, предложено создание комплексного глубинного прибора, размещаемого в хвостовике между насосной установкой и пакером, с передачей информации на устье скважины по геофизическому кабелю [13]. С целью непосредственного измерения этих параметров совместно с «ТНГ-Групп» разработан комплексный прибор «КРОТ-ОРЭ», который содержит датчики давления в межтрубном и подпакерном пространствах, расходомер турбинного типа, влагомер (емкостный) и термометр для измерения температуры продукции нижнего пласта. На рисунке 3.6 показана схема установки прибора в хвостовике между штанговым насосом и пакером.

Приборы испытаны в двух скважинах: один в скв. 2490, где была спущена установка для ОРЭ с дифференциальным насосом и отдельным подъемом продукции пластов, другой – в скв. 7353, где работает однолифтовая установка.

В установке с дифференциальным плунжером подъем продукции пластов отдельный, поэтому она была выбрана из-за возможности сопоставления дебитов и обводненности с измеряемыми на устье.

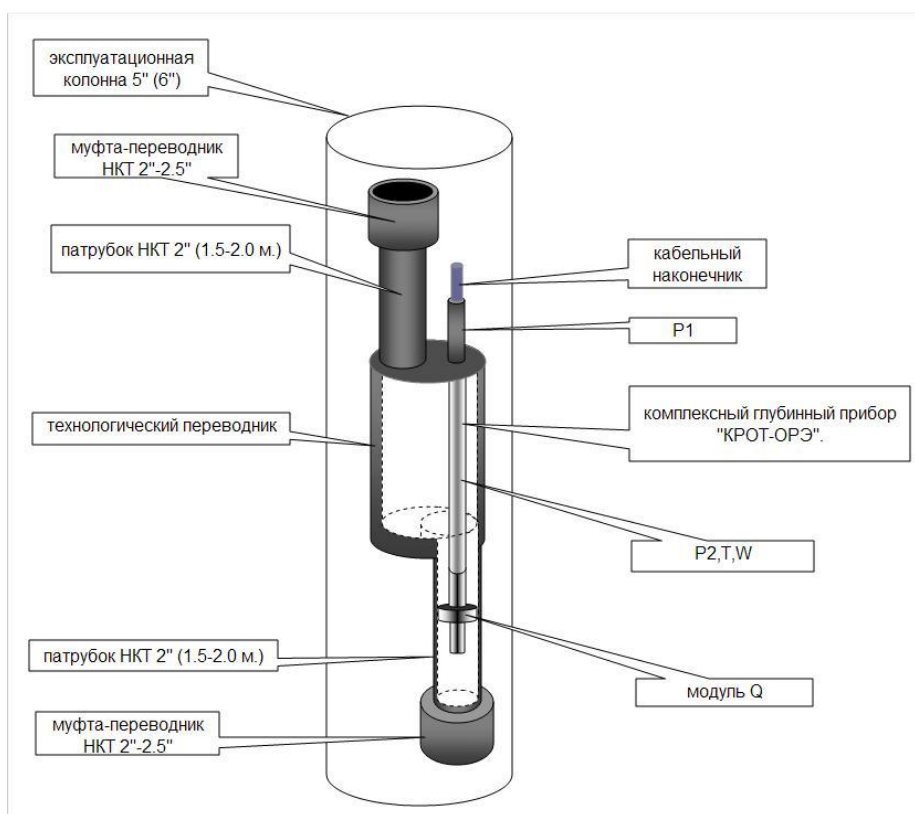


Рисунок 3.6. – Схема размещения прибора КРОТ-ОРЭ

На рис. 3.7 приведены записи изменения забойного давления в межтрубном пространстве с помощью прибора и результаты измерения этого же давления с помощью эхолота. В среднем расхождения результатов составляют около 16 %, что в общем нормально для эхометрирования.

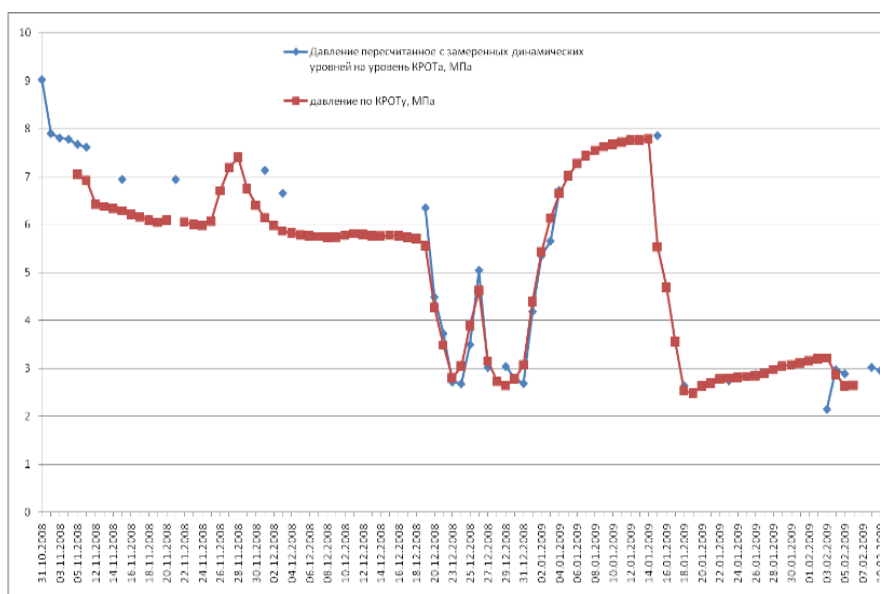


Рисунок 3.7 – Изменения давления в скв. 7353

На рисунке 3.8 приведено сравнение показаний обводненности нижнего пласта, измеряемой прибором и традиционными методами на устье. Расхождение показаний прибора с замерами на устье составляет в среднем 9 %.

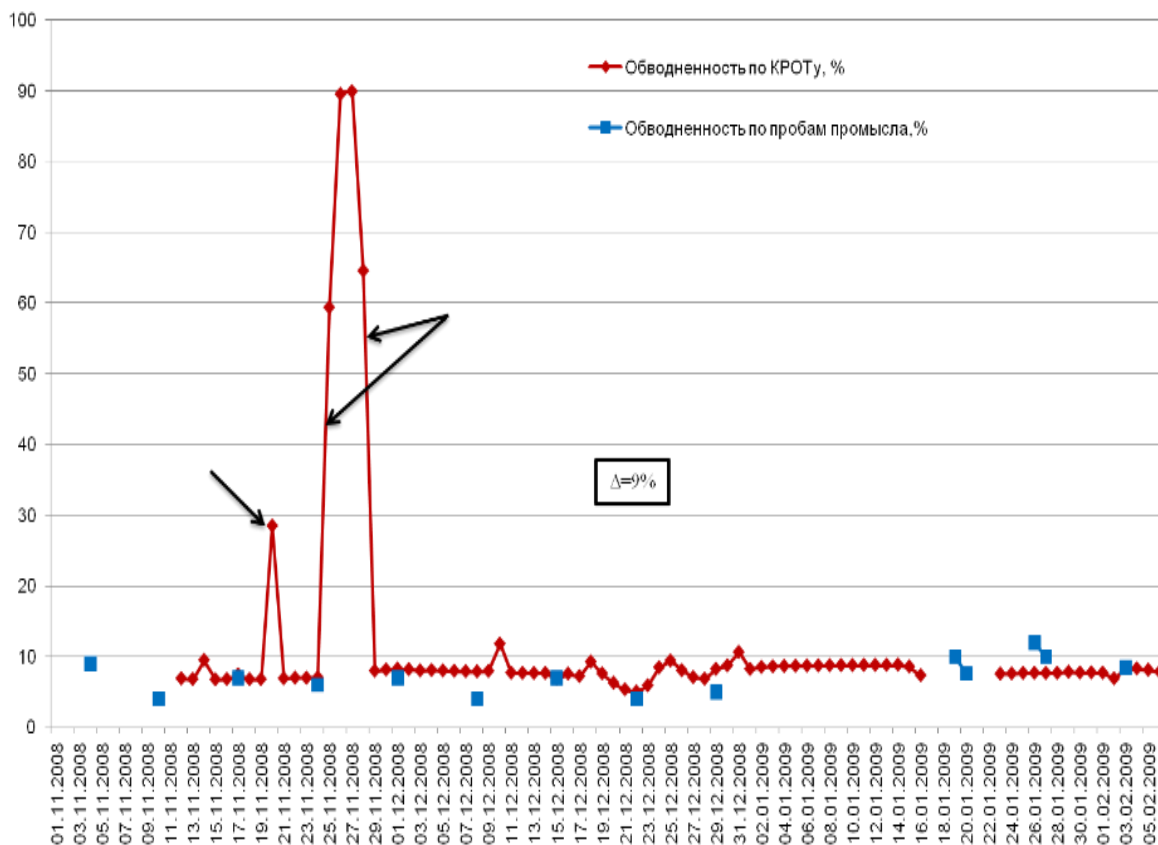


Рисунок 3.8 – Изменения обводненности в скв. 2490

Аналогичные результаты получены и по другой скважине, но так как там нет отдельного подъема продукции на поверхность, то сравнивать результаты невозможно. На рисунке 3.9 приведены дебиты нижнего пласта, замеренные на устье скважины СКЖ и прибором [9, 13, 35]. Расхождение результатов в среднем составляет 19 %.

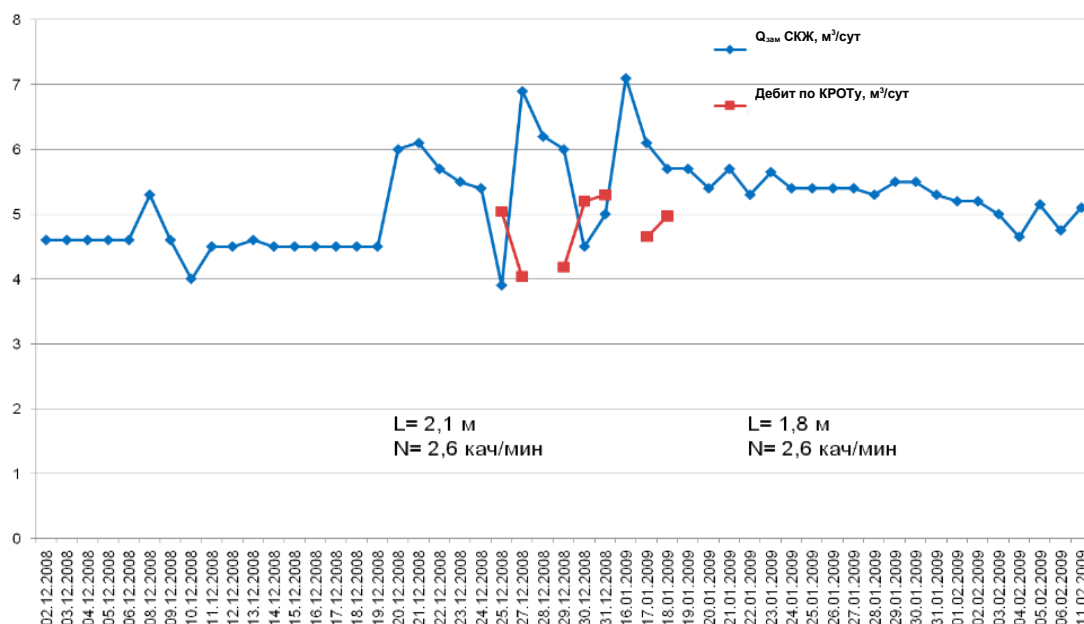


Рисунок 3.9 – Изменения дебита нижнего пласта в скв. 2490

Сложной, практически не реализуемой в скважине задачей оказалась интерпретация работы расходомера из-за прерывистой работы насоса: подача при ходе плунжера вверх и ее отсутствие при ходе вниз. При этом расходомер измеряет скорость движения жидкости, которая является переменной. Задачу решали графическим интегрированием. В целом прибор получился вполне приемлемым, но еще одним недостатком является прогнозируемая недолговечность дебитомера.

От использования влагомеров также пришлось отказаться, т.к. датчик сигнальный и приемлемо работает только при очень малой обводненности. Его не сертифицировали как измерительный прибор.

Впоследствии на основе этого прибора было разработано несколько разных модификаций другими компаниями [109, 112, 116], которые в довольно значительных объемах применяются и сейчас. В частности, глубинный измерительный комплекс «Фотон», разработанный компанией «АлойлСервис». Он содержит датчики давлений и температуры для обоих пластов, устанавливается аналогично «КРОТу» в «колени» у хвостовика, но,

в отличие от него, датчики нижнего пласта опускаются до его уровня с помощью кабеля, что исключает необходимость учета гидростатического давления от столба жидкости между прибором и пластом, как это делается при использовании «КРОТа».

Широкое применение глубинных измерительных комплексов позволяет решать проблему определения забойного давления у нижнего (подпакерного) пласта и настройки установки для эксплуатации пласта в проектном режиме. Кроме того, наличие приборов позволяет получать КВД при каждой запланированной или даже вынужденной остановке насоса, определять пластовые давления, исследовать работу насосов. Возможно и определение дебитов пластов с помощью датчиков давления по кратковременным КВД.

Однако более широкое применение сдерживают высокая стоимость комплекса (приборы глубинный и устьевой, система передачи информации, геофизический кабель) и невысокая надежность.

3.3 Выводы

1. Разработана простая методика определения забойных давлений при работе однолифтовой установки для ОРЭ, не требующая практически никаких затрат.
2. Предложен глубинный измерительный комплекс для определения основных параметров работы пластов при работе однолифтовой установки.

ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ ОБОРУДОВАННОЙ ОДНОЛИФТОВОЙ УСТАНОВКОЙ НА РАЗНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ, С ПОМОЩЬЮ ГЛУБИННЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ

Широкое применение ГИК позволило проводить дополнительные исследования работы однолифтовой установки, в частности, с более частой, посекундной, индикацией показаний манометров.

Анализ барограмм с посуточной регистрацией показаний выявил, что на многих скважинах кривая записи давления имела значительную ширину, особенно у подпакерного пласта, вплоть до наложения линий верхнего и нижнего манометров (рисунки 4.1, 4.2).

