Деряев А.Р.
Гелдимырадов А.Г.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научная монография

Deryaev A.R.
Geldimyradov A.G.

FEATURES OF TECHNOLOGY FOR DUAL COMPLETION OF GAS CONDENSATE FIELDS

Scientific monograph

Accent Graphics Publising & Communications
Accent Graphics Communications & Publishing

Hamilton, 2022

УДК 62

ББК 30

DOI 10.29013/FTFDCGC.DeryaevA.R.GeldimyradovA.G.218.2022

Авторы:

Деряев Аннагулы Реджепович

Кандидат технических наук, старший научный сотрудник Научно-исследовательский институт природного газа ГК «Туркменгаз»;

Гелдимырадов Арслан Гелдимырадович

Доктор технических наук, доцент Международный университет нефти и газа имени Ягшигельды Какаева.

Рецензенты:

Гельдыев Х.А., доктор технических наук, эксперт отдела физики – математики, академия наук Туркменистана;

Велиев Ш.Р., кандидат технических наук, Президент ОАО «Азнефтемаш».

Деряев А.Р. Гелдимы радов А.Г.

Д 36 **Особенности технологии одновременной раздельной эксплуатации газоконденсатных месторождений** – Гамильтон : Accent Graphics Pablishing and Communiation. 2022. – 218 с.

Deryaev A.R. Geldimyradov A.G.

Features of Technology for Dual Completion of Gas Condensate Fields – Hamilton : Accent Graphics Pablishing and Communiation. 2022. – 218 p.

ISBN 978-1-77192-641-6

В монографии полностью рассмотрены такие задачи, как разработка газоконденсатных месторождений одновременным освоением газовых пластов с помощью технологий и бесперебойным регулированием способности газоотдачи пластов при одновременной работе, отдельное выявление свойств продуктивности каждого пласта с помощью вновь созданного оборудования. Произведен расчет экономических показателей вариантов разработки нефтяных и газовых залежей. Выполнен анализ механизированной эксплуатации нефтяных скважин с точки зрения их применимости в условиях месторождения Корпедже. По рекомендуемому газлифтному способу приведены рекомендации по улучшению режима работы скважин.

Детально рассмотрены вопросы эксплуатации газовых скважин, состояние и предложения по улучшению системы сбора и подготовки газа и конденсата, выполнен анализ существующих систем одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) для газовых скважин и приведены методики расчета компоновок ОРЭ для проектируемых скважин.

Разработаны конструкции проектируемых эксплуатационных газовых скважин, комплекс исследовательских работ в процессе бурения, рекомендации по вскрытию продуктивных пластов.

Монография может быть полезна инженерам-технологам нефтегазодобывающих предприятий, специалистам, занимающимся вопросами разработки нефтегазовых месторождений, аспирантам и студентам вузов, обучающимся по нефтегазовому направлению.

© Deryaev A.R. Geldimyradov A.G.
© Accent Graphics Pablishing and Communiation 2022.

ISBN 978-1-77192-641-6

Содержание

ВВЕДЕНИЕ 6

Глава I. АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОРПЕДЖЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТОДОМ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

1.1. Геолого-технические предпосылки для успешного внедрения ОРЭ на многопластовых месторождениях 11
1.2. Методы определения технологических показателей эффективности ОРЭ 16
1.3. Анализ по формированию эксплуатационных объектов в многопластовые месторождения для ОРЭ 19
1.4. Анализ характеристики коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности для одновременно-раздельной эксплуатации 27
1.5. Определение характеристики коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности для одновременно раздельной разработки месторождения 31
1.6. Определение свойств и состава нефти, газа и конденсата для одновременно раздельной разработки 35
1.7. Газогидродинамические и термодинамические исследования скважин и пластов для одновременной раздельной эксплуатации скважин 42

Глава II. ОБОСНОВАНИЕ БУРОВЫХ РАБОТ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ С ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ НЕСКОЛЬКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ И ИХ ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ

