

0 777567

На правах рукописи



ЗАББАРОВ РУСЛАН ГАБДЕЛРАКИБОВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Бугульма – 2009

Работа выполнена в Инженерном центре ОАО «Татнефть»

Научный руководитель: доктор технических наук, с.н.с.
Гарифов Камиль Мансурович

Официальные оппоненты: доктор технических наук, с.н.с.
Габдуллин Рафагат Габделвалиевич

кандидат технических наук
Бадрегдинов Атлас Мисбахович

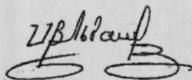
Ведущее предприятие: Общество с ограниченной ответственностью
«РОСНЕФТЬ – УФАНИПИНЕФТЬ»

Защита диссертации состоится 18 июня 2009 г. в 16⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д.222.018.01. в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М.Джалиля, д. 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти.

Автореферат разослан _____ мая 2009 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



Львова И.В.

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000547829

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) применяется с целью повышения технико-экономической эффективности разработки за счет совмещения эксплуатационных объектов и осуществления при этом посредством специального оборудования контроля и регулирования процесса отбора запасов отдельно по каждому объекту.

Преимущества метода ОРЭ следующие:

1. Практически в два раза сокращаются затраты на строительство скважин.
2. Снижаются затраты на обустройство месторождений.
3. Снижаются потребности в добывающем оборудовании.
4. Приобщаются к разработке непромышленные запасы нефти.
5. Повышаются темпы ввода месторождений в разработку вследствие сокращения сроков разбуривания и обустройства месторождений.

С начала 80-х годов началось активное освоение карбонатных залежей, часто совпадающих в плане с нижезалегающими разрабатываемыми пластами. Появилось много скважин, вскрывающих пласты разных отложений, характеризующихся большим разнообразием параметров и свойств их продукции. Анализ нефтяных месторождений Татарстана показывает, что большинство из них являются многопластовыми. Совместная разработка одним фильтром, как правило, приводит к потере суммарного дебита на 20-40 %. При этом нефтяные месторождения ОАО «Татнефть» находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся низкими дебитами и газовым фактором, высокой обводненностью продукции и полностью механизированной добычей, поэтому простые технологические схемы ОРЭ, характерные для фонтанной эксплуатации, не применимы. Появление новых высоконадежных технических средств (пакеров, скважинных насосов, средств контроля) повышает работоспособность схем ОРЭ. Поэтому использование ОРЭ на многопластовых месторождениях Татарстана весьма актуально и своевременно.

Цель диссертационной работы. Повышение эффективности добычи нефти в ОАО «Татнефть» на поздней стадии разработки нефтяных месторождений применением одновременно-раздельной эксплуатации нескольких объектов одной скважиной.

Основные задачи исследований:

1. Анализ существующих технологических схем и их классификация.
2. Исследование работы технологических схем для ОРЭ.
3. Разработка методов определения дебитов, забойных давлений, обводненностей пластов при ОРЭ.
4. Оценка перспектив применения ОРЭ в ОАО «Татнефть».
5. Разработка новых технологических схем для ОРЭ.
6. Оценка влияния широкого внедрения ОРЭ на показатели работы ОАО «Татнефть». Экономическая эффективность от внедрения ОРЭ в ОАО «Татнефть».

Методы решения задач. Теоретические и экспериментальные промысловые исследования, анализ и обобщение результатов применения.

Научная новизна работы

1. Разработана классификация технологических схем ОРЭ применительно к поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

2. Получена функциональная зависимость для обводнённости продукций пластов от их дебитов, а также обводнённости и дебитов скважины на разных режимах откачки при использовании однолифтовой схемы ОРЭ.

3. Установлен и обоснован ступенчатый характер изменения нагрузки на колонну штанг в цикле нагнетания при подключении к приему скважинного штангового насоса другого пласта при эксплуатации скважин с применением однолифтовой штанговой схемы ОРЭ.

4. Разработана методика определения давлений на приеме насоса и забое, в т.ч. в подпакерном пространстве, при одновременно-раздельной эксплуатации пластов по фактической динамограмме на основе динамической модели штанговой установки для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов и гидродинамической модели газожидкостного потока в нижних трубах и в стволе скважины, комплексно учитывающей изменение физических свойств флюида.

5. Новизна четырёх технических решений, созданных при выполнении работы, подтверждена патентами.

Защищаемые положения

1. Классификация технологических схем ОРЭ применительно к поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

2. Методики определения обводнённостей продукций пластов: перенастройкой работы установки на эксплуатацию одного нижнего пласта и расчётная.

3. Метод определения дебитов пластов по динамограмме.

4. Обоснование допустимого уменьшения наружного диаметра соединительных муфт насосно-компрессорных труб (НКТ) в двухлифтовых технологических схемах ОРЭ.

5. Методика расчета забойного давления подпакерного пласта по динамограмме.

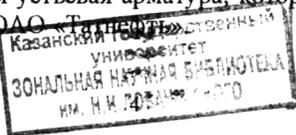
6. Новые технологические схемы для ОРЭ.

Практическая значимость

1. Промысловыми исследованиями с использованием глубинных манометров доказана работоспособность однолифтовой технологической схемы с дополнительным боковым клапаном.

2. Теоретическими расчётами и стендовыми испытаниями обосновано использование насосно-компрессорных труб (НКТ) с уменьшенным диаметром муфт в двухлифтовых схемах ОРЭ.

3. Разработаны новые технологические схемы скважинных насосных установок и двухствольная устьевая арматура, которые применяются в промышленных масштабах в ОАО «Татнефть».



4. Разработана «Временная инструкция по гидродинамическим методам исследований скважин, оборудованных установкой для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов», в которую включены разработанные методики исследований дебитов, забойных давлений и обводненности. Инструкция утверждена в качестве руководящего документа в ОАО «Татнефть» (РД 153-39.0-575-08).

5. Разработана «Методика проведения работ по определению обводнённости продукции объектов скважин, эксплуатируемых однолифтовыми установками ОРЭ (ШГН), путём отключения от работы одного из пластов изменением диапазона хода плунжера».

Апробация работы. Основные положения работы докладывались: на 3-ей, 4-ой и 6-ой международных практических конференциях и выставке «Механизированная добыча» (г. Москва, 2006, 2007 и 2009 гг.); на научно-технической конференции РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, посвящённой его 75-летию (г. Москва, 2005 г.); на семинарах главных инженеров ОАО «Татнефть» (2005-2008 гг.).

Публикации. Основные положения диссертации отражены в десяти опубликованных работах, в том числе в трёх патентах на изобретения, одном патенте на полезную модель, одном РД и пяти статьях, две из которых опубликованы в изданиях, рекомендуемых ВАК РФ.