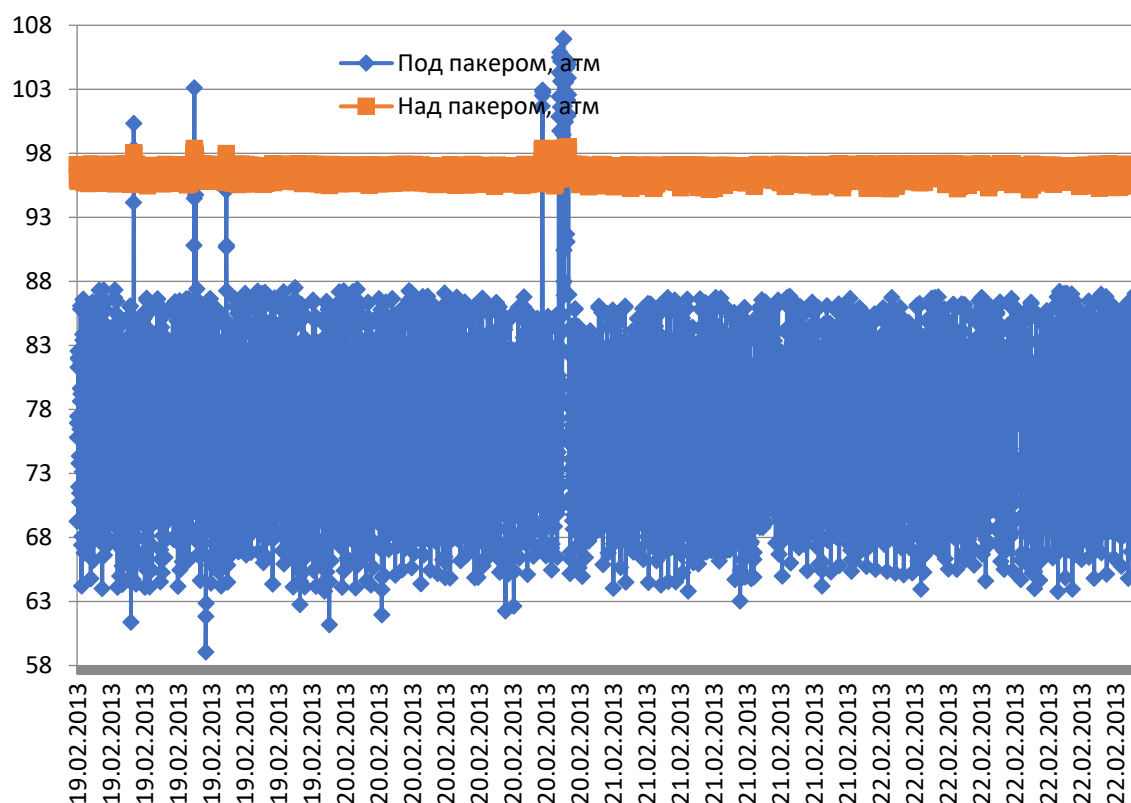


Рисунок 4.1 – Пример записи давлений на ГИК

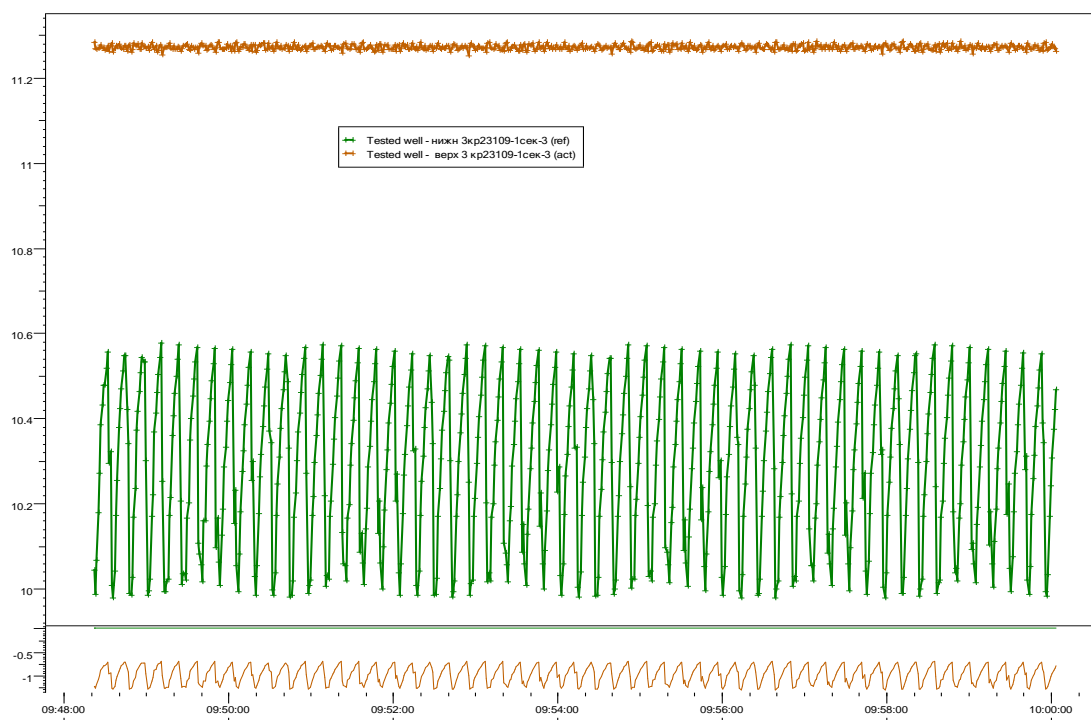


Рисунок 4.2 – Посекундная запись показаний давлений для верхнего и нижнего объектов скв. 23109 НГДУ «Джалильнефть»

Предположили, что это какие-то изменения забойных давлений. Исследования с посекундной индексацией выявили, что эти изменения циклические и происходят в течение одного полного хода плунжера насоса, отображая изменения забойных давлений за один цикл.

Циклические изменения забойного давления для подпакерного пласта наблюдаются практически во всех скважинах с ГИК на длительных кривых изменения давления, составляя в среднем 0,26 МПа.

Для скважин с малым диаметром [42], оснащенных установкой для ОРД, пульсации давления больше по амплитуде и составляют, например, 0,6 МПа для скв. 23109; 0,2 МПа – для скв. 4847; 0,03 МПа – для скв. 4843; 7,7 МПа – для скв. 4801. На рисунке 4.3 показана растянутая во времени барограмма скв. 4801, на ней хорошо видны изменения забойных давлений, происходящие за цикл. Причиной пульсаций давления является малый объем подпакерного пространства и малая сжимаемость флюида при отсутствии

газа, в результате чего приток жидкости из пласта не успевает за движением плунжера или наоборот.

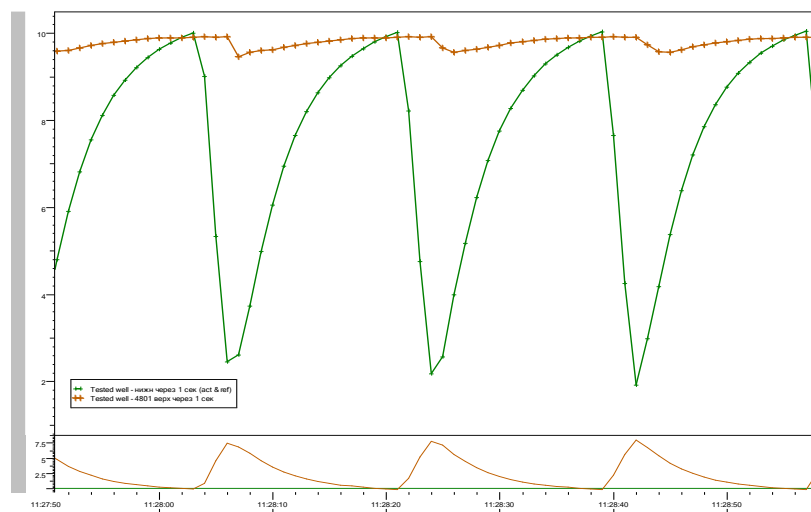


Рисунок 4.3 – Увеличенная по времени запись показаний давлений для верхнего и нижнего объектов скв. 4801 НГДУ «Прикамнефть»

Например, для скв. 4843 забойное давление гораздо ниже давления насыщения и составляет в среднем 0,65 МПа, что приводит к минимальным пульсациям из рассматриваемых скважин. В скв. 23109 с диаметром ЭК 146 мм также отмечаются значительные по амплитуде пульсации забойного давления.

Определяющим фактором является сжимаемость флюида, появление газа приводит к резкому увеличению сжимаемости по сравнению со сжимаемостью жидкости. Объем подпакерного пространства, т.е. влияние диаметра скважин, а также производительность установки и продуктивность пласта оказывают значительное влияние только при нахождении в подпакерной области жидкости без газа.

Наличие значительных пульсаций давления и их отличие от пульсаций для надпакерного объекта является дополнительным признаком герметичности глубиннонасосного оборудования.

Изменение давления в подпакерном пространстве свидетельствует о поступлении продукции в насос. Это же подтверждают видимые на рисунках 4.1 – 4.3 периоды работы верхнего и нижнего объектов.

Традиционно считается, что переменная депрессия благоприятно влияет на призабойную зону скважины. С этих позиций пульсации давления являются положительными, хотя прямые исследования не проводились.

С другой стороны, значительные пульсации давления могут нарушить герметичность цементного камня и привести к образованию заколонных перетоков [78].

Оборудование для ОРД спроектировано так, чтобы под пакером не было мест накопления газа. Если поставить задачу уменьшения амплитуды пульсаций, то можно создать условия для накопления газа, например, установив хвостовик. В работе [38] приведены результаты исследований работы однолифтовой установки с помощью автономных манометров, которые продемонстрировали ее работоспособность.

С целью изучения процессов изменения забойных давлений, происходящих при движении плунжера насоса однолифтовой установки, проведены исследования ее работы с помощью посекундной регистрации при разных режимах отбора продукции пластов, меняющихся забойных давлениях. Для этого выбрали скважину малого диаметра с наибольшей амплитудой изменения забойного давления 4801 НГДУ «Прикамнефть»

На ней в течение 4 ч произвели изменения частоты качаний с 3,4 качаний в мин до 0,9 с помощью частотного преобразователя (ЧРЭП) с записью изменения давлений на глубинном манометре и снятием соответствующих каждому режиму динамограмм (рисунок 4.4).

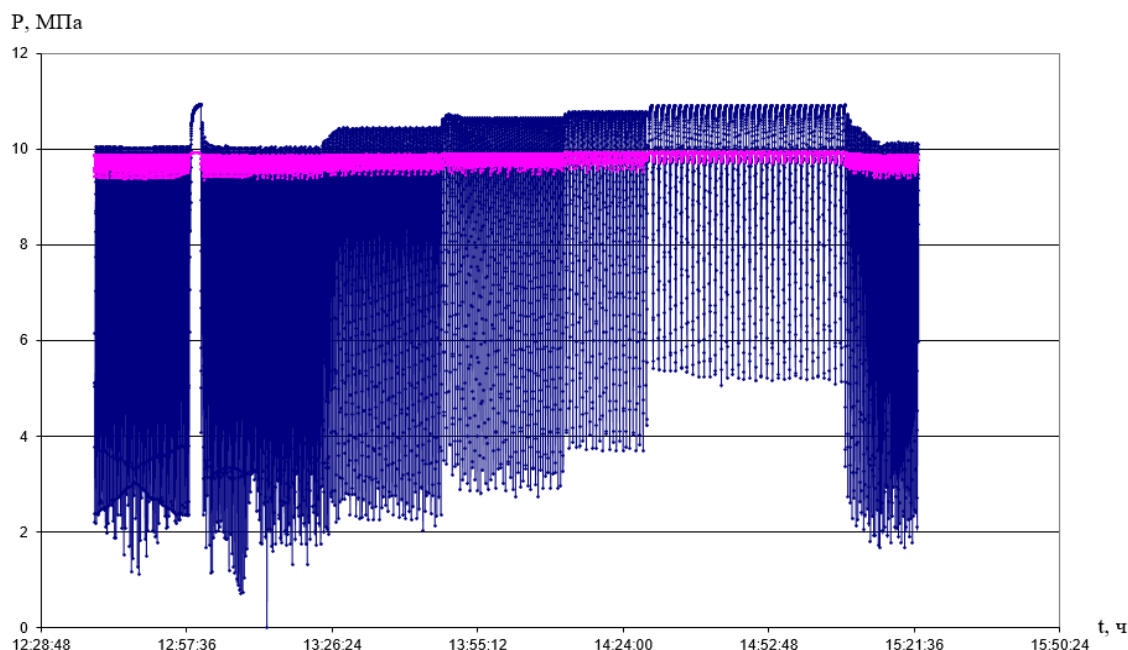


Рисунок 4.4 – Запись показаний давлений для верхнего и нижнего объектов скв. 4801 НГДУ «Прикамнефть» при изменении частоты качаний СК

В таблице 4.1 приведена зависимость средней амплитуды пульсаций от числа качаний ПСШН на скв. 4801.

Таблица 4.1 – Зависимость средней амплитуды пульсаций от числа качаний скв. 4801

Число качаний, 1/мин	3,4	2,6	2,0	1,5	0,9	3,4
Амплитуда пульсаций давления под пакером, МПа	7,82	7,76	7,3	7,01	5,51	7,82

Как видно из таблицы 4.1, с уменьшением частоты качаний амплитуда колебаний забойного давления по обоим пластам уменьшается, при этом максимальная и средняя (по амплитуде) величины растут, т.к. в целом уменьшается отбор продукции.

При этом с уменьшением частоты увеличивается превышение максимального забойного давления нижнего пласта над забойным давлением верхнего до 1 МПа при частоте 0,9 качаний в мин.

Для изучения происходящих процессов были выбраны наиболее типичные (часто повторяющиеся по виду) циклы качаний для двух частот: 3,4 – на этой частоте качаний происходит эксплуатация скважины (рисунок 4.5) и 0,9 – где максимальное превышение нижнего забойного давления над верхним (рисунок 4.6).

На графиках разместили кривые изменения забойных давлений за один полный ход и соответствующие динамограммы с наложением разнесенной по времени соответствующей динамограммы, а также безразмерную синусоиду, качественно отображающую изменение скорости движения точки подвеса штанги.

Рассмотрим подробно каждый из графиков.