2.1. История развития и современное состояние технологии способа ОРЭ 48
2.2. Способы ОРЭ, цели и задачи применения 56
2.3. Применение ОРЭ для приобщения продуктивных горизонтов и для решения технических задач по добыче нефти и газа 60
2.4. Применение метода ОРЭ для контроля и регулирования процесса разработки 64

2.5. Обоснование потенциального содержания и коэффициента извлечения конденсата на месторождении Корпедже. 68
2.6. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки для газоконденсатных залежей при освоении методом одновременной раздельной эксплуатации 71

Глава III. ОПЫТ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СПОСОБОМ ОДНОВРЕМЕННО РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТУРКМЕНИСТАНА

3.1. Способ ОРЭ двух продуктивных горизонтов одной скважиной. 77
3.2. Способ одновременно раздельной и совместной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов одной скважиной и устройство для его осуществления. 88
3.3. Способ одновременно раздельной добычи нефти и газа из многопластовой залежи одной скважиной 103

Глава IV. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1. Экономические показатели вариантов разработки для газоконденсатных залежей при освоении методом ОРЭ 119
4.2. Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта . . . 123
4.3. Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей для газоконденсатных залежей при освоении методом ОРЭ. 127
4.4. Прогнозные технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки для газоконденсатных залежей при освоении методом ОРЭ. 130
4.5. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования и характеристика показателей эксплуатации скважин136
4.6. Расчет газлифтных подъемников 142
4.7. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при фонтанной и газлифтной эксплуатации скважин и технико-технологические мероприятия по увеличению добычи 147

Глава V. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

5.1. Предложение по улучшению системы сбора, подготовки и транспорта природного и попутного газа 152
5.2. Конструкция газоконденсатных скважин и анализ технологических режимов их работы по устьевым параметрам 155
5.3. Анализ конструктивных особенностей существующих комплексов оборудования для одновременно раздельной эксплуатации газоконденсатных пластов 158
5.4. Уточнение параметров эксплуатации и учет потерь давления в забойном оборудовании для ОРЭ скважин..... 162
5.5. Выбор скважинного оборудования для одновременно сместного отбора газа из двух продуктивных пластов одной колонной НКТ 166
5.6. Определение добычи конденсата газового месторождения при разработке методом одновременно раздельной эксплуатации 170

Глава VI. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И КОНТРОЛЬ НАД РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН ПРИ ОРЭ

6.1. Требования к конструкциям газовых скважин для освоения их методом ОРЭ..... 172
6.2. Контроль над разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования 176

Глава VII. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

7.1. Охрана недр и окружающей среды при разработке газовых месторождений методом ОРЭ..... 180

Глава VIII. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СПОСОБУ ОРЭ СКВАЖИН

8.1. Рекомендации по технологии проводки, выбору оборудования и исследования скважин осваемых методом ОРЭ ... 184
8.2. Рекомендации по комплексному внедрению с раздельной эксплуатацией одновременно нескольких горизонтов на газовых месторождениях Туркменистана 190

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....200

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....203

ВВЕДЕНИЕ

В эпоху могущества и счастья последовательно и успешно реализуется дальновидная и мудрая энергетическая политика Президента Туркменистана Сердара Бердымухамедова, направленная на всестороннее развитие топливно-энергетического комплекса страны и гармоничную интеграцию в мировую энергетическую систему.

Одним из приоритетов энергетической политики уважаемого Президента в эпоху могущества и счастья является расширение производственных мощностей нефтедобывающей отрасли. В «Программе социально-экономического развития страны Президента Туркменистана на 2019–2025 годы» Лидер нации, председатель Халк Маслахаты Милли Генгеша Туркменистана Гурбангулы Бердымухамедов поставил перед нефтяной отраслью важнейшие задачи по увеличению объемов добычи нефти до 2025 г. [4, 80]. Для достижения этих целей были не только открыты новые месторождения и введены в эксплуатацию новые скважины и пласты, но и внедрены новые технологии и методы на производственных предприятиях.