Структура и объём работы. Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения и списка литературы. Работа содержит 129 страниц машинописного текста, 59 рисунков, библиографический перечень из 122 наименований на 13 страницах.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы в условиях поздней стадии разработки нефтяных месторождений ОАО «Татнефть». Разработкой технологий и оборудования для ОРЭ, а также исследованиями при их применении занимались в 50-70-е годы: Максутов Р.А., Добро-скоп Б.Е., Сафин В.А., Беленький В.Н., Крутиков Б.С., Пономарев К.И., Джафаров Ш.Т. В настоящее время: Донков П.В., Шарифов М.З., Леонов В.А., Бадретдинов А.М., Гарифов К.М., Габдуллин Р.Г. и др.

В первой главе приведена оценка перспектив дальнейшего развития ОРЭ в ОАО «Татнефть». В первой части главы изложено геолого-промысловое обоснование применения ОРЭ в ОАО «Татнефть». Отмечено, что большинство нефтяных месторождений содержит больше одного пласта. Многие из них очень сильно отличаются своими геологическими характеристиками и при совместной эксплуатации, будут вырабатываться сильно различающимися темпами. Как правило, значения суммарных дебитов при совместной эксплуатации пластов на 20-40 % меньше потенциально возможных. Из анализа нескольких месторождений по его пропласткам видна целесообразность применения ОРЭ даже в пределах одного горизонта. В целом,

делается вывод об актуальности применения ОРЭ для многопластовых месторождений Татарстана.

Отмечено, что необходимо предусматривать ОРЭ уже на стадии обоснования проектными документами на разработку месторождений. Формировать сетку скважин с учетом использования ОРЭ. По разным оценкам с учетом всевозможных ограничивающих факторов потенциальный объем применения ОРЭ в ОАО «Татнефть» составляет около 3 тыс. скважин.

Приведен анализ технологических схем и конструкций установок для ОРЭ, как отечественных, так и зарубежных. На основе анализа сформулированы задачи исследований.

Во второй главе изложены принципы создания классификации технологических схем и установок для ОРЭ применительно к поздней стадии разработки нефтяных месторождений, рисунок 1. Первоначально все технологические схемы разделяются по функциональному назначению, т.е. добыча и закачка с целью поддержания пластов (ППД), а также их комбинация и другие, близкие к ОРЭ, схемы с использованием двух и более объектов (пластов). Каждая функциональная ветвь технологических схем разветвляется по принципу подъема на поверхность продукции объектов: отдельно или смешанно по одному лифту. При этом разными каналами могут служить несколько лифтовых труб, межтрубное пространство, полые штанги.



Рисунок 1 – Классификация схем ОРЭ применительно к поздней стадии разработки нефтяных месторождений

Технологические схемы с совместным подъемом подразделяются по способу обеспечения раздельных режимов эксплуатации: за счет штуцерования или объемный. К установкам с раздельным режимом штуцерования можно отнести и установки с клапаном, поддерживающим заданное забойное давление в интервале объекта. Объемное разделение осуществляют спаренными насосами, дифференциальными, двойного действия, поочередной эксплуатацией пластов.

Технологические схемы ОРЭ для ППД также делятся на одноканальные, в которых объемы закачки регулируются скважинными штуцерами, и с отдельными каналами, которые могут быть реализованы параллельными или концентрическими колоннами НКТ.

Близкие к ОРЭ технологические схемы включают в себя внутрискважинную перекачку воды из водоносного пласта в продуктивный, с целью поддержания пластового давления у последнего, внутрискважинную утилизацию воды, отдельный подъем нефти и воды.

В третьей главе приведены результаты исследований и совершенствования одно- и двухлифтовых схем для ОРЭ. Однолифтовая схема по классификации относится к технологическим схемам с совместным подъемом и объемным разделением режимов работы разделенных пакером пластов, содержит штанговый насос, рисунок 2, с дополнительным всасывающим клапаном, установленным на боковой поверхности цилиндра и пакер, разделяющий пласты, рисунок 2а.

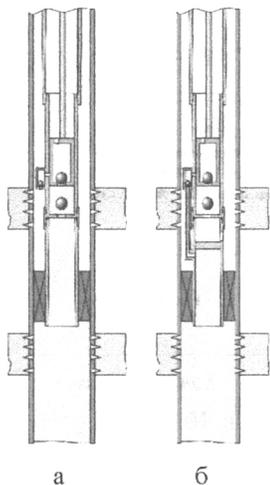


Рисунок 2 – Однолифтовая схема ОРЭ

При движении плунжера вверх в цилиндр сначала поступает продукция нижнего пласта через основной всасывающий клапан, а после прохождения плунжером бокового клапана через него – 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 2б. В ней боковой всасывающий клапан соединен каналом с подпакерной зоной, а основной сообщен с верхним пластом. Т.е. боковой клапан всегда нужно сообщать с областью более высокого давления на приеме насоса.

Принцип действия, несмотря на техническую простоту установки, не прост для восприятия и не очевиден. Поэтому на опытных установках были проведены в течение двух месяцев исследования работы установок в двух скважинах № 2046 НГДУ «Ямашнефть» и № 440 НГДУ «Бавлынефть», оснащенных автономными глубинными манометрами. При исследованиях производили изменения режимов работы установок: меняли длину хода и число качаний с измерением дебитов на разных режимах.

На рисунке 3 приведены барограммы, записанные в скважине № 2046 на различных режимах работы установки. Видно, что установка обеспечивала разные забойные давления для каждого пласта на всех установившихся режимах работы пластов (горизонтальные участки).

На рисунке 4 показана динамограмма, снятая на этой же скважине. На ней хорошо видна ступенька после прохождения бокового клапана – нагруз-

ка снижается, т.к. забойное давление у верхнего пласта больше. Аналогичные барограммы и динамограммы были получены и по скв.№ 440.