а) Работа при частоте 3,4 мин⁻¹ (рисунок 4.5)

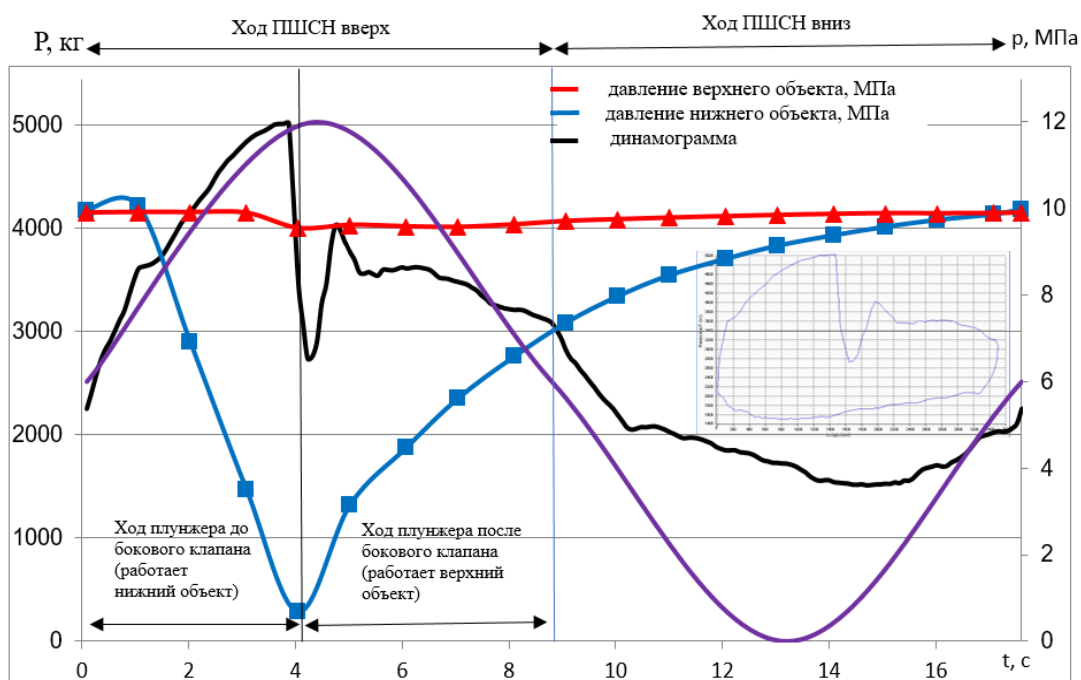


Рисунок 4.5 – Изменение давлений за один цикл качаний с наложением развернутой динамограммы и графика скоростей движения штанг на скв. 4801 НГДУ «Прикамнефть» при частоте 3,4 мин⁻¹

1-й участок – на динамограмме прямолинейный, идет растяжение штанги. Плунжер еще не движется, забойное давление продолжает расти и даже давление нижнего немного превышает верхнее.

2-й участок – плунжер пришел в движение, начался отбор жидкости из нижнего пласта – давление снижается, т.к. приток меньше отбора, у верхнего пласта продолжает постепенно расти. Усилие на динамограмме растет, т.к. уменьшается забойное давление нижнего пласта (ЗДНП). При достижении нижним торцом плунжера бокового клапана он открывается, а основной закрывается, т.к. забойное давление верхнего пласта (ЗДВП) намного больше нижнего в этот момент. Давление в цилиндре насоса становится близким к забойному давлению верхнего пласта, усилие на динамограмме резко снижается, вызывая некоторые колебания штанговой колонны, и становится примерно соответствующим ЗДВП.

3-й участок – происходит отбор жидкости верхнего пласта, т.к. открыт боковой клапан, а основной закрыт. Забойное давление верхнего пласта немного снижается, а забойное давление нижнего растет из-за притока из пласта и отсутствия отбора, благодаря этому снижается усилие на динамограмме.

4-й участок – движение вниз. При достижении ВМТ начинается движение штанг и плунжера вниз, выразившееся в приблизительно прямолинейном участке динамограммы. В отсутствии отборов продолжается рост забойных давлений у обоих пластов. При этом к концу хода ЗДНП сравнивается с ЗДВП и, как мы видели в начале цикла, даже немного превышает его. Несмотря на значительные изменения ЗДНП, установка выполняет функции – бесконтрольного отбора жидкости нет, т.к. превышение ЗДНП над ЗДВВ произошло в начале хода вверх, т.е. в цикле работы по нижнему пласту, когда между основным и боковыми клапанами находится плунжер и приток в цилиндр невозможен.

Следует обратить внимание на необычный вид динамограммы: после участка растяжения штанг продолжается рост нагрузки с постепенным закруглением, т.к. одновременно с не мгновенным снижением подплунжерного давления в цилиндре насоса продолжается и растяжение штанг. Вообще, вид динамограммы с объяснением достоин внесения его в каталог типичных динамограмм.

б) Работа при частоте качаний $0,9 \text{ мин}^{-1}$

На рисунке 4.6 показан полный ход с частотой качаний $0,9 \text{ мин}^{-1}$, приведена соответствующая динамограмма.

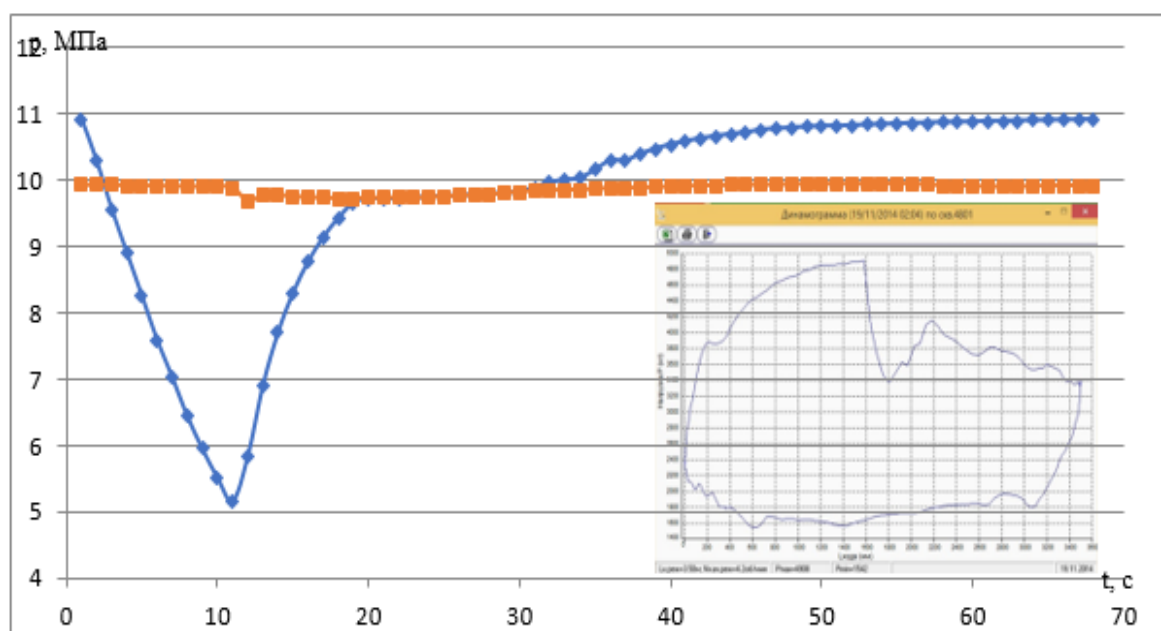


Рисунок 4.6 – Изменение давлений за один цикл качаний на скв. 4801 при частоте качаний $0,9 \text{ мин}^{-1}$

Внешне, по конфигурации и даже нагрузкам, динамограмма почти не отличается от предыдущей. Но цикл длится почти в 4 раза дольше. Работа по всем участкам происходит примерно так же, но поскольку плунжер движется медленнее и снижение ЗДНП при отборе с нижнего пласта меньше, то ЗДНП восстанавливается до величины ЗДВП на участке отбора с верхнего пласта.

После этого кривые остаются на одном уровне вплоть до приближения к ВМТ, когда открывается нагнетательный клапан на плунжере, всасывающие клапаны закрываются и забойные давления растут по отдельности.

Таким образом, когда ЗДВП сравнивается с ЗДВП, основной всасывающий клапан открывается и вплоть до ВМТ продолжается отбор жидкости с обоих пластов в неизвестном соотношении, т.е. теряется контроль над выработкой пластов. Этот эксперимент очень наглядно демонстрирует необходимость соблюдения основного принципа работы однолифтовой установки – превышение забойного давления на приеме насоса над давлением на приеме основного клапана.

Конечно же, на этой скважине, где сильно меняется ЗДНП, был специально подобран для исследования такой режим, который наглядно демонстрирует необходимость правильного подбора режима работы установки.

В принципе на всех скважинах с однолифтовой установкой для ОРЭ, да и во всех механизированных скважинах, происходит то же самое – во время одного цикла продукция отбирается насосом и одновременно притекает из пласта и, конечно, в определенных пределах меняются давления. В этой скважине все утрировано, а потому и наглядно.

В основном на скважинах ЗДНП меняется в незначительных пределах, поэтому режим должен быть подобран при внедрении установки и постоянно контролироваться в процессе эксплуатации, т.к. происходят изменения в пластах. При неправильном режиме не просто теряется дебит и происходит недобор нефти, а теряется контроль над разработкой пластов. Поэтому важной задачей является не только правильная настройка установки, но и совершенствование конструкции в сторону упрощения настройки и избежания потери контроля над разработкой.

Выводы

1. При малых объемах подпакерного пространства, малой сжимаемости подпакерной жидкости (вода, отсутствие газа, величина давления выше давления насыщения) и наличии притока забойное давление у нижнего (подпакерного) пласта может меняться в течение одного цикла в значительных пределах, особенно в скважинах малого диаметра (до 8 МПа).

2. Исследования с изменением частоты качаний, когда забойное давление нижнего пласта в течение цикла достигает величины забойного давления верхнего, наглядно показали, что неправильная настройка работы однолифтовой установки может приводить не только к недоборам нефти, но и потере контроля над разработкой пласта.

ГЛАВА 5. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ С ДОПОЛНИТЕЛЬНЫМ БОКОВЫМ КЛАПАНОМ

Как показали исследования с изменением частоты качаний, описанные в главе 4, при равенстве забойных давлений на приемах основного и бокового всасывающих клапанов может происходить неконтролируемый приток жидкости из пласта, сообщенного с основным всасывающим клапаном, в полость цилиндра одновременно с притоком из пространства, сообщенного с боковым клапаном. То же самое происходит, если выбрано неправильное положение плунжера относительно бокового клапана, что приводит к неправильному отбору жидкости. То есть, при излишнем отборе из пласта, сообщенного с боковым клапаном, забойное давление на приеме не выше, чем у основного, оба клапана остаются открытыми, продукция поступает в цилиндр насоса с обоих пластов. В то же время, пока плунжер перемещается от основного всасывающего клапана до бокового, в цилиндр поступает продукция только нижнего пласта. Происходит недостаточный отбор из обоих пластов, так как неоптимальные забойные давления, но, главное, теряется контроль над объемами жидкостей, добываемыми из каждого пласта. Кроме того, отсутствует ступенька на динамограмме, что не позволяет определить соотношение дебитов и вычислить забойное давление нижнего пласта.

То есть после прохождения плунжером бокового клапана следовало бы разделить оказавшиеся в одной полости цилиндра оба всасывающих клапана. Было предложено использовать свободный разделительный поршень (РП), который перемещается в цилиндре между всасывающими клапанами под действием плунжера или создаваемых им перепадов давлений. Реализация этой идеи позволила не только уйти от зависимости величины или соотношения давлений на приемах насоса, но и реализовать отдельный подъем продукции пластов добавлением нагнетательного клапана и канала

подъема продукции. На этой основе создано четыре вида установок для ОРЭ, защищенных патентами на изобретения и полезные модели:

- 1) установка со смешением продукции [68];
- 2) установка с подъёмом продукции одного из пластов по полым штангам [72];
- 3) установка с подъемом продукции одного из пластов по дополнительному лифту [68];
- 4) установка с подъемом продукции по ЭК [69].

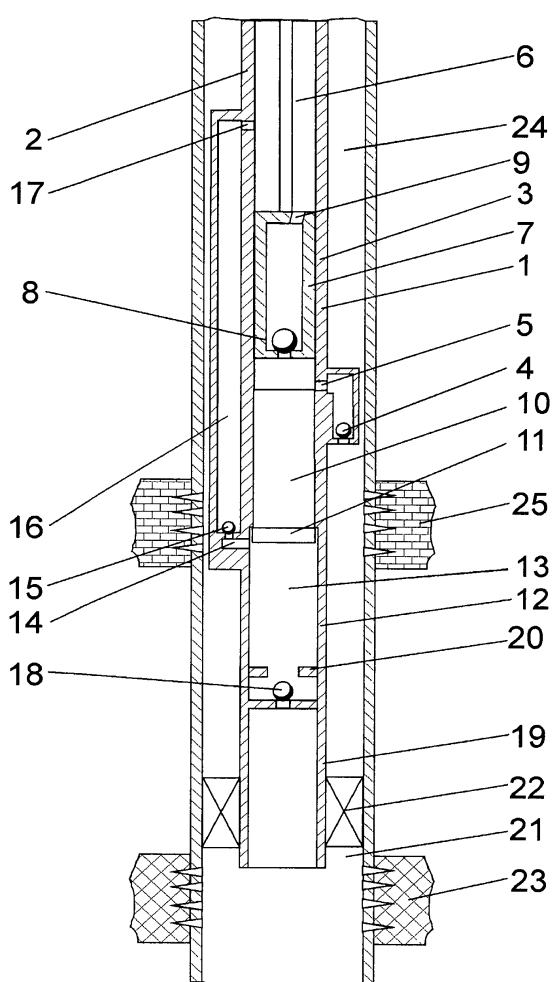


Рисунок 5.1 – Схема установки для ОРЭ с разделительным поршнем и обычными штангами со смешением продукции

5.1 Установка для одновременно-раздельной эксплуатации с разделительным поршнем и смешением продукции

На рисунке 5.1 показана схема установки с совместным подъемом продукции двух пластов. Установка содержит насос 1, спущенный на колонне лифтовых труб 2, цилиндр 3 которого снабжен боковым клапаном 4 и отверстием 5. Внутри цилиндра 3 на штангах 6 перемещается полый плунжер 7 с нагнетательным клапаном 8 и каналом 9 и разделительный поршень 10 с ограничителем 11. К нижней части цилиндра 3 присоединен трубчатый корпус 12, внутренняя полость 13 которого выполнена с большим диаметром, чем у цилиндра 3. Верхняя часть полости 13 корпуса 12 сообщена через отверстие 14, обратный клапан

15 и канал 16 с отверстием 17 в верхней части цилиндра 3. В нижней части корпуса 12 размещен основной всасывающий клапан 18, сообщенный с хвостовиком 19, и выступы 20. Хвостовик 19 сообщен с полостью 21 под пакером 22, сообщенной с нижним пластом 23. Межтрубное пространство 24, находящееся выше пакера 22, сообщено с верхним пластом 25.