Дружные и воодушевленные работники нефтегазовой и геологической отраслей Туркменистана, всецело поддерживая мудрую и дальновидную внутреннюю и внешнюю политику Президента независимого и постоянно нейтрального Туркменистана Сердара Бердымухамедова, направленную на дальнейшее повышение благосостояния народа и укрепление всестороннего потенциала Родины, прочно сплотившись, ведут масштабную работу в различных областях промышленности для дальнейшего развития экономики страны быстрыми темпами.

В соответствии с Программой развития нефтегазовой промышленности Туркменистана на период до 2030 года перед всеми работниками нефтегазовой отрасли Туркменистана определены конкретные задачи по успешной реализации масштабных проектов, поставленных перед нефтегазовым сектором страны. Успешное выполнение этих задач станет основой для повышения авторитета Ро-

дины в мире, поднятия его на высшие уровни, улучшения благосостояния нашего народа.

Реализуемые в нефтегазовом секторе страны масштабные проекты имеют огромное значение в повышении экономического потенциала отрасли и подтверждают статус Туркменистана как одного из лидеров международной энергетической отрасли.

Проведение геолого-разведочных работ в стране, поиск, добыча месторождений нефти и газа, углубленая переработка нефти, природного газа и минерального сырья, реализация углеводородных ресурсов и продуктов их переработки на мировом рынке по различным направлениям, оснащение производства современными техническими средствами, укрепление материально-технической базы нефтегазового комплекса, внедрение в производство новейших достижений науки и инновационных технологий, способствующих диверсификации структуры экономики, выпуску конкурентоспособной и экологически чистой готовой продукции в больших масштабах, вопросы охраны окружающей среды являются основными задачами нефтегазовой отрасли [3, 7].

Следуя мудрой и дальновидной политике Президента Сердара Бердымухамедова в области развития науки и образования, наша страна каждый день в эпоху могущества и счастья получает новые достижения.

В соответствии с Национальной программой развития нефтегазовой отрасли Туркменистана на 2011–2030 годы в целях реализации задач, поставленных перед нефтегазовой отраслью страны, к 2025 году планируется довести добычу газа до 126,1 млрд. куб метр [2, 310]. Большую часть добываемого газа планируется осуществлять на суше и на море с использованием новых технологий, соответствующих мировым стандартам, а также путем совершенствования и расширения научно-исследовательской деятельности в этой области.

Мудрая экономическая политика Президента Туркменистана Сердара Бердымухамедова основывается на принципах направления огромных природных богатств и экономической мощи страны на обеспечение счастливой жизни туркменистанцев. Как и в других отраслях экономики, в нефтегазовой отрасли, которая считается стратегически важным сектором, проводятся кардинальные реформы.

Были выделены наиболее важные и масштабные проекты, нацеленные на будущие периоды, которые обеспечат вхождение Родины в ряды основных энергопроизводящих стран мира.

В рамках важнейших мероприятий, проводимых в этой области, будет увеличена добыча нефти и газа, развита перерабатывающая промышленность, построены новые газопроводы, которые будут доставлять нефтегазовые ресурсы на мировые рынки.

В результате больших усилий и создаваемых возможностей Президента Туркменистана по превращению нашей страны в промышленно развитую страну и диверсификации углеводородных ресурсов на мировые рынки осуществляется быстрыми темпами строительство газопровода Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия и внедрение проектов газохимических комплексов в производство, что позволит еще больше увеличить экспортный потенциал нефтегазовой отрасли. Также в целях диверсификации экспортных маршрутов, которая является одним из приоритетных направлений, будет продолжена работа по экспорту туркменского природного газа на рынок стран Европы.

По поручению Президента Туркменистана Гурбангулы Бердимухаммедова в 2008 году началось освоение мелководья прибережной части акватории Каспия, площади Северный Готурдепе. В 2012 году было пробурено 4-е скважины (2-е разведочные, 2-е эксплуатационные) методом одновременно-раздельной эксплуатацией нескольких нефтяных пластов. Из этих четырех скважин при освоении был получен большой приток нефти, за этот полученный результат нефтяников лично поблагодарил