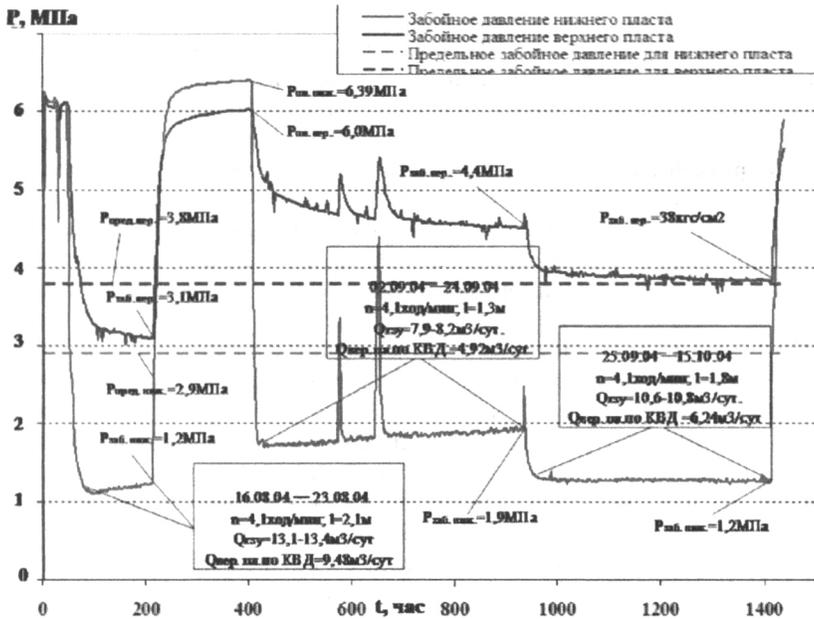


Рисунок 3 – Барограммы, записанные в скважине № 2046

На рисунке 5 продемонстрирована возможность регулирования параметров работы установки – на динамограмме Б, плунжер приподнят на 0,25 м выше, чем при замере динамограммы А, т.е. уменьшен отбор из нижнего пласта. По динамограммам хорошо видно, что участок с большой нагрузкой укоротился и уменьшилась разница нагрузок между участками, т.е. сблизилась значения забойных давлений.

Далее изложена разработка методов определения дебитов по каждому из пластов. Предложены два метода. Первый основан на том, что после останова насоса в скважину в течение некоторого времени продолжается тот же приток из пласта, что и при установившейся работе насоса, т.к. забойное давление меняется не мгновенно. Поэтому, замерив, уровни жидкости в

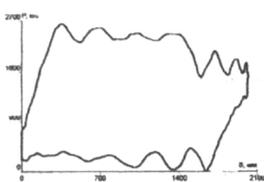


Рисунок 4

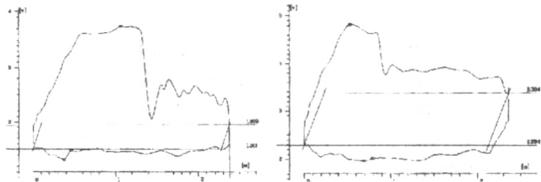


Рисунок 5

межтрубном пространстве, за какой-то промежуток времени, можно определить дебит верхнего пласта, а затем, как разницу от общего – дебит нижнего пласта. Дебит жидкости по верхнему пласту определяется, как среднеарифметическое по нескольким замерам согласно следующей формуле:

$$q_{ei} = F \frac{H_e - H_{ei}}{1440 \cdot \Delta t_i}, \quad (1)$$

где H_{ei} – динамический уровень при каждом замере;

Δt_i – время, прошедшее с момента остановки привода до замера;

F – площадь поперечного сечения межтрубного пространства.

Или, построив по замеренным точкам часть кривой восстановления давления, осуществить расчет дебита по программе обработки КВД ТатНИПИ-нефть, внедренной в среду «АРМИТС».

Метод не применим при наличии утечек из НКТ или через клапаны.

Второй метод основан на использовании динамограммы, по которой определяют соотношение дебитов, по соотношению длины участков до и после ступеньки на динамограмме, рисунки 4 и 5. Затем общий дебит, определенный на ГЗУ или дебитомером на скважине, например, с помощью СКЖ, делят в этих пропорциях по пластам.

В следующем разделе главы изложена разработка методов определения величин обводнённости пластов, их также предложено два. Первый основан на расчетном методе из допущения, что величина обводнённости мало меняется при изменении режима работы насосной установки. Для его применения установку, работающую на установившемся режиме, переводят на другой режим, предварительно замерив дебиты пластов и общую обводнённость продукции скважины. Затем на новом установившемся режиме производят те же замеры и вычисляют величины обводнённости продукций пластов по следующим формулам:

$$W_e = \frac{W_2 \cdot q_{c2} - \frac{q_{n2}}{q_{n1}} \cdot W_1 \cdot q_{c1}}{q_{e2} - \frac{q_{n2}}{q_{n1}} \cdot q_{e1}} \quad (2),$$

$$W_n = \frac{q_{c1} W_1 - q_{e1} W_e}{q_{n1}} \quad (3)$$

где q_1 – общий дебит жидкости при первом режиме;

q_{e1} – дебит жидкости верхнего пласта при первом режиме;

q_{n1} – дебит жидкости нижнего пласта первом режиме;

q_2 – общий дебит жидкости при втором режиме;

q_{e2} – дебит жидкости верхнему пласту при втором режиме;

q_{n2} – дебит жидкости нижнего пласта при втором режиме;

W_e – величины обводнённости продукции верхнего пласта;

W_n – величины обводнённости продукции нижнего пласта.

Второй метод основан на том, что установка позволяет отрегулировать её таким образом, что нижний конец плунжера не будет доходить до боково-

го клапана, что исключит из работы установки верхний пласт, и на поверхность будет поступать продукция только нижнего или, если скважина работает по обратной схеме (рисунок 2б), верхнего пласта. При этом главным условием достоверности исследований является сохранение величины дебита этого пласта у перенастроенной установки. Поэтому сначала определяют дебит пласта одним из изложенных выше методов и приходящуюся на этот дебит часть длины хода. Для достоверного определения обводнённости после переналадки должно остаться без изменений произведение $l_1 \cdot n_1 = const$,

где l_1 – длина хода, приходящаяся на дебит пласта;

n_1 – число качаний.

Определяют необходимое число качаний после наладки:

$$n_2 = \frac{l_1 \cdot n_1}{l_{ск}}$$

где $l_{ск}$ – длина хода станка-качалки, требуемая для того чтобы плунжер ходил между основным и боковым клапанами;

n_2 – число качаний, обеспечивающее заданный дебит.

С выбранными параметрами запускают установку и после выхода на режим стандартными методами определяют обводнённость пласта. Затем вычисляют обводнённость второго пласта по формуле:

$$W_{ок} = \frac{W_c \cdot Q_c - W_n \cdot Q_n}{(Q_c - Q_n)}, \quad (4)$$

где W_c – обводнённость при работе двух объектов;

W_n – обводнённость объекта, подключенного к основному клапану насоса;

Q_c – суммарный дебит по жидкости;

Q_n – дебит объекта, подключенного к основному клапану насоса.

Далее изложены результаты совершенствования двухлифтовой установки для ОРЭ.