Работает установка следующим образом. После установки пакера 22 между пластами 23 и 25 и спуска установки с насосом 1 и хвостовиком 19 на колонне лифтовых труб 2 до герметичного взаимодействия хвостовика 19 с пакером 22 и сообщения его с подпакерным пространством 21 начинают эксплуатацию двух пластов 23 и 25. Когда плунжер 7 находится в НМТ, часть разделительного поршня 10 остается в цилиндре 3, а часть находится в полости 13 корпуса 12. При движении плунжера 7 вверх между ним и разделительным поршнем 10 создается разрежение, и под действием возникшего перепада давления поршень 10 перемещается за плунжером 7, создавая разрежение в полости 13 корпуса 12. Под действием перепада давления продукция нижнего пласта 23 через подпакерное пространство 21, хвостовик 19 и всасывающий клапан 18 поступает в полость 13 корпуса 12. При достижении верхним торцом поршня 10 отверстия 5 бокового всасывающего клапана 4 он останавливается из-за упора ограничителя 11 в нижний торец цилиндра 3. Одновременно плунжер 7 минует отверстие 5, и в цилиндр 3 над поршнем 10 начинает поступать через межтрубное пространство 24, боковой всасывающий клапан 4 и отверстие 5 продукция верхнего пласта 25.

После достижения ВМТ плунжер 7 движется вниз, нагнетательный клапан 8 открывается, и продукция верхнего пласта вытесняется через плунжер 7 и канал 9 в полость лифтовых труб 2.

При достижении плунжером 7 отверстия 5 бокового клапана 4 начинается вытеснение поршнем 10, толкаемым плунжером 7, продукции

нижнего пласта 23 через отверстие 14, обратный клапан 15, канал 16 и отверстие 17 в полость лифтовых труб 2.

При достижении плунжером 7 НМТ цикл повторяется, причем одновременно верхний торец плунжера 7 вытесняет из полости лифтовых труб 2 продукцию пластов в трубопровод сбора продукции скважин.

Изменением положения плунжера 7 относительно отверстия 6 можно в определенных пределах изменять соотношение дебитов пластов 23 и 25. Так, если приподнять плунжер 7, увеличится отбор продукции верхнего пласта 25 и уменьшится отбор из нижнего 23. Если же опустить плунжер 7, то, наоборот, увеличится отбор из нижнего пласта 23 и уменьшится из верхнего 25. Выступы 20 ограничивают полный выход разделительного поршня 10 из цилиндра и используются при монтаже установки, при работе установки поршень 10 до них не доходит.

Причем при равенстве внутренних диаметров цилиндра 3 и полости 13 корпуса 12 работоспособность установки сохраняется, если разделительный поршень 10 входит в полость 13 корпуса 12 негерметично.

Отверстие 17 предназначено для подачи продукции нижнего пласта 23 в полость лифтовых труб 2 и может быть выполнено как в верхней части цилиндра 3, так и в колонне лифтовых труб 2 выше цилиндра 3.

В этой установке нет необходимости обязательного присоединения бокового всасывающего клапана к объекту с большим забойным давлением на приеме насоса. Установка работает и происходит разделение продукции независимо от перепадов давлений. Это можно увидеть на характерных динамограммах.

На рисунке 5.2 представлена динамограмма работы установки для ОРЭ с разделительным поршнем и смешением продукции, внедренной на скв. 8036 НГДУ «Елховнефть». Отчетливо видна обратная ступенька, вызванная большим давлением нижнего пласта.

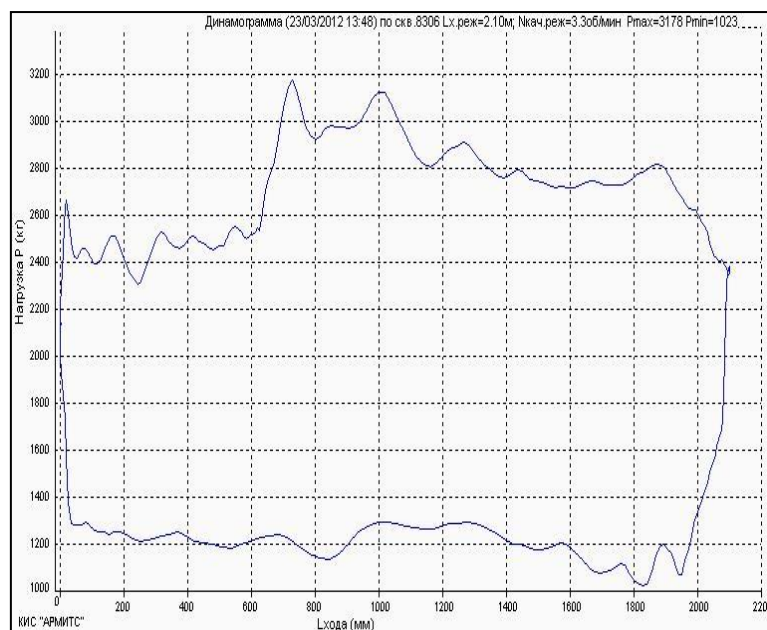


Рисунок 5.2 – Динамограмма работы установки в скв. 8036
НГДУ «Елховнефть»

Таблица 5.1 – Результаты внедрения установки с РП и смешением продукции пластов

Номер скважины и НГДУ	Горизонт	Параметры работы установки				
		Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	Обв. %	H _{дин} м	P _{заб} , МПа
8306 «Елховнефть»	Тульский (1276–1280 м)	2,3	1,73	17	990	3,0
	Кизеловский (1297–1305 м)	3,7	2,83	15,4	-	2,48
	Суммарно	6	4,56	16		
30330 «Джалильнефть»	Кыновский Д0 (1806–1809 м)	18	4,8	69	940	6,4
	Д1а (1819–1821, 1823–1824 м)	8	3,5	49	-	9,8
	Суммарно	26	8,3	63		

Как уже отмечалось, такая установка имеет ряд преимуществ перед однолифтовой:

а) так как всасывающие клапаны разделены поршнем, обязательно подключение к боковому клапану пласта с большим забойным давлением, что особенно важно, когда пласты недостаточно исследованы;

б) переналадку для работы одного пласта с целью определения обводненности продукции можно осуществлять по любому из них или, при необходимости, последовательно по обоим.

Габариты установки позволяют включать в компоновку комплексы постоянного мониторинга для замера давления по каждому объекту.

5.2 Установка с разделительным поршнем и полыми штангами

Принцип, заложенный в установку с разделительным поршнем, позволил реализовать установку с раздельным подъемом продукции. Для скважин, где смешение жидкости недопустимо, была разработана однолифтовая установка, в которой с помощью разделительного поршня и полых штанг производится раздельный подъем продукции объектов [64, 68] при сохранении всех остальных преимуществ однолифтовой установки. На рисунке 5.3 показана схема установки.

Установка содержит насос 1, спущенный на колонне лифтовых труб 2, цилиндр 3 которого снабжен боковым клапаном 5 и отверстием 6. Внутри цилиндра 3 на полых штангах 7 с полостью 4 перемещаются полый плунжер 8 с нагнетательным клапаном 9 и разделительный поршень 10 с ограничителем 11. К нижней части цилиндра 3 присоединен трубчатый корпус 12, внутренняя полость 13 которого выполнена с большим диаметром, чем у цилиндра 3. Верхняя часть полости 13 корпуса 12 сообщена через отверстие 25, обратный клапан 24 и канал 14 с отверстием 15 в верхней части цилиндра 3. В нижней части корпуса 12 размещен основной всасывающий клапан 16, сообщенный с хвостовиком 17, и выступы 18. Хвостовик 17 сообщен с полостью 19 под пакером 20, сообщенной с нижним пластом 21. А межтрубное пространство 22, находящееся выше пакера 20, сообщено с верхним пластом 23.

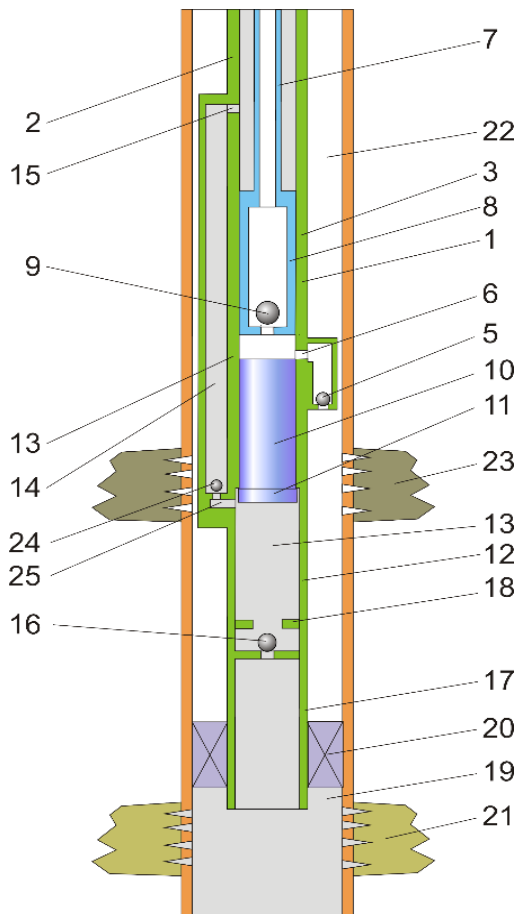


Рисунок 5.3 – Однолифтовая установка с РП и полыми штангами

Установка работает следующим образом.

После установки пакера 20 между пластами 21 и 23 и спуска установки с насосом 1 и хвостовиком 17 на колонне лифтовых труб 2 до герметичного взаимодействия хвостовика 17 с пакером 20 и сообщения его с подпакерным пространством 19 начинают эксплуатацию двух пластов 21 и 23. Когда плунжер 8 находится в нижней точке, часть разделительного поршня 10 остается в цилиндре 3, а часть находится в полости 13 корпуса 12. При движении плунжера 8 вверх между ним и разделительным поршнем 10 создается разрежение, и под действием возникшего перепада давления поршень 10 перемещается за плунжером 8, создавая разрежение в полости 13 корпуса 12. Под действием перепада давления продукция нижнего пласта 21 через подпакерное пространство 19, хвостовик 17 и всасывающий клапан 16 поступает в полость 13 корпуса 12. При достижении верхним торцом поршня 10 отверстия 6 бокового всасывающего клапана 5 он останавливается из-за упора ограничителя 11 в нижний торец цилиндра 3. Одновременно плунжер 8 минует отверстие 6, и в цилиндр 3 над поршнем 10 начинает поступать через межтрубное пространство 22, боковой всасывающий клапан 5 и отверстие 6 продукция верхнего пласта 23.

После достижения ВМТ плунжер 8 движется вниз, нагнетательный клапан 9 открывается, и продукция верхнего пласта вытесняется через плунжер 8 и полость 4 штанг 7 в систему сбора.

При достижении плунжером 8 отверстия 6 бокового клапана 5 открывается ранее перекрытое плунжером 8 отверстие 15, и начинается

вытеснение поршнем 10, толкаемым плунжером 8, продукции нижнего пласта 21 через отверстие 25, обратный клапан 24, канал 14 и отверстие 15 в полость лифтовых труб 2.

При достижении плунжером 8 НМТ цикл повторяется, причем одновременно верхний торец плунжера 8 вытесняет из полости лифтовых труб продукцию нижнего пласта в трубопровод сбора продукции скважин.

На устье скважины производят замер количества добытой по каждому пласту 21 и 23 продукции установкой систем СКЖ [9, 11, 15] на каждый пласт (рисунок 5.4). При данной технологии отбор проб для определения обводненности также ведется отдельно по каждому каналу.



Рисунок 5.4 – Устье скважины, оборудованной установкой для ОРЭ с разделительным поршнем и полыми штангами

Далее продукции пластов 21 и 23 перекачивают по трубопроводам отдельно, если их нельзя смешивать, или совместно по одному трубопроводу. Изменением положения плунжера 8 относительно отверстия 6 можно в определенных пределах изменять соотношение дебитов пластов 21 и 23. Так, если приподнять плунжер 8, увеличится отбор продукции верхнего пласта 23

и уменьшится отбор из нижнего 21. Если же опустить плунжер 8, то, наоборот, увеличится отбор из нижнего пласта 21 и уменьшится из верхнего 23. Причем, в отличие от обычной однолифтовой, конструкция установки не зависит от соотношений забойных давлений пластов 21 и 23 – она будет работать одинаково при любом их соотношении без изменения конструкции. Выступы 18 ограничивают полный выход разделительного поршня 10 из цилиндра и используются при монтаже установки, при работе установки поршень 10 до них не доходит.

Так же, как и в установке со смешением продукции, динамограмма установки с разделительным поршнем и полыми штангами может иметь и обратную ступень, т.е. для ее работы нет необходимости, чтобы забойное давление у бокового всасывающего клапана было больше, чем около основного. На рисунке 5.5 показаны динамограммы, снятые в скв. 928 НГДУ «Бавлынефть» сразу же после запуска (рисунок 6.5а), когда забойное давление (в тот момент фактически пластовое) у нижнего пласта было выше, и после выхода на режим (рисунок 6.5б), когда стало все наоборот.

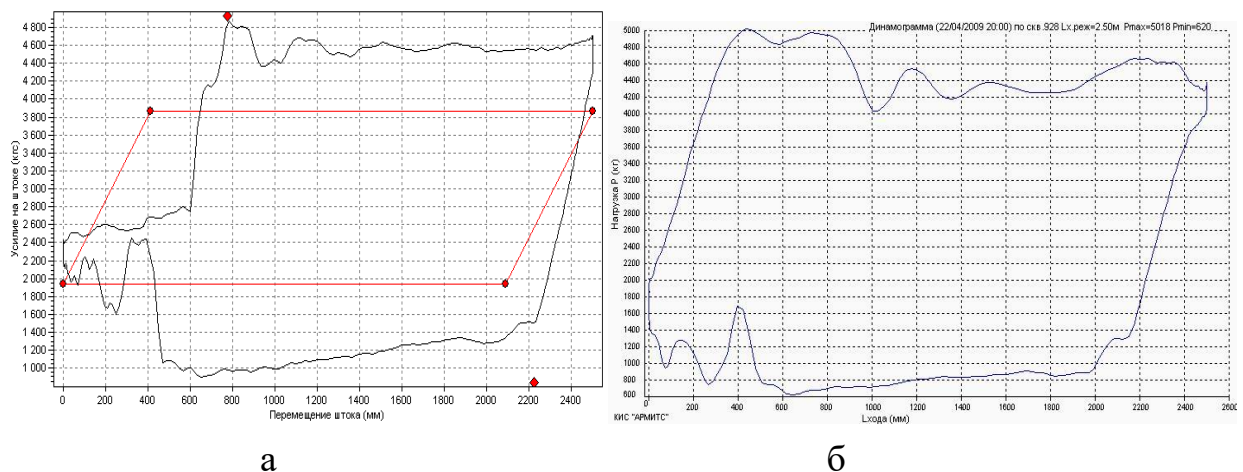


Рисунок 5.5 – Динамограммы со скв. 928 НГДУ «Бавлынефть»

Как видно на рисунке 5.5а, нагрузка в начале динамограммы была меньше, чем после прохождения плунжером 6 всасывающего клапана 3, а после выхода на режим (рисунок 5.5б) забойное давление у верхнего пласта стало больше, что и привело к изменению вида динамограммы.

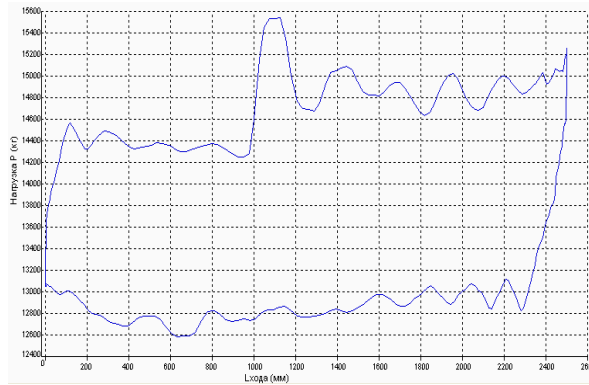


Рисунок 5.6 – Динамограмма
со скв. 3049

На рисунке 5.6 приведена динамограмма с другой скважины. Видно, что у нижнего пласта забойное давление выше, чем у верхнего. Установка позволяет отдельно добывать и поднимать на поверхность продукцию двух пластов, что снимает все проблемы, связанные с

определением дебитов и обводненности их продукции. При этом установка сохранила возможность, как и в однолифтовой установке, легко, изменением положения плунжера, менять соотношение дебитов пластов.

Динамограмма у этой установки весьма информативна и позволяет вычислить забойное давление нижнего пласта по ступеньке на динамограмме. Кроме того, наличие только одной лифтовой колонны не препятствует спуску на кабеле прибора для измерения забойных давлений.

Но в процессе эксплуатации установок с разделительным поршнем и полыми штангами столкнулись с проблемой малой наработки полых штанг на отказ. Хотя средняя наработка по всем скважинам с полыми штангами и была около 400 сут, на многих скважинах отмечались обрывы по полым штангам. При этом сам принцип работы установки с разделительным поршнем доказал свою работоспособность.

5.3 Установка для одновременно-раздельной эксплуатации с разделительным поршнем и дополнительным лифтом (УОРЭ ДЛ)

Как уже отмечалось, в установках с полыми штангами наблюдалась малая наработка самих полых штанг. В связи с этим был предложен вариант подъема продукции в установках с разделительным поршнем по дополнительному лифту. Данная установка обеспечивает разобщение пластов, возможность раздельной эксплуатации, а также подъем и учет добываемой продукции. Подземная часть установки может быть собрана в двух исполнениях: с

цилиндра 3 на штангах 6 перемещается полый плунжер 7 с нагнетательным клапаном 8 и каналом 9, и разделительный поршень 10 с ограничителем 11. К нижней части цилиндра 3 присоединен трубчатый корпус 12, внутренняя полость 13 которого выполнена с большим диаметром, чем у цилиндра 3. Верхняя часть полости 13 корпуса 12 сообщена через отверстие 14, обратный клапан 15, технологический канал 16 и отверстие 17, соединена с отдельным трубопроводом 26, сообщенным с устьем скважины. В качестве трубопровода 26 может быть использована дополнительная лифтовая колонна или гибкая труба, спускаемая вместе с основной колонной лифтовых труб 2.

Работает установка следующим образом. После установки пакера 22 (рисунок 5.7) между пластами 23 и 25 и спуска установки с насосом 1 и хвостовиком 19 на колонне лифтовых труб 2 до герметичного взаимодействия хвостовика 19 с пакером 22 и сообщения его с подпакерным пространством 21 начинают эксплуатацию двух пластов 23 и 25. Когда плунжер 7 находится в НМТ, часть разделительного поршня 10 остается в цилиндре 3, а часть находится в полости 13 корпуса 12. При движении плунжера 7 вверх между ним и разделительным поршнем 10 создается разрежение, и под действием возникшего перепада давления поршень 10 перемещается за плунжером 7, создавая разрежение в полости 13 корпуса 12. Под действием перепада давления продукция нижнего пласта 23 через подпакерное пространство 21, хвостовик 19 и всасывающий клапан 18 поступает в полость 13 корпуса 12. При достижении верхним торцом поршня 10 отверстия 5 бокового всасывающего клапана 4 он останавливается из-за упора ограничителя 11 в нижний торец цилиндра 3. Одновременно плунжер 7 минует отверстие 5, и в цилиндр 3 над поршнем 10 начинает поступать через межтрубное пространство 24, боковой всасывающий клапан 4 и отверстие 5 продукция верхнего пласта 25.

После достижения ВМТ плунжер 7 движется вниз, нагнетательный клапан 8 открывается и продукция верхнего пласта вытесняется через плунжер 7 и канал 9 в полость лифтовых труб 2.

При достижении плунжером 7 отверстия 5 бокового клапана 4 начинается вытеснение поршнем 10, толкаемым плунжером 7, продукции нижнего пласта 23 через отверстие 14, обратный клапан 15, канал 16 и отверстие 17 в полость трубопровода 26.

При достижении плунжером 7 НМТ цикл повторяется.

Изменением положения плунжера 7 относительно отверстия 5 можно в определенных пределах изменять соотношение дебитов пластов 23 и 25. Так, если приподнять плунжер 7, увеличится отбор продукции верхнего пласта 25 и уменьшится отбор из нижнего 23. Если же опустить плунжер 7, то, наоборот, увеличится отбор из нижнего пласта 23 и уменьшится из верхнего 25. Выступы 20 ограничивают полный выход разделительного поршня 10 из цилиндра и используются при монтаже установки, при работе установки поршень 10 до них не доходит.

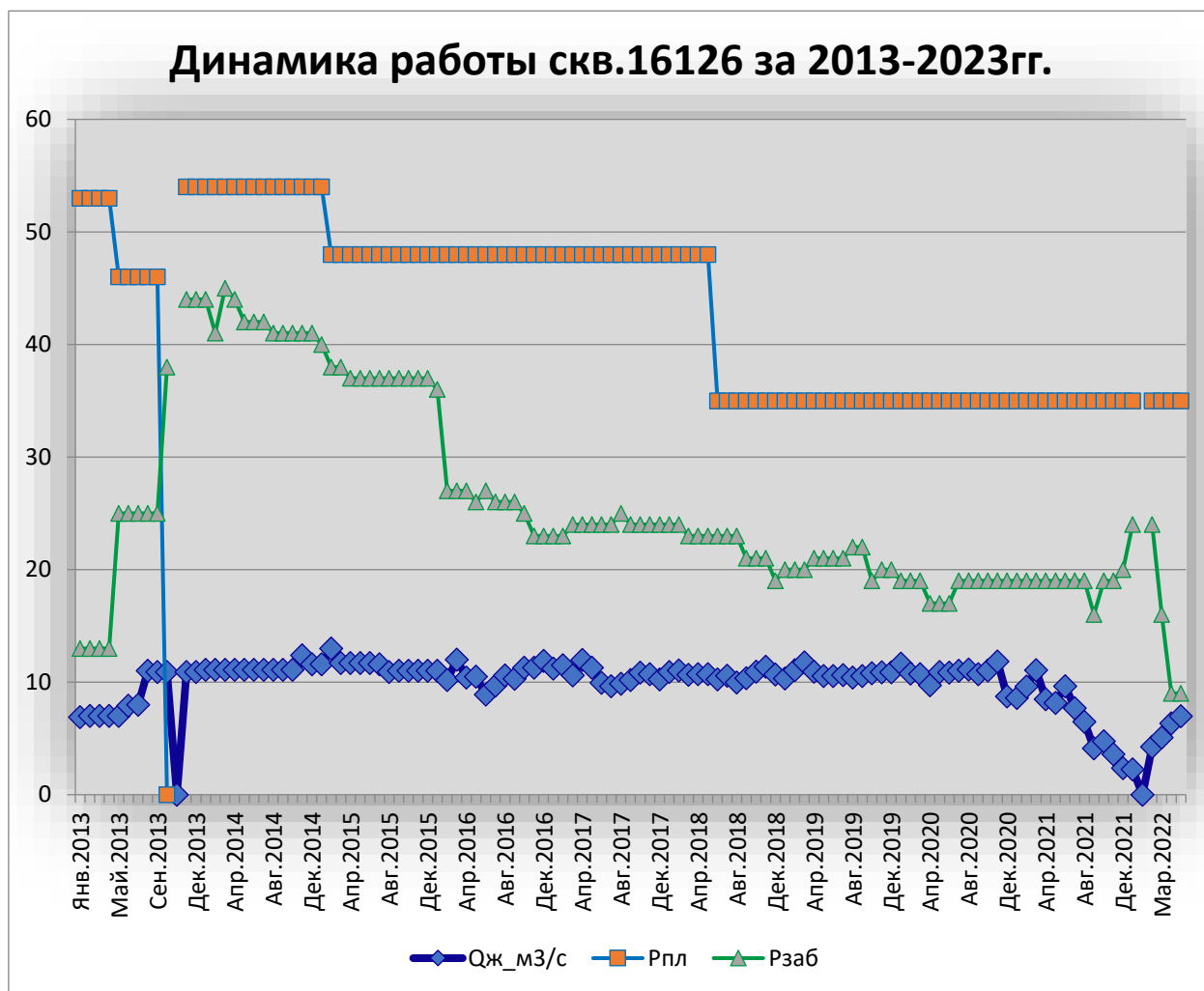
При использовании данной установки дебиты пластов определяются методом прямого учета, обводненность – методом прямого замера; забойное давление – по динамограмме и при помощи спуска измерительного прибора.

Установка с параллельными лифтами внедрена в скв. 16126 НГДУ «Ямашнефть» в ноябре 2013 г. (таблица 5.2). Насос ТНМ-175 с разделительным поршнем и соединительным узлом расположен на глубине 1092,3 м, пакер ПРО-ЯТ-О-142 – на глубине 1150 м.

Таблица 5.2 – Показатели работы скв. 16126 НГДУ «Ямашнефть» при внедрении

Горизонт	Показатели		
	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	W, %
Бобриковский + радаевский (1143,5–1146 м)	3,9	3,26	5
Турнейский (1154–1164 м)	7,2	6,11	5
Суммарно	11,1	9,37	5

Примечательно, что данная установка проработала в скважине без ремонтов более 2600 суток. Практически на протяжении всего времени работы установки дебит сохранялся в пределах 11-12 м³/сут. На рисунке 5.8 показаны динамика работы скважины с установкой для ОРЭ с разделительным поршнем и дополнительным лифтом.



К сожалению, замер дебита осуществлялся только по ГЗУ, поэтому отсутствует замер по каждому пласту в отдельности. Установка проработала в скважине с ноября 2013 года по январь 2022 года без единого ремонта.

По динамограмме, представленной на рисунке 5.8, виден момент, когда плунжер упирается в разделительный поршень и вытесняет продукцию нижнего пласта весом штанги.

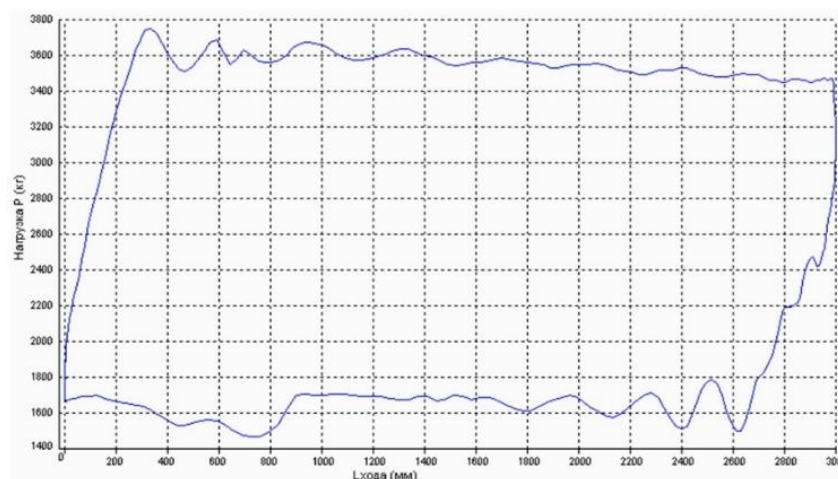


Рисунок 5.9 – Пример динамограммы работы установки для ОРЭ с разделительным поршнем и дополнительным лифтом

Скважина и динамограмма интересны тем, что при равенстве забойных давлений отсутствует ступенька на верхней ветви динамограммы, но она есть на нижней – обратном ходе, что позволяет определить дебиты пластов, зная общий и используя имеющиеся динамограммы.

5.4 Установка с разделительным поршнем и подъемом продукции по эксплуатационной колонне

При эксплуатации фонда с высоковязкой продукцией столкнулись с проблемой невозможности подъема вязкой продукции в установках для ОРЭ [60]. Есть фонд скважин, где продукция одного из пластов попадает под льготный налог НДПИ, но при этом обязательно должен быть учет продукции. То есть такие скважины при условии их эксплуатации методом ОРЭ обязательно должны иметь точный раздельный учет, а это можно сделать при раздельном подъеме продукции по разным каналам. При этом вязкость продукции настолько высока, что не может подниматься по НКТ малого диаметра (установки двухлифтовые или РП с ДЛ). Решением данной проблемы является увеличение сечения каналов для подъема продукции, а вследствие этого уменьшение скорости потока, гидравлических потерь и образования эмульсии при наличии в продукции воды.