Двухлифтовая схема, рисунок 6, содержит пакер 1, разделяющий пласты, две колонны насосно-компрессорных труб: длинную 2 и короткую 3, соединенных для предотвращения движения относительно друг друга параллельным якорем 4, два штанговых насоса 5, двухствольную устьевую арматуру 6, два станка-качалки 7. Продукции пластов затем поступают в одну сборную линию, если их смешение допустимо, или транспортируются раздельно. Установка позволяет применять и вставные, и трубные насосы, хотя предпочтительнее применение вставных, т.к. они позволяют ремонт и обслуживание насосов без извлечения лифтовых колонн и пакера. Применение параллельных лифтовых колонн вносит некоторые ограничения поперечных размеров насосов, что ограничивает производительность установки.

Изучение импортного оборудования показало, что устьевая арматура слишком сложная, а параллельный якорь хоть и не сложен, но дорогой. Пакер «Lokset» фирмы «Baker» имеет примерно такие же характеристики, что и М1-Х, производимый ОАО «Татнефть» совместно со «Smith International». При этом все оборудование было разработано только для эксплуатационной

колонны (ЭК) 168 мм и выше. Наша устьевая арматура была разработана для 168 и 146 мм ЭК.

На рисунке 7 изображена схема разработанной нами устьевой двухствольной арматуры.

Устьевая двухствольная арматура содержит трубодержатель 1 первого ряда труб (длинная колонна) и трубодержатель 2 второго ряда труб (короткая колонна).

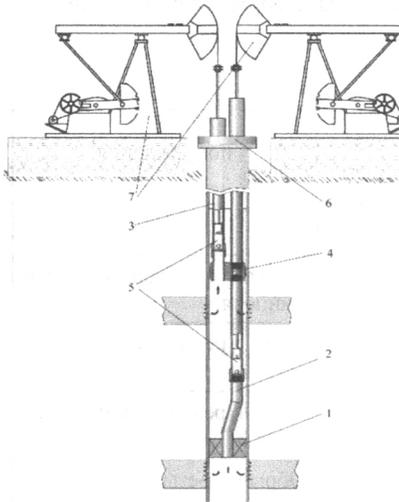


Рисунок 6 – Двухлифтовая схема ОРЭ

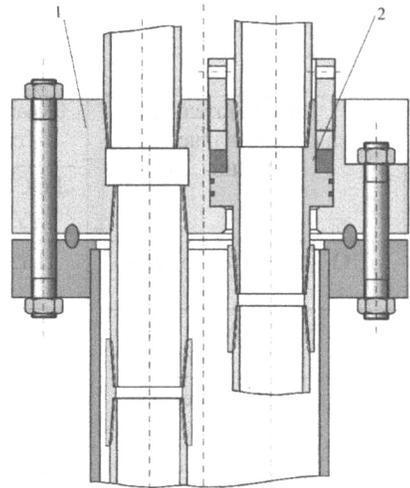


Рисунок 7 – Устьевая арматура

Далее приведены исследования по применимости муфт НКТ уменьшенного диаметра в двухлифтовых установках. Диаметр муфт НКТ 60 по ГОСТ 633-80 составляет 73 мм. Если их использовать в скважинах со 168 мм ЭК, внутренний диаметр которых обычно находится в пределах 148-153 мм, спуск будет весьма затруднителен и может приводить к авариям. Поэтому исследованиями обоснована возможность применения соединительных муфт с уменьшенным до 69 мм наружным диаметром с фасками на торцах шириной более или равными ширине выступа муфты над трубой.

Теоретические расчёты провели по следующим параметрам: предельная осевая сила, предельное внутреннее избыточное давление, предельное наружное избыточное давление, сопротивление смятию торца муфты. Коэффициенты снижения предельных нагрузок для осевой растягивающей силы и внутреннего избыточного давления несущественны и не оказывают серьёзного влияния на прочность муфтового соединения и равны 1,17. Сопротивление смятию торца муфты об элеватор сохраняется только при ширине фаски более или равной 2 мм, это надо учитывать при выборе типа элеватора при спуско-подъёме труб с уменьшенной муфтой и работать, предпочтительно, с клиновым захватом по трубе.

Стендовые испытания состояли из двух частей: опрессовка высоким давлением и испытание на растяжение до разрыва муфтового соединения. Испытания на растяжение проводили на разрывной машине Р-1000 с максимально развиваемым усилием 100 кН на восьми образцах, два из которых были изготовлены из стали группы «К», а шесть – из группы «Д». Результаты испытаний приведены в таблице 1. При выходе резьбы ниппеля из муфты, изменялись геометрические размеры и форма резьбовой части ниппелей. У муфт происходило повреждение резьбы, размеры и форма муфт сохранились.

Таблица 1

№ образца	Испытательные гидравлические давления, МПа	Страгивающие нагрузки, кН		Характер повреждения
		ГОСТ, ТУ	Фактич.	
Д10	44 (герметично)	162	428	Обрыв резьбовой части ниппеля.
Д20	44 (герметично)	162	422	Выход резьбы ниппеля из муфты.
Д30	44 (герметично)	162	410	Выход резьбы ниппеля из муфты.
Д1Н	51,5 (герметично)	196	385	Обрыв резьбовой части ниппеля.
Д2Н	51,5 (герметично)	196	410	Обрыв резьбовой части ниппеля.
Д3Н	51,5 (герметично)	196	420	Обрыв резьбовой части ниппеля.
КО	57 (герметично)	207	495	Выход резьбы ниппеля из муфты.
КН	65,2 (герметично)	250	500	Обрыв резьбовой части ниппеля.

Испытания показали, что страгивающие усилия остались в пределах, установленных ГОСТ Р 52203-2004. Характер обрывов (нет изменений и повреждений муфты) говорит о том, что муфта имеет достаточный запас прочности.

В четвёртой главе приведена методика расчета давления на приеме и забое при одновременно-раздельной эксплуатации скважин штанговыми установками. При одновременно-раздельной эксплуатации нефтяных скважин инструментальное определение забойного давления и давления на приеме насосов затруднительно. Достоверность определения этих параметров обуславливается необходимостью контроля работы насосов и расчета потенци-

альных добычных возможностей пластов. В этой связи для определения забойного давления по фактическим данным при эксплуатации скважины штанговой установкой предлагается двухступенчатая методика:

- определение давления на приеме насоса по фактической динамограмме моделированием динамики штанговой колонны;

- определение давлений по стволу скважины в интервале прием насоса – забой гидродинамическим моделированием газожидкостного потока в нижних трубах и в стволе скважины.

Для расчета давления на забое верхнего пласта использован следующий метод: при заданных значениях дебита жидкости ($Q_{ж}$), давления газа в затрубном пространстве ($p_{затр}$), глубины спуска насоса (H_n) строится зависимость динамического уровня от забойного давления $H_o = f(p_s)$ с учетом изменения физико-химических свойств флюида при изменении температуры и давления, градиента температур флюида, потерь давления на трение и ускорение флюида, сепарации газа на приеме насоса, движения отсепарированного газа через неподвижную нефть в затрубном пространстве. Для этого задается серия значений забойного давления:

$$p_s^i = p_s^{\min} + (i-1) \frac{p_s^{\max} - p_s^{\min}}{N-1}, \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (5)$$

из некоторого интервала $[p_s^{\min}, p_s^{\max}]$. Как правило, принимают $p_s^{\max} = p_{на}$, а $p_s^{\min} = p_{затр}$. При каждом значении p_s^i производится численное интегрирование уравнения перепада давления «снизу-вверх» с начальными условиями $p|_{x=H_c} = p_s^i$. При $x = H_n$ интегрирование прекращается. При этом, последнее рассчитанное давление будет являться давлением на приеме насоса $p|_{x=H_n} \equiv p_{np}^i$ или давление на приеме насоса может быть определено по динамограмме. После этого интегрируется уравнение падения давления в затрубном пространстве с начальными условиями $p|_{x=H_n} \equiv p_{np}^i$. Глубина, на которой давление p становится равным заданному значению затрубного давления $p_{затр}$, определяет значение динамического уровня.

Соединив точки $\{p_s^i, H_o^i\}$ ($i = 1, 2, \dots, N$) плавной кривой, получим зависимость:

$$H_o = f(p_s), \quad (6)$$

где H_o^i – замеренное значение динамического уровня. Соответствующее значение забойного давления можно найти путем обращения зависимости: $p_s = f^{-1}(H_o^i)$. Графически это сводится к проведению прямой $H_o = H_o^i$ и определению точки её пересечения с графиком функции $H_o = f(p_s)$, рисунок 8.

На рисунке 8 показана зависимость H_o от p_s . Если забойное давление p_s выше давления насыщения $p_{нас}$, зависимость динамического уровня от забойного давления линейна, кривая 2 рисунка 8а. При снижении забойного

давления ниже давления насыщения зависимость $H_o = f(p_z)$ теряет монотонность, но остается линейной в расчетном интервале, поэтому забойное давление по замеру динамического уровня определяется однозначно (кривая 1 рисунок 8а). При больших значениях дебита и газового фактора функция $H_o = f(p_z)$ становится немонотонной, рисунок 8б. На участке $b-c$ рисунок 8б, происходит резкое снижение плотности газонефтяной смеси в затрубном пространстве. Поэтому, несмотря на снижение забойного давления, уровень жидкости в затрубном пространстве поднимается.

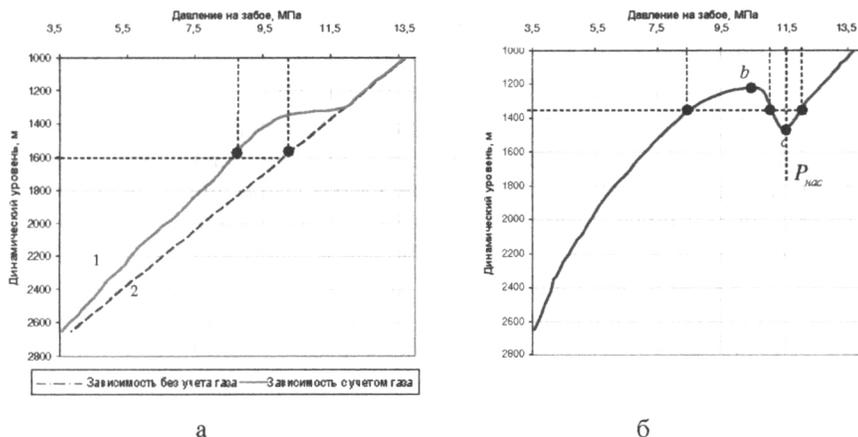


Рисунок 8 – График зависимости динамического уровня от забойного давления для скважин: а – с низким газовым фактором; б – с высоким газовым фактором

В случае немонотонного поведения зависимости $H_o = f(p_z)$ забойное давление определяется неоднозначно, например, при $H_o = 985$ м, рисунок 8б, может существовать три решения. Для определения единственного значения p_z в случае немонотонной кривой $H_o = f(p_z)$ следует привлечь дополнительную информацию. В частности, для этой цели могут быть использованы замеры зависимости давления газа в затрубном пространстве от времени, полученные при закрытии затрубной задвижки.

Для оценки адекватности предложенной методики проведены расчеты по двум скважинам Новоелховского месторождения. Обе исследуемые скважины №№ 8035, 6790, имеют низкие значения дебитов и газового фактора. Поэтому зависимости $H_o = f(p_z)$ обеих скважин монотонны и не требуют дополнительных исследований для определения давления на забое скважины. Используя описанный алгоритм расчета давления на верхнем забое, были построены зависимости давления на забое скважин №№ 8035, 6790, рисунок 9. По кривым были определены забойные давления и давления на приеме для верхних пластов скважин, Таблица 2. Также для верхних пластов были по-

строены профили давлений до приема насоса и в затрубном пространстве, рисунок 10а.

Таблица 2 – Результаты расчета давлений на забое и на приеме верхних пластов

№№ скв	Динамический уровень, м	Затрубное давление, МПа	Забойное давление, МПа	Давление на приеме, МПа
8035	915	2,1	2,1	1,3
6790	385	0,7	8,4	7,5