Указанная задача решается разработкой установки с разделительным поршнем и подъемом продукции по ЭК. Установка состоит из подземного и наземного оборудования. В состав подземного оборудования установки входят два пакера для разобщения объектов, колонна штанг для спуска плунжера насоса, колонна НКТ для спуска насоса, пакера и транспортировки продукции одного из объектов на поверхность, хвостовик и штанговый насос с дополнительным всасывающим клапаном, сообщенным выходом с отверстием в стенке цилиндра, полым корпусом, верхняя часть которого снабжена обратным клапаном, а нижняя – основным всасывающим клапаном и разделительным поршнем, размещенным ниже отверстия для бокового клапана в цилиндре с возможностью ограниченного продольного перемещения вниз в полость корпуса и вверх под воздействием плунжера. В состав наземного оборудования входят привод насоса, устьевая арматура и линии отвода продукции из скважины, полированный шток и приборы контроля работы насоса.

Схема установки для одновременно-раздельной добычи с отдельным подъемом продукции по эксплуатационной колонне (УОРД РПЭК) представлена на рисунке 5.10.

Установка содержит штанговый насос 1, спущенный в скважину на НКТ 2, цилиндр 3 которого снабжен отверстием 4 с дополнительным всасывающим клапаном 5. Внутри цилиндра 3 на штангах 6 перемещается плунжер 7 с нагнетательным клапаном 8 и разделительный поршень 9 с ограничителем 10. К нижней части цилиндра 3 присоединен полый корпус 11, внутренняя полость 12 которого выполнена с большим диаметром, чем у цилиндра 3. В верхней части корпуса установлен обратный клапан 13, сообщенный выходом с межтрубным пространством 14, образованным эксплуатационной 15, лифтовой 2 колоннами, и дополнительным пакером 16, установленным выше верхнего пласта 17. В нижней части корпуса 11 установлен основной всасывающий клапан 18, сообщенный входом через канал 19 в хвостовике 20 с пространством под основным пакером 21, сообщенным с нижним пластом

22. Дополнительный всасывающий клапан 5 сообщен каналом 23, проходящим по обводной трубке 24 и каналу 19 в хвостовик 20, с верхним пластом 17, отделенным дополнительным пакером 16 от межтрубного пространства и основным пакером 21 от нижнего пласта 22.

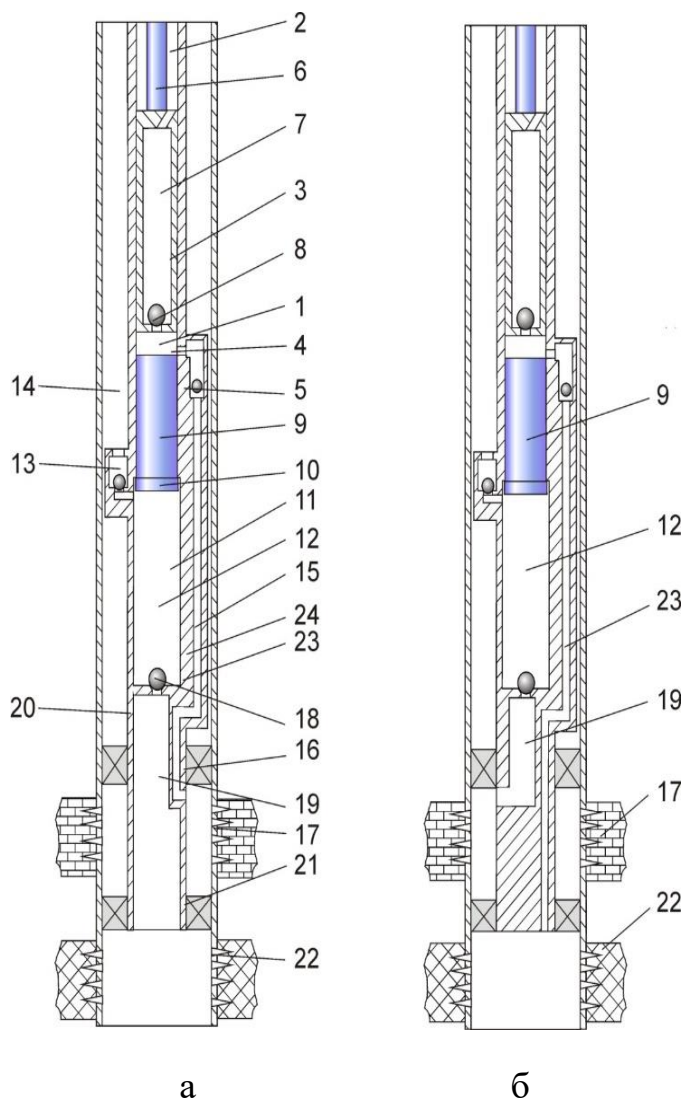


Рисунок 5.10 – Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов с раздельным подъемом продукции по НКТ и ЭК

На рисунке 5.10б показана установка, в которой канал 19 сообщен с верхним 17, а канал 23 с нижним 22 пластами.

Работает установка следующим образом. При движении плунжера 7 (рисунок 5.10) вместе с разделительным поршнем 9, приводимого штанговой колонной 6, вверх в полость 12 корпуса 11, через основной всасывающий клапан 18, канал 19, пространство под основным пакером 21 поступает

продукция нижнего пласта 22. После достижения ограничителями 10 нижнего торца цилиндра 3 разделительный поршень 9 останавливается, а плунжер 7 продолжает двигаться вверх, создавая разрежение в пространстве между ним и поршнем 9, куда через дополнительный всасывающий клапан 5, канал 23, проходящий по трубке 24 и хвостовику 20, пространство между основным 21 и дополнительным 16 пакерами, поступает продукция верхнего пласта 17. После достижения ВМТ плунжер 7 движется вниз, при этом продукция верхнего пласта 17 вытесняется через нагнетательный клапан 8 в полость НКТ 2 и далее вверх до устья скважины (на рисунке 5.9 не показано). После достижения плунжером 7 поршня 9 они двигаются вместе, вытесняя поршнем 9 продукцию нижнего пласта 22 через обратный клапан 13, выполняющий функцию дополнительного нагнетательного клапана, в межтрубное пространство, образованное НКТ 2 и эксплуатационной колонной 15, и до устья скважины. При выполнении установки по схеме, приведенной на рисунке 5.10б, когда плунжер движется вверх, в полость 12 корпуса 11 поступает сначала продукция верхнего пласта 17, а после остановки разделительного поршня 9 – продукция нижнего пласта 22. Режим работы установки в целом определяется параметрами используемого насоса, его привода, а также параметрами работы пластов [29, 92, 104].

Таким образом, предлагаемая установка позволяет без применения полых штанг отдельно эксплуатировать два пласта и поднимать отдельно их продукцию. Особенно эффективно применение данной установки в скважинах с высоковязкой продукцией, при этом желательно более вязкую продукцию поднимать по межтрубному пространству.

Установка также снабжена измерительным комплексом, позволяющим определять забойное давление обоих пластов.

В конце октября 2012 г. установка внедрена в ОАО «ТНП-Зюлеевнефть», в скв. 2312. В этой скважине продукция нижнего, бобриковского, горизонта высоковязкая, имеет льготу по НДС и учитывается отдельно, поэтому ее подъем из этого пласта осуществляется по межтрубному пространству ЭК.

Средние показатели по дебиту: верхний башкирский горизонт – 2,3 м³/сут, нижний, бобриковский со льготой по НДСП, – 2,2.

На рисунке 5.11 представлена динамограмма работы установки на этой скважине.

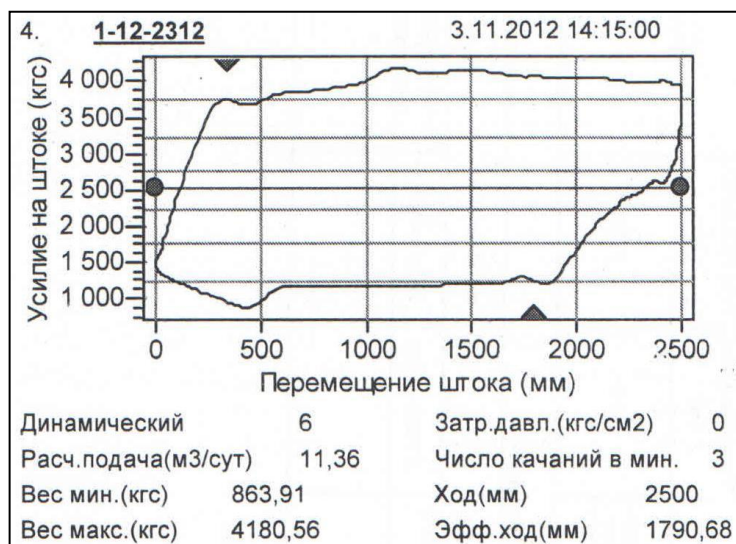


Рисунок 5.11 – Динамограмма работы установки с разделительным поршнем и подъемом продукции по ЭК

В дальнейшем только в ОАО «ТНП-Зюзеевнефть» было внедрено более 20 подобных установок.

5.5 Выводы

1. Предложено разделить всасывающие клапаны однолифтовой установки свободно перемещающимся под действием плунжера или создаваемого при его перемещении перепада давлений разделительным поршнем. В качестве разделительного поршня предложено использовать еще один заглушенный плунжер.

2. Оснащением однолифтовой установки разделительным поршнем, нагнетательным клапаном и каналом, сообщаемым его с полостью НКТ, получена установка со смешанным подъемом продукции, защищенная патентом на полезную модель.

3. Соединением в установке с разделительным поршнем плунжера однолифтовой установки с полыми штангами создана установка с раздельным подъемом продукции по колонне НКТ и полым штангам, признанная изобретением.

4. Присоединением к дополнительному нагнетательному клапану дополнительного лифта параллельно или концентрично колонне НКТ создана установка с подъемом продукции по дополнительному лифту, защищенная патентом на полезную модель.

5. Сообщением дополнительного нагнетательного клапана с межтрубным пространством создана установка с подъемом продукции по ЭК.

6. Все установки с РП прошли промысловые испытания и исследования с помощью динамометрирования.

7. Установлено, что динамограммы на установках с РП могут иметь обратную ступеньку, т.е. ЗДВП может быть ниже по величине, чем ЗДНП, т.к. благодаря РП не происходит неконтролируемого отбора жидкости из нижнего пласта, не нужно менять схемы подключения пластов в зависимости от соотношения забойных давлений.

ГЛАВА 6. ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ

1. Химико-аналитическая методика определения обводненности продукции пластов для установок ОРЭ со смешением продукции пластов включена в «Методику определения обводненности объектов разработки при одновременно-раздельной эксплуатации», ЕРБ 01-568-1.0-2010. РД 153-39.0-654-10. Широко применяется при использовании всех установок со смешением продукции пластов в ПАО «Татнефть». Экономический эффект не рассчитывался. Объемы применения не контролируются.

2. Методика определения забойных давлений пластов по ступеньке на динамограмме при работе однолифтовой установки для ОРЭ включена во «Временную инструкцию по гидродинамическим методам исследований скважин, оборудованных установкой для одновременно-раздельной эксплуатации» РД-39.0-575-08. Широко применяется при использовании всех однолифтовых установок в ПАО «Татнефть». Экономический эффект не рассчитывался. Объемы применения не контролируются.

3. В ПАО «Татнефть» ведется промышленное внедрение установок на основе разделительного поршня. Внедрено более 50 установок, дополнительная добыча от внедрения достигла 193,51 тыс. т нефти. Экономический эффект от внедрения новых установок для ОРЭ с разделительным поршнем составил 238,637 млн руб., что подтверждается приложенной справкой (рисунок 6.1).

ПАО «ТАТНЕФТЬ»
имени В.Д. Шашина



В.Д. Шашин исемендәге
«ТАТНЕФТЬ» ААҖ

СТРУКТУРНОЕ
ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ
«ТАТНЕФТЬ - ДОБЫЧА»

«ТАТНЕФТЬ - ДОБЫЧА»
СТРУКТУРА БУЛЕКЧЭСЕ

ул. Ленина, 75, г. Альметьевск,
Республика Татарстан, 423450

Ленин ур., 75, Әлмәт шәһәре,
Татарстан Республикасы, 423450

« ____ » ____ 20 г. № ____
На ____ от ____

Начальнику отдела эксплуатации
и ремонта скважин института
«ТатНИПИнефть»
К.М. Гарифову

Справка

Об объемах внедрения, дополнительной добыче и экономическом эффекте от установок для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), с разбивкой по видам установок и патентам.

№ п. п.	Наименование	объем внедрения (скв.)	доп. добыча тыс.т.	Эффект млн.руб.
1	Установка для ОРЭ двух объектов в скважине с использованием штангового насоса с разделительным поршнем и полых штанг (патент РФ 2370641)	3	20,62	0,073
2	Установка для ОРЭ с разделительным поршнем и смешением продукции (патент РФ 112263 варианты)	9	45,25	214,59
3	Установка для ОРЭ с разделительным поршнем и дополнительным лифтом (патент РФ 112263 варианты)	1	5,25	23,844
4	Установка для ОРЭ с разделительным поршнем и подъемом по ЭК (патент РФ 133191)	38	122,39	0,130
5	Определение забойных давлений. Временная инструкция Гидродинамические методы исследований скважин, оборудованных установкой для одновременно-раздельной	Применяется в качестве методики, на всех однолифтовых скважинах для ОРЭ		

10/04/2025

	эксплуатации РД 153-39.0-575-08			
6	Методика определения обводненности объектов разработки при одновременно-раздельной эксплуатации. РД 153-39.0-654-10 (патент РФ 2449118)	Применяется в качестве методики, на всех скважинах для ОРЭ со смешением продукции. Эффект не посчитывался		
	ИТОГО		193,51	238,637

Заместитель начальника управления
добычи нефти и газа ПАО «Татнефть»

А.В. Артюхов

Рисунок 6.1 – Справка об объемах внедрения, дополнительной добыче и экономическом эффекте от установок для ОРЭ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработана методика определения обводненности продукции пластов для установок ОРЭ со смешением продукции пластов на основе анализа ионного состава вод, признанная изобретением. Установлена достаточная стабильность ионного состава в течение трех-четырех лет.