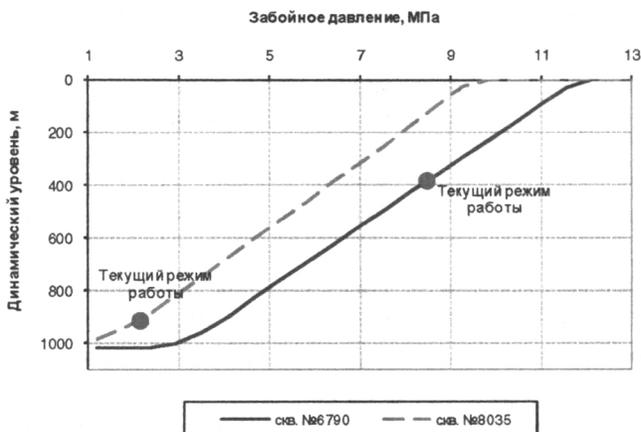


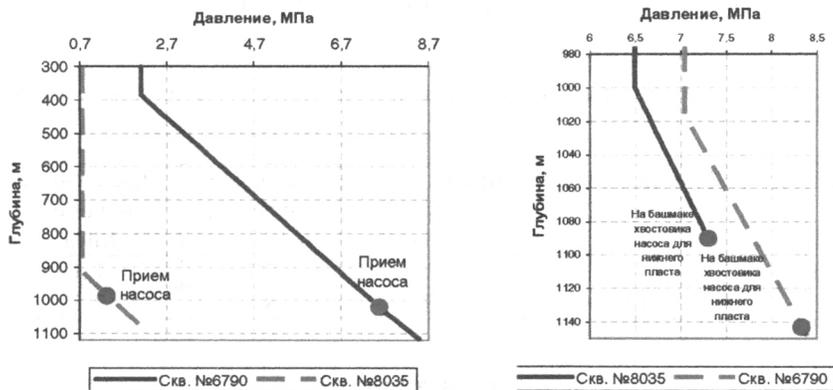
Рисунок 9 – Зависимость динамического уровня от забойного давления для скважин №№ 8035, 6790

Для расчета давления на забое нижнего пласта предложена методика, основанная на моделировании штанговой колонны и гидродинамического моделирования газожидкостного потока в нижних трубах и в стволе скважины.

Суть метода заключается в нахождении давления на приеме P_{np} путем серии решений математической модели штанговой колонны, задаваясь значениями P_{np} :

$$P_{np}^i = P_{np}^{\min} + (i-1) \frac{P_{np}^{\max} - P_{np}^{\min}}{N-1}, \quad i = 1, 2, \dots, N$$

из интервала $[P_{np}^{\min}, P_{np}^{\max}]$, где $P_{np}^{\min} = P_{атм}$, $P_{np}^{\max} = p$. Когда расчетная максимальная нагрузка на полированном штоке превысит максимальную нагрузку по фактической динамограмме, процедура прекращается. При этом последнее значение P_{np}^i будет являться решением.



а
 б
 Рисунок 10 – Профили давлений в стволе скважин №№ 8035, 6790:
 а – для верхнего пласта; б – для нижнего пласта

Далее, решая уравнение падения давления на отрезке $[H_n, H_{np}]$ (H_{np} – глубина расположения приёма хвостовых труб) с начальными условиями $p|_{x=H_n} = p_{np}$ для гидравлического диаметра хвостовика, получаем давление на входе в хвостовик. После чего, для нахождения забойного давления, уравнение падения давления решается уже на отрезке $[H_{np}, H_{скв}]$ для гидравлического диаметра обсадной колонны. При этом начальными условиями будет являться результат решения уравнения в хвостовике, т.е. $p|_{x=H_{np}} = p_{np}$.

Используя данный метод, были определены давления на приеме и забое нижних пластов. Для найденных решений были построены профили давлений, рисунок 10б. Результаты расчетов и замеры приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчета давления на приеме и забое нижнего пласта

№№ скв.	Замеренное давление под пакером (забойное давление нижнего пласта), МПа	Макс. нагрузка по динамограмме, кН	Расчетная макс. нагрузка, кН	Расчетное давление на входе в насос, МПа	Расчетное давление на входе в трубу, МПа	Расчетное давление на забое, МПа
8035	6,8	39	34,5	6,78	7,30	7,32
6790	7,8	35	36,9	7,04	8,33	8,38

Результаты расчета давления на приеме насоса скважины ОРЭ по предложенной методике приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчета давления на приеме нижнего пласта

№№	Замеренное давление под пакером (забойное давление нижнего пласта), МПа	Расчетное давление на приеме хвостовика, МПа	Абс. погрешность, МПа	Относительная погрешность, %
8035	6,8	7,3	0,5	7,4
6790	7,8	8,3	0,5	6,8

Сопоставительный анализ результатов промысловых исследований и расчетных данных показал, что предложенная методика обладает достаточной для практического применения точностью.

В пятой главе приведены новые перспективные технологические схемы ОРЭ, разработанные при участии автора.

Разработанные и подробно исследованные в работе одно- и двухлифтовые установки охватывают диапазон дебитов пластов, которые можно эксплуатировать штанговыми насосами, т.е. не более 30-40 м³/сут.

В то же время девонские скважины Ромашкинского месторождения вскрывают нижележащие пласты (Д₀) с дебитом 30-200 м³/сут, а выше могут находиться девонские или карбонатные пласты с дебитом 3-15 м³/сут.

Для таких скважин разработаны два типа установок с использованием ЭЦН. Установка, в соответствии с рисунком 11а, содержит пакер, разделяю-

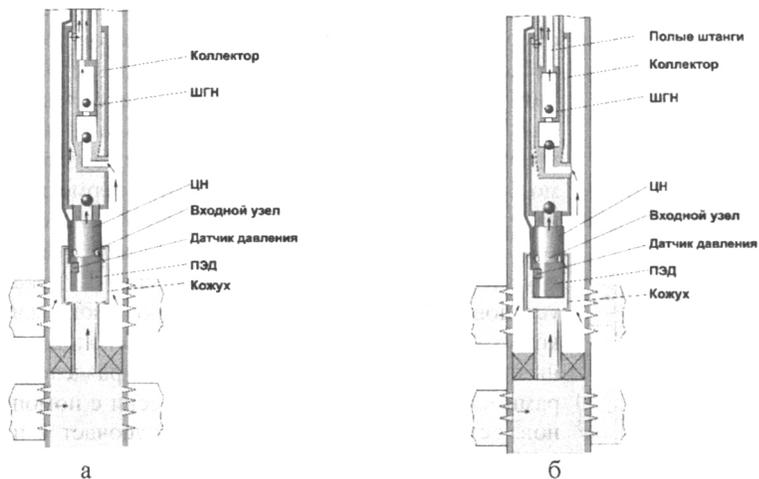


Рисунок 11 – Технологические схемы ЭЦН-ШГН

щий пласты; ЭЦН, двигатель, которого помещен в кожух, замыкающийся на

входном узле центробежного насоса; штанговый насос, помещенный в коллектор. Силовой кабель герметично выведен внутрь кожуха через изменённый входной узел насоса.

Установка работает следующим образом: продукция нижнего пласта поступает через хвостовик в кожух, а из него через входной узел в центробежный насос, из которого попадает в коллектор, где смешивается с продукцией верхнего пласта, нагнетаемой штанговым насосом, вход которого через боковой канал сообщен с межтрубным пространством. Далее продукции пластов, смешиваясь, поднимаются по колонне НКТ.

Для тех скважин, где смешение продукций пластов недопустимо и имеется раздельная система их сбора, разработана установка с полыми штангами, рисунок 11б. В ней продукция верхнего пласта поднимается по полым штангам, не перемешиваясь с продукцией нижнего.

Дебит и обводненность пластов в скважине со смешением продукции определяют установкой одного из насосов. При этом из скважины поступает продукция, поднимаемая другим насосом. А в скважине с раздельным подъемом продукций – прямым замером по каждому из каналов. Забойное давление у верхнего пласта определяют, как обычно, эхометрированием, а у нижнего – по телеметрии.

Таким образом, установки позволяют измерять все необходимые параметры для осуществления контроля над разработкой месторождения. На 01.04.09. в ОАО «Татнефть» работают 40 установок со смешением продукции и 4 – с полыми штангами, т.е. с раздельным её подъёмом.

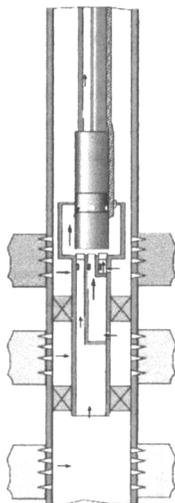


Рисунок 12 –
Схема с одним
ЭЦН

Технологическая схема ОРЭ с использованием одной ЭПУ. Сущность этой технологической схемы заключается в том, что насос большой производительности позволяет откачивать продукцию каждого из пластов поочередно или нескольких вместе до заданных для каждого пласта величин забойного давления с помощью системы регулирования, при этом в кожух помещен только электродвигатель погружного насоса, который заканчивается на входном модуле насоса, в котором размещен герметичный выход кабеля. В качестве электропогружного используют центробежный, винтовой и другие насосы с приводом от погружного электродвигателя. На рисунке 12 показана схема установки. Установка содержит электропогружной насос с кожухом и хвостовиком, имеющим несколько изолированных каналов, сообщенных с разными разделенными пакерами пластами. Система автоматически с помощью клапанов, установленных в каналах, подключает к насосу пласты, в которых забойное давление достигло заданной верхней величины и отключают при достижении нижнего порога. Производительность насоса подбирается достаточной, чтобы отбирать продукцию всех пластов.

ОРЗ предусматривает закачку воды в разобщенные пласты по отдельным каналам под разными давлениями или за счёт спущивания на устье скважины. При такой схеме значительно упрощаются процессы раздельной закачки воды. Замер давления закачки и приемистости пластов осуществляется расходомерами и манометрами непосредственно на устье скважины. При использовании забойного или устьевого спущивания к нагнетательной скважине должна подводиться вода с давлением, обеспечивающим заданную приемистость пласта с худшими коллекторскими свойствами. В ОАО «Татнефть» принята такая схема, т.к. она позволяет легко регулировать объёмы закачки воды в зависимости от реакции добывающих скважин, вести циклическое заводнение. Для этого разработана установка с параллельными рядами труб и пакером, рисунок 13а, разделяющим пласты. Но эта установка может применяться лишь при давлении закачки в верхний пласт, не превышающем допустимого для эксплуатационной колонны, поэтому были разработаны две двухпакерные схемы с концентричным расположением труб. Первая из них, рисунок 13б, предусматривает установку двух постоянных пакеров с полированными втулками и спуск в них двух концентричных колонн труб с ниппелями на концах. Проход труб и ниппеля наружной колонны должен обеспечивать спуск внутрь нее колонны и ниппеля меньшего размера. Вторая схема, рисунок 13в, предусматривает использование шплисовых пакеров, например М1-Х. Для ее реализации устанавливают сначала нижний пакер с колонной труб меньшего диаметра, затем спускают и устанавливают на трубах большего диаметра второй пакер, надев пакер и трубы на ранее спущенную колонну труб, разгрузив на это время последнюю на первый (нижний) пакер. А закачку воды в пласты ведут по колонне труб меньшего диаметра и кольцевому пространству между двумя колоннами труб.

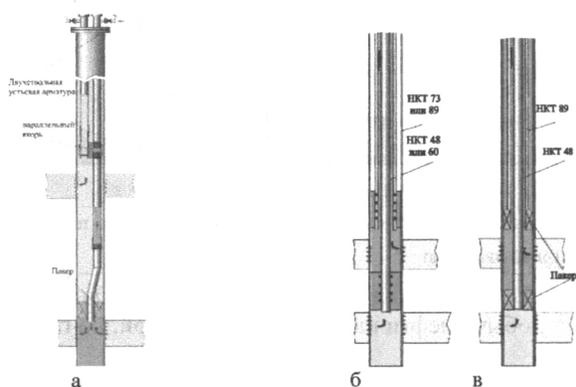


Рисунок 13 – Схемы одновременно-раздельной закачки и воды в два пласта

Поскольку пласты, вскрываемые скважиной, могут разрабатываться каждый по своей схеме, назначение скважины для каждого из них может

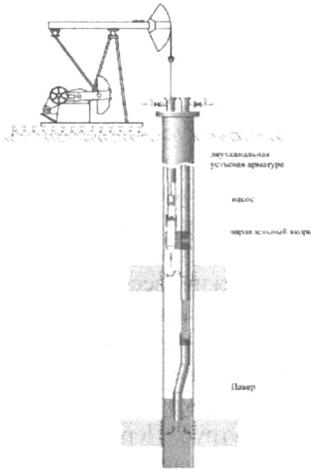


Рисунок 14 – Схема добычи-закачки нефти за счёт ОРЭ в общем годовом объеме добычи по годам в ОАО «Татнефть» и НГДУ «Ямашнефть».

быть разное. Поэтому разработана также установка для одновременной добычи из одного пласта и закачки воды в другой рисунок 14. Установка работает в 17 скважинах.