2. Разработана методика определения забойного давления нижнего пласта, отделенного пакером, при одновременно-раздельной эксплуатации однолифтовой скважинной насосной установкой, основанная на изменении нагрузки в точке подвеса штанговой колонны при открытии дополнительного всасывающего клапана. Проведены сравнения полученных данных с прямым замером забойных давлений системой постоянного мониторинга.

3. Установлено наличие колебаний забойного давления пласта, находящегося под пакером, в течение одного цикла амплитудой в некоторых скважинах до 7–8 МПа и достижение величины забойного давления верхнего пласта, приводящее к неконтролируемой работе обоих пластов в течение одного цикла. Обоснована необходимость разделения всасывающих клапанов.

4. На основе технического решения разделения всасывающих клапанов в однолифтовой установке для ОРЭ с использованием одного СШН с дополнительным всасывающим клапаном, размещением разделительного поршня в цилиндре насоса, свободно перемещающегося под действием плунжера и создаваемого при его движении перепада давлений между всасывающими клапанами, разработаны технологические схемы ОРЭ, в том числе с раздельным подъемом продукции пластов одним насосом, защищенные одним патентом на изобретение и двумя патентами на полезную модель. Широким промышленным внедрением подтверждена их эффективность и работоспособность. Экономический эффект от внедрения новых схем ОРЭ с разделительным поршнем составил 238,637 млн руб.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВМТ – верхняя мертвая точка

ГЗУ – групповая замерная установка

ГИК – геофизический измерительный комплекс

ДЛ – дополнительный лифт

ЗДВП – забойное давление верхнего пласта

ЗДНП – забойное давление нижнего пласта

КВД – кривая восстановления давления

НКТ – насосно-компрессорные трубы

НМТ – нижняя мертвая точка

ОРД – одновременно-раздельная добыча

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация

ПШСН – привод штангового скважинного насоса

РП – разделительный поршень

СКЖ – счетчик количества жидкости

СШН – скважинный штанговый насос

ЧРЭП – частотно-регулируемый электропривод

ЭК – эксплуатационная колонна

ЭЛН – электроприводный лопастный насос

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Baker Oil Tools, Inc. Catalog
- 2 Beggs, H. Dale. Production optimization. Using NODAL Analysis. OGCI Publications, Tulsa, Ok., 1991.
- 3 Commercial Application of Dual Completion Technology / Глуходед А.В., Гарифов К.М [и др.] // Society of Petroleum Engineers: SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition 2010, 26-28 October 2010, Moscow, Russia. – Moscow, 2010. – Vol. 2. – P. 1121-1129. – SPE-136423-MS.
- 4 Haliburton, Inc. Catalog
- 5 Leonov, V.A. ORRNEO Technology (Single Commingle Development of Several Production Zones) / V.A. Leonov, M. Sharifov, O. Garipov // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, October 3-6, 2006, Moscow, Russia. – SPE-104338-MS. – <https://doi.org/10.2118/104338-MS>.
- 6 Mian, M.A. Petroleum engineering handbook for the practicing engineer. Tulsa, Pennwell Books, 1991.
- 7 Petroleum engineering handbook. Oil System correlation. Butterworth-Heinemann, 1987.
- 8 Smith Eurasia, Inc. Catalog.
- 9 Абрамов, Г.С. Практическая расходометрия в промышленности / Г.С. Абрамов, А.В. Барычев, М.И. Зимин. – М.: ВНИИОЭНГ, 2000. – 471 с.
- 10 Абуталипов, У.М. Разработка и применение технологий ОРЭ в ОАО АНК «Башнефть» / У.М. Абуталипов // Инженерная практика. – 2010. – № 1. – С. 71-77.
- 11 Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при добыче, транспорте и переработке / А.Ш. Фатхутдинов, М.А. Слепян, Н.И. Ханов [и др.]. – М.: Недра, 2002. – 417 с.
- 12 Адонин, А.Д. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи / А.Д. Адонин. – М.: Недра, 1964. – 263 с.

13 Андронов, И.В. Измерение расхода жидкостей и газов / И.В. Андронов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 86 с. – (Б-ка по автоматике, вып. 617).

14 Аржиловский, А.В. Научные аспекты совместной разработки пластов и технологий ОРЭ (ОРЗ): автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.17 / А.В. Аржиловский; ГУП «ИПТЭР»; науч. рук. И.В. Владимиров. – Уфа, 2012. – 26 с.

15 Артемьев, В.Н. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений: [в 4 т.]. Т. 1. Скважина - промысловый сбор - ППД / В.Н. Артемьев, Г.З. Ибрагимов, А.И. Иванов; под ред. И.Т. Мищенко. – М.: Нефтегазтехнология АЛ, 2004. – 413 с.

16 Базив, В.Ф. Некоторые проблемы разработки многопластовых месторождений / В.Ф. Базив, С.Н. Закиров // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 11. – С. 58-60.

17 Баймухаметов, К.С. Опыт совместно-раздельной эксплуатации двух эксплуатационных горизонтов в одной скважине на Александровской площади / К.С. Баймухаметов, Р.Я. Нугаев // Опыт одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1964. – С. 137-143.

18 Безопасное ведение работ при раздельной эксплуатации пластов одной скважиной / Р.Я. Нугаев, Ш.Т. Джафаров, И.Г. Шарафутдинов, В.А. Рассказов. – М.: Недра, 1979. – 129 с.

19 Беленький, В.Н. Разработка нефтяных месторождений с применением метода одновременной раздельной эксплуатации двух пластов в одной скважине / В.Н. Беленький // Опыт одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1964. – С. 31-43.

20 Белов, И.Г. Исследование работы глубинных насосов динамографом. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 128 с.

- 21 Белов, И.Г. Практические основы динамометрирования / И.Г. Белов. – Баку: Азнефтеиздат, 1947. – 108 с.
- 22 Блинов, А.Ф. Исследование совместно эксплуатируемых пластов / А.Ф. Блинов, Р.Н. Дияшев. – М.: Недра, 1971. – 176 с.
- 23 Валиуллин А.С., Пархимович А.Ю. Технологии эксплуатации и исследования многопластовых скважин. – Инженерная практика. – 2011. – № 3. – С. 104-107.
- 24 Валовский, В.М. Цепные приводы скважинных штанговых насосов / В.М. Валовский, К.В. Валовский. – М.: ВНИИОЭНГ, 2004. – 490 с.
- 25 Вахрушев, С.А. Применение систем ОРД в ОАО АНК «Башнефть» / С.А. Вахрушев, Р.А. Фаизов, А.В. Акимкин // Инженерная практика. – 2015. – № 2. – С. 2-12.
- 26 Вирновский, А.С. Теория и практика глубиннонасосной добычи нефти / А.С. Вирновский. – М.: Недра, 1971. – 184 с. – (Тр. / ВНИИ; вып. 57)
- Гарифов, К.М. Развитие одновременно-раздельной эксплуатации скважин / К.М. Гарифов, Н.Г. Ибрагимов, Р.Г. Заббаров // Нефть и жизнь. – 2008. – № 3. – С. 40-41.
- 27 Гарифов, К.М. Развитие одновременно-раздельной эксплуатации скважин / К.М. Гарифов, Н.Г. Ибрагимов, Р.Г. Заббаров // Нефть и жизнь. – 2008. – № 3. – С. 40-41.
- 28 Гилаев, Г.Г. Современные методы насосной добычи нефти: монография / Г.Г. Гилаев, Р.Н. Бахтизин, К.Р. Уразаков. – Уфа: Восточная печать, 2016. – 410 с.
- 29 Глуходед А.В. Практика применения установок для ОРЭ в ПАО «Татнефть» / А.В. Глуходед // Инженерная практика. – 2020. – № 3. – С. 56-59.
- 30 Глуходед А.В. Развитие одновременно-раздельной эксплуатации пластов в ПАО «Татнефть» / А.В. Глуходед, В.А. Балбошин // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф., приуроченной к 60-летию высшего

нефтегазового образования в Республике Татарстан, 28-29 окт. 2016 г. – Альметьевск : АГНИ, 2016. – Т. 1. – С. 353-357.

31 Глуходед А.В. Развитие одновременно-раздельной эксплуатации пластов в ПАО «Татнефть» / А.В. Глуходед, В.А. Балбошин // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф., 25-28 окт. 2017 г., г. Альметьевск. – Альметьевск: АГНИ, 2018. – Т. 1. – С. 72-78.

32 Глуходед А.В. Результаты внедрения и новые схемы ОРЭ на объектах ПАО «Татнефть» / А.В. Глуходед, В.А. Балбошин // Инженерная практика. – 2016. – № 5. – С. 4-13.

33 Глуходед А.В. Результаты, опыт эксплуатации и современное направление развития установок для ОРЭ в ОАО «Татнефть» / А.В. Глуходед, В.А. Балбошин // Инженерная практика. – 2015. – № 2. – С. 14-24.

34 Грайфер В.И. Оптимизация добычи нефти глубинными насосами / В.И. Грайфер, С.Б. Ишемгузин, Г.А. Яковенко. – Казань: Таткнигоиздат, 1973. – 215 с.

35 Движение газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев [и др.]. – М.: Недра, 1978. – 270 с.

36 Диагностирование глубинно-насосных скважин динамометрированием / Г.Г. Гилаев, Б.В. Ефименко, Л.С. Гончарова, В.С. Исупов. – Ижевск: Парацельс, 2008. – 212 с.

37 Дияшев Р.Н. Механизмы негативных последствий совместной разработки нефтяных пластов / Р. Н. Дияшев. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2004. – 192 с.

38 Заббаров, Р.Г. Совершенствование одновременно-раздельной эксплуатации пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений: автореф. дис... канд. техн. наук: 25.00.17 / Р.Г. Зубарев; ИЦ ОАО «Татнефть»; науч. рук. К.М. Гарифов. – Бугульма, 2009. – 23 с.

39 Ивановский В.Н. ОРЭ и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра / В.Н. Ивановский // Инженерная практика. – 2010. – № 1. – С. 4-15.

40 Иктисанов В.А. Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин / В.А. Иктисанов. – Казань: Плутон, 2007. – 123 с.

41 Иоаким Г. Добыча нефти и газа: пер. с рум. / Г. Иоаким; пер. П.А. Петрова. – М.: Недра, 1966. – 544 с.

42 Исследования работы установок для одновременно-раздельной эксплуатации пластов в скважинах малого диаметра / Н.Г. Ибрагимов, К.М. Гарифов, А.Х. Кадыров, В.А. Иктисанов, И.Н. Рахманов, А.В. Глуходед, В.А. Балбошин // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – 2014. – Вып. 82. – М., С. 249-255.

43 Каналин В.Г. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология / В.Г. Каналин, С.Б. Вагин, М.А. Токарев. – М.: Недра, 1997. – 366 с.

44 Кащавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. – М.: Орбита-М, 2004. – 431 с.

45 Коммерческое использование технологии заканчивания скважин под совместно-раздельную эксплуатацию в компании ОАО «Татнефть» / К.М. Гарифов, А.В. Глуходед, Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Фадеев, Р.Г. Заббаров // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 2. – С. 64.

46 Круман Б.Б. Расчеты при эксплуатации скважин штанговыми насосами / Б.Б. Круман. – М.: Недра, 1980. – 320 с.

47 Леонов В.А. Мониторинг внедрения методов увеличения нефтеотдачи для освоения залежей высоковязкой нефти / В.А. Леонов, П.В. Донков // Повышение нефтеотдачи пластов: тр. междунар. технол. симп., Россия, Москва, РАГС при Президенте РФ, 13-15 марта 2002 г. – М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2002. – С. 320-321.

48 Леонов В.А. Способ адаптивной оптимизации пластового давления / В.А. Леонов // Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов – теория

и практика их применения: тез. докл. науч.-практ. конф. VIII Междунар. выставки «Нефть, газ. Нефтехимия – 2001», 5-8 сент. 2001 г. – Казань, 2001. – С. 26-27.

49 Лысенко В.Д. Вместе или отдельно? / В.Д. Лысенко // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 1. – С. 24-28.

50 Максutow, Р.А. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений / Р.А. Максutow, Б.Е. Доброскок, Ю.В. Зайцев. – М.: Недра, 1974. – 231 с.

51 Методика расчета давления на приеме насосов при одновременно-раздельной эксплуатации скважины / Р.Г. Заббаров, В.В. Дмитриев, Г.Б. Агамалов, К.Р. Уразаков // Интервал. – 2007. – № 7. – С. 18-22.

52 Мищенко, И.Т. Расчеты в добыче нефти: учебник для техникумов / И.Т. Мищенко. – М.: Недра, 1989. – 244 с.

53 Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2003. – 816 с.

54 Молчанов, Г.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа / Г.В. Молчанов, А.Г. Молчанов. – М.: Недра, 1984. – 464 с.

55 Мотин, А.А. О технологии ОРЭ и опыте эксплуатации / А.А. Мотин, А.В. Глуходед // Инженерная практика. – 2017. – № 1-2. – С. 110-116.

56 Муравьев, В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / В.М. Муравьев. – изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Недра, 1978. – 448 с.

57 Мушин, А.З. Состояние и перспективы внедрения совместно-разделительной эксплуатации двух пластов в одной скважине / А.З. Мушин // Опыт одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1964. – С. 3-9.

58 Нефтепромысловое оборудование: справочник / Е.И. Бухаленко [и др.]; под ред. Е.И. Бухаленко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 559 с.

59 Новые технические разработки в области КРС. Одновременно-раздельная эксплуатация пластов / К.М. Гарифов, А.Х. Кадыров,

И.Н. Рахманов, А.В. Глуходед, В.А. Балбошин, Н.А. Воронин // Техника и технология разработки нефтяных месторождений: сб. докл. науч.-техн. конф., посвящ. 60-летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения, г. Лениногорск, 15 авг. 2008 г. – М.: Нефтяное хозяйство, 2008. – С. 196-200.

60 Новые технические средства одновременно-раздельной эксплуатации, разработанные в ОАО «Татнефть» / Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Фадеев, Р.Г. Заббаров, Р.Н. Ахметвалиев, К.М. Гарифов, А.Х. Кадыров // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 7. – С. 79-81.