В шестой главе оценено влияние ОРЭ на показатели работы ОАО «Татнефть». На 1.04.2009 г. объем внедрения установок для ОРЭ составил 444 скважины, общая накопленная дополнительная добыча – 691 тыс. тонн нефти, чистый дисконтированный доход на 01.04.2009 г составляет 1,89 млрд. руб. Установки для ОРЭ внедрены в 107 скважинах, а дополнительная добыча по реагирующим скважинам составила 96 тыс. тонн нефти. На рисунке 15 приведена гистограмма роста объемов внедренных установок ОРЭ по годам и накопленной добычи нефти. На рисунке 16 приведены доли дополнительной

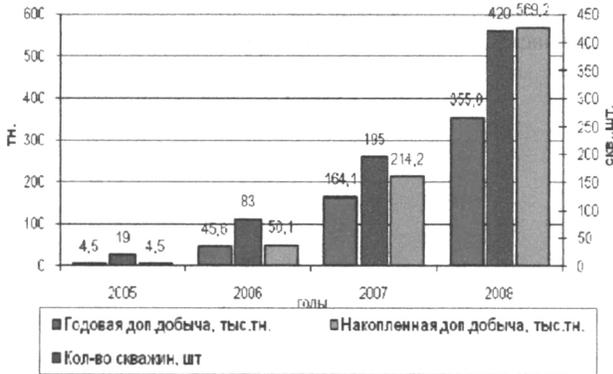


Рисунок 15 – Изменения объемов внедрения ОРЭ и дополнительной добычи нефти накопленной и годовой, по годам

Как видно из рисунков, влияние ОРЭ очень быстро растёт, и за 2008 г. дополнительная добыча нефти уже составляет 1,378 % от общей годовой добычи нефти в ОАО «Татнефть», рисунок 16а. В НГДУ «Ямашнефть», где ОРЭ получили наиболее широкое применение, доля годовой добычи от неё за 2008 г. составила 5,95 %, рисунок 16б.

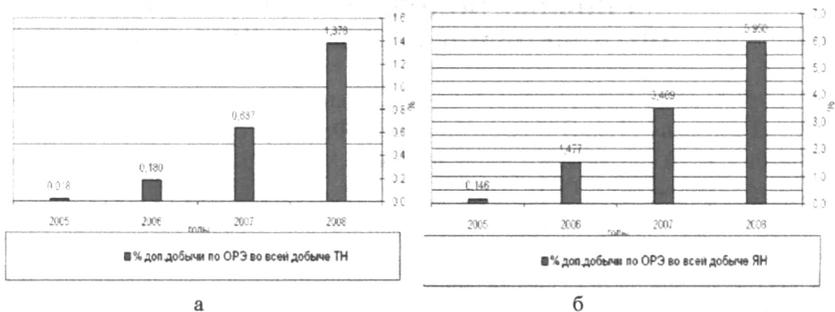


Рисунок 16 – Доли дополнительной добычи нефти от ОРЭ в годовой добыче

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. На основе анализа существующих схем ОРЭ разработана классификация технологических схем ОРЭ применительно к поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

2. Изучением строения основных месторождений ОАО «Татнефть» обоснована целесообразность и актуальность применения ОРЭ в Татарстане.

3. Выполнено теоретическое и промысловое исследование работы различных технологических схем для ОРЭ применительно к поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

4. Разработаны методы определения дебитов и обводнённости продукций пластов для однолифтовой технологической схемы.

5. Разработана методика определения давлений в приеме насоса и забое, в т.ч. в подпакерном пространстве, при одновременно-раздельной эксплуатации пластов по фактической динамограмме на основе динамической модели штанговой установки для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов и гидродинамической модели газожидкостного потока в нижних трубах и в стволе скважины, комплексно учитывающей изменение физических свойств флюида.

6. Теоретическими расчётами и стендовыми испытаниями обосновано использование насосно-компрессорных труб (НКТ) с уменьшенным диаметром муфт в двухлифтовых схемах ОРЭ.

7. Предложены новые технологические схемы ОРЭ и двухствольная устьевая арматура, защищенные четырьмя патентами. Прошли приёмочные испытания и рекомендованы к промышленному производству четыре разработки. Разработано и утверждено РД по исследованию скважин с установками для ОРЭ. Объём внедрения ОРЭ на 1.04.09 г. составил 444 скважины, дополнительная добыча – 691 тыс.т., чистый дисконтированный доход на 01.04.2009 г составляет 1,89 млрд. руб.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДИССЕРТАЦИИ ОПУБЛИКОВАНЫ В СЛЕДУЮЩИХ РАБОТАХ

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

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

3. Заббаров, Р.Г. Развитие одновременно-раздельной эксплуатации скважин [Текст] / Гарифов К.М., Ибрагимов Н.Г. и Заббаров Р.Г. // Нефть и жизнь. – 2008. – №3. – С. 40–41

4. Заббаров, Р.Г. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов [Текст] / Гарифов К.М., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Ахметвалиев Р.Н. // Нефтегазовая вертикаль – 2006. – №12. – С. 54–57.

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

6. РД 153-39.0-575-08. Временная инструкция по гидродинамическим методам исследований скважин, оборудованных установкой для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов [Текст] / Гарифов К.М., Заббаров Р.Г., Иктисанов В.А., Кадыров А.Х., Рахманов И.Н., Глуходед А.В., //Бугульма. – 2007. – 18 с.

7. Пат. 2305747 Российская Федерация, МКИ Е 21 В 33/03. Устьева двухствольная арматура [Текст] / Гарифов К.М., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Ахметвалиев Р.Н., Кадыров А.Х., Валовский В.М., Валовский К.В.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». – № 2005138175/03; заявл. 08.12.2005; опубл. 10.09.2007, Бюл. № 25.

8. Пат. 72720 Российская Федерация, МКИ Е 21 В 43/44. Установка для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов [Текст] / 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.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». – № 2007124089; заявл. 26.06.2007; опубл. 27.04.2008, Бюл. № 12

9. Пат. 2339795 Российская Федерация, МКИ Е 21 В 43/14. Насосная установка для эксплуатации пластов в скважине [Текст] / Заббаров Р.Г., Ибрагимов Н.Г., Гарифов К.М., Фадеев В.Г., Закиров Б.В., Ахметвалиев Р.Н., Кадыров А.Х.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». – № 2006147343/03; заявл. 29.12.2006; опубл. 27.11.2008; Бюл. №33.

10. Пат. 2339798 Российская Федерация, МКИ Е 21 В 43/14. Насосная установка для эксплуатации пластов в скважине [Текст] / Гарифов К.М., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Валовский В.М., Ахметвалиев Р.Н., Кадыров

А.Х., Рахманов И.Н., Глуходед А.В.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». – № 2007100541/03; заявл. 09.01.2007; опубл. 27.11.2008; Бюл. №33.

11. Пат. 2353758 Российская Федерация, МКИ Е 21 В 43/14. Установка для одновременно раздельной закачки воды в два пласта [Текст] / Гарифов К.М., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Федотов Г.А., Кадыров А.Х., Глуходед А.В.; Рахманов И.Н., Балбошин В.А.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». – № 2007122540/03; заявл. 15.06.2007; опубл. 27.04.2009; Бюл. №12.

10-

Отпечатано в секторе оперативной полиграфии
института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»
на цифровом дубликаторе Riso HC5500

тел.: (85594) 78-656, 78-565

Подписано в печать 15.05.2009 г.

Заказ №13050902 Тираж 100 экз.