61 Оборудование для беструбной эксплуатации скважин насосными установками: всегда востребовано, часто вне закона / В.Н. Ивановский, О.В. Третьяков, И.И. Мазеин, А.В. Глуходед // Территория «Нефтегаз». – 2022. – № 7-8. – С. 30-36.

62 Оборудование для раздельной эксплуатации многопластовых нефтяных и газовых скважин: каталог / ЦИНТИхимнефтемаш. – М., 1988. – 51 с.

63 Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО «Татнефть» / Ш.Ф. Тахаутдинов, Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Фадеев, Р.Г. Заббаров, Р.Н. Ахметвалиев, К.М. Гарифов, А.Х. Кадыров // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 58-61.

64 Одновременно-раздельная эксплуатация пластов в ОАО «Татнефть» / К.М. Гарифов, Н.Г. Ибрагимов, А.Х. Кадыров, Р.Г. Заббаров, В.Г. Фадеев. – М.: Нефтяное хозяйство, 2011. – 160 с.

65 Однолифтовая установка ОРЭ с разделительным поршнем и полыми штангами для раздельного подъема продукции / К.М. Гарифов, А.Х. Кадыров, И.Н. Рахманов, А.В. Глуходед, В.А. Балбошин, Н.А. Воронин // Научно-техническая ярмарка идей и предложений группы компаний «Татнефть», посвященная 60-летию ОАО «Татнефть». Номинации: увеличение нефтеотдачи пластов, добыча нефти и газа, подготовка нефти и газа / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2010. – С. 43-46.

66 Оптимизация процессов добычи нефти за рубежом / Обзорная информация. Серия Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981. №3. – 47 с.

67 Оригинальное оборудование для ОРЭ и КРС, применяемое группой сервисных компаний ОАО «Татнефть» / К.М. Гарифов, А.Х. Кадыров, А.В. Глуходед, И.Н. Рахманов, В.А. Балбошин // Нефтесервис. – 2010. – № 4. – С. 44-47.

68 Оркин К.Г., Юрчук А.М. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. - М.: Недра, 1967. – 380 с.

69 Пат. 112263 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов (варианты) [Текст] / Гарифов К.М., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Ахметвалиев Р.Н., Заббаров Р.Г., Кадыров А.Х., Рахманов И.Н., Глуходед А.В., Балбошин В.А., Воронин Н.А, заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2011135772/03; заявл. 26.08.11; опубл. 10.01.12, Бюл. № 1.

70 Пат. 133191 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/14. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов [Текст] / Гарифов К.М., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Ахметвалиев Р.Н., Кадыров А.Х., Глуходед А.В., Рахманов И.Н., Балбошин В.А., заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть»им. В.Д. Шашина. - № 2012106062/03; заявл. 20.02.12; опубл. 10.10.13, Бюл. № 28.

71 Пат. 2221136 РФ. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов / Н.Г. Ибрагимов, К.М. Гарифов, В.Г. Фадеев (РФ). – 2002111923/03; Заявлено 06.05.2002; Опубл. 10.01.2004. БИ 1.

72 Пат. 2305747 РФ, МКИ Е 21 В 33/03. Устьевая двухствольная арматура / К.М. Гарифов, Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Фадеев, Р.Г. Заббаров, Р.Н. Ахметвалиев, А.Х. Кадыров, В.М. Валовский, К.В. Валовский // Бюл. Изобретения. –2007. – №25.

73 Пат. 2370641 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/14. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов [Текст] / Гарифов

К.М., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Ахметвалиев Р.Н., Кадыров А.Х., Басос Г.Ю., Рахманов И.Н., Глуходед А.В., Балбошин В.А.; заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть»им. В.Д. Шашина. - № 2008123459/03; заявл. 09.06.08; опубл. 20.10.09, Бюл. № 29.

74 Пат. 2449118 Российская Федерация, МПК Е 21 В 47/10. Способ определения обводненности продукции пластов в их смеси [Текст] / Гарифов К.М., Ибатуллин Р.Р., Кадыров А.Х., Глуходед А.В., Кубарев П.Н., Балбошин В.А., Рахманов И.Н., Воронин Н.А.; заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2010129093/03; заявл. 13.07.10; опубл. 27.04.12, Бюл. № 12.

75 Пат.2485280 Российская Федерация, МПК Е 21 В 33/03. Оборудование устья скважины с параллельной подвеской труб [Текст]/ Саитов А.А., Валовский В.М., Шамсутдинов И.Г. № 2012100267/03; заявл. 10.01.12; Опубл.: 20.06.2013 ,Бюл. № 17

76 Патент N 72720 Российская Федерация, МПК E21B 43/14 (2006.01). Установка для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов: N 2007124089/22: заявлено 26.06.2007: опубликовано 27.04.2008 / Ибрагимов Н.Г., Гарифов К.М., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Ахметвалиев Р.Н., Кадыров А.Х., Валовский К.В., Халимов Р.Х., Сафиуллин Р.А; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

77 Пепеляев В.В. Опыт практической реализации и перспективные разработки систем ОРЭ с установками СШН и ЭЦН, штанг насосных трубных // Оптимизация добычи нефти. Практика применения технологий ОРЭ, ОРЗ и интеллектуализация скважин: произв.-техн. семинар. – Уфа, 2010

78 Поймать двух зайцев. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов / К.М. Гарифов, В.Г. Фадеев, Р.Г. Заббаров, Р.Н. Ахметвалиев // Нефтегазовая вертикаль. – 2006. – № 12. – С. 54-56.

79 Предупреждение отрицательного техногенного воздействия на призабойную зону пласта / П.В. Донков, В.А. Леонов, И.С. Сивоконь, Э.Н.

Ахтямова // Интенсификация добычи нефти и газа: тр. Междунар. технол. симпозиума, 26-28 марта 2003 г. – М.: Ин-т нефтегазового бизнеса, 2003. – С. 395-401.

80 Применение методов одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной Сер. Нефтепромысловое дело: обзор зарубеж. литературы /ВНИИОЭНГ. – 1976. – 78с.

81 Применение одновременно-раздельной эксплуатации пластов в ОАО «Татнефть» / К.М. Гарифов, А.В. Глуходед, Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Фадеев, Р.Г. Заббаров // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7. – С. 55-57.

82 Развитие одновременно-раздельной эксплуатации пластов в ОАО «Татнефть» / К.М. Гарифов, А.Х. Кадыров, Р.Г. Заббаров, А.В. Глуходед // Нефтегазовая вертикаль. – 2009. – № 12. – С. 78-80.

83 Разработка и испытание импортозамещающего устьевого оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной / А.А. Сайтов, В.М. Валовский, К.В. Валовский, И.Г. Шамсутдинов, Н.В. Федосеенко // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М.: Нефтяное хозяйство, 2014. – Вып. 82. – С. 271-289.

84 Разработки ОАО "Татнефть" для одновременно-раздельной эксплуатации пластов / К.М. Гарифов, А.Х. Кадыров, А.В. Глуходед, В.А. Балбошин, И.Н. Рахманов // Инженерная практика. – 2012. – № 8. – С. 54-62.

85 РД 153-39.0-109-01 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений: дата введения с 01.03.2002 г.: введен впервые / В.Ф. Антропов [и др.]; ФГУ «Экспертнефтегаз». – М., 2002. – 76 с.

86 РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: дата введения с 01.03.2002 г. / В.Ф. Базив [и др.]; ФГУ «Экспертнефтегаз». – М., 2002. – 119 с.

87 РД 153-39.0-384-05 Оптимальный комплекс и периодичность гидродинамических методов контроля за разработкой месторождений ОАО «Татнефть» / Н.З. Ахметов [и др.]; «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть». – Бугульма, 2004. – 33 с.

88 РД 153-39.0-575-08. Временная инструкция по гидродинамическим методам исследований скважин, оборудованных установкой для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов / К.М. Гарифов, Р.Г. Заббаров, В.А. Иктисанов, А.Х. Кадыров, И.Н. Рахманов, А.В. Глуходед; «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть». – Вводится впервые. – Бугульма, 2008. – 17 с.

89 РД 153-39.0-654-10 Методика определения обводненности объектов разработки при одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ): вводится впервые / К.М. Гарифов, М.Н. Мингазов, П.Н. Кубарев [и др.]; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2010. – 14 с.

90 РД 153-39.2-258-02 Унифицированные методики определения физико-химических свойств нефти и анализа пластовых и сточных вод: вводится впервые: срок введения с 01.01.2002 г. до 01.07.2005 г. / И.И. Мути́н [и др.] ; ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть». – Бугульма, 2002. – 170 с.

91 РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений: взамен 39-0147035-207-86 / ВНИИ. – М., 1996. – 202 с.

92 РД 39-0147585-151-97 Методическое руководство по определению оптимальных пластовых и забойных давлений / Р.Н. Дияшев [и др.]; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1997. – 58 с.

93 Результаты внедрения и новые схемы одновременно-раздельной эксплуатации в ОАО «Татнефть» / К.М. Гарифов, А.Х. Кадыров, А.В. Глуходед, И.Н. Рахманов // Инженерная практика. – 2014. – № 1. – С. 18-23.

94 Результаты внедрения ОРЭ пластов ОАО «Татнефть». Последние разработки компании по ОРЭ / К.М. Гарифов, А.В. Глуходед, П.Н. Кубарев, В.А. Балбошин // Инженерная практика. – 2011. – № 3. – С. 4-12.

95 Решмюллер, Г. Добыча нефти глубинными штанговыми насосами / Г. Решмюллер. – Терниц: Шёллер-Блекманн ГмбХ, 1988. – 150 с.

96 Сафин В.А., Гилязов А.М., Шаммасов Н.Х. Одновременная раздельная эксплуатация нефтяных пластов. – Казань.: Татарское книжное издательство, 1967. – 103с.

97 Сафин В.А., Нугаев Р.Я. Одновременная насосная эксплуатация двух пластов в скважине без смешения их продукции // Опыт одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину сер. Научно-аналитические и тематические обзоры /ВНИИОЭНГ. –1964. – С.102-112.

98 Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: учеб. пособие для ВУЗов / И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольный. – М.: Недра, 1984. – 272 с.

99 Семенов, В.Н. Опыт разработки и освоения технологии ОРРНЭО механизированным способом / В.Н. Семенов // Инженерная практика. – 2010. – № 1. – С. 85-89.

100 Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа (часть I). - М.: Недра, 1980. – 375 с.

101 Скважинные насосные установки для добычи нефти: учеб. пособие / В.Н. Ивановский [и др.]. – М.: Нефть и газ, 2002. – 823 с.

102 Совершенствование метода одновременно-раздельной эксплуатации пластов в ОАО «Татнефть» / Н.Г. Ибрагимов, Р.Г. Заббаров, К.М. Гарифов, А.В. Глуходед, В.А. Балбошин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 7. – С. 46-48.

103 Справочная книга по добыче нефти. Под ред. Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1974.

104 СТО ТН 694-2021. Регламент о порядке определения дебитов к обводненности пластов скважин с однолифтовыми установками для ОРЭ с УЭЦН-УСШН и порядке определения забойных, пластовых давлений на скважинах с ОРЭ, оснащенных дистанционными глубинными манометрами: введен в действие 29.03.2021 / СП «Татнефть-Добыча». – Альметьевск, 2021. – 20 с.

105 Татнефть: результаты внедрения и развитие ОРЭ / К.М. Гарифов, Н.Г. Ибрагимов, А.Х. Кадыров, И.Н. Рахманов, А.В. Глуходед, В.А. Балбошин // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – № 17-18. – С. 87-90.

106 Технологии ОРЭ и ОРЗ для контроля, мониторинга и управления эксплуатацией многопластовых месторождений «РН-Юганскнефтегаз»: итоги 2010 года / С.Н. Ерастов, Р.Н. Асмандияров, Э.Р. Назаргалин, П.И. Сливка // Инженерная практика. – 2011. – № 3. – С. 88-91.

107 Трахтман, Г.И. Оптимизация процессов добычи нефти за рубежом. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981. — 47 с. – (Сер. Нефтяная промышленность).

108 Трахтман, Н.И. Повышение технического уровня штанговых глубиннонасосных установок за рубежом / Н.И. Трахтман. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – 51 с. – (Сер. Машины и нефтяное оборудование: обзор информ. / ВНИИОЭНГ).

109 Уразаков К.Р. Исследование силы трения в плунжерной паре изогнутого штангового насоса // РНТС Машины и нефтяное оборудование. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981. №9. – С. 9 – 10.

110 Хасанов, Ф.А. Исследование объектов разработки, эксплуатируемых однолифтовыми установками ОРД путем дистанционного отключения пластов / Ф.А. Хасанов, Р.Р. Исламов, Д.В. Ксенофонтов // Инженерная практика. – 2016. – № 6. – С. 42-45.

111 Химико-аналитическая методика определения обводненности пластов при одновременно-раздельной эксплуатации / К.М. Гарифов, П.Н. Кубарев, А.Х. Кадыров, А.В. Глуходед, В.А. Балбошин, И.Н. Рахманов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 111-113.

112 Хузин, Р.И. Критерии выбора объекта для применения одновременно-раздельной эксплуатации пластов на многопластовых месторождениях / Р.И. Хузин // Молодой ученый. – 2021. – № 4. – С. 61-63.

113 Чернышов, А.В. Новые системы СПМ.АС для постоянного мониторинга параметров скважин с ОРЭ / А.В. Чернышов // Инженерная практика. – 2015. – № 2. – С. 66-78.

114 Эксплуатация скважин установками штанговых насосов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений: учеб. пособие для вузов / В.М. Валовский, К.В. Валовский, Г.Ю. Басос, Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Фадеев, А.В. Артюхов. – М.: Нефтяное хозяйство, 2016. – 591 с.

115 ЭЛКАМ-нефтемаш: официальный сайт. – Текст: электронный. – URL: [http:// www.elkam.ru](http://www.elkam.ru) (дата обращения: 16.04.2025).

116 Юрчук, А.М. Расчеты в добыче нефти: учеб. пособие для техникумов / А.М. Юрчук. – М.: Недра, 1974. – 317 с.

117 Якин, М.В. Комплексный геофизический и гидродинамический мониторинг многопластовых нефтяных объектов при их совместной эксплуатации: автореф. дис... канд. техн. наук: 25.00.10 / М.В. Якин; АО НПФ «Геофизика»; науч. рук. В.М. Коровин. – Уфа, 2017. – 24 с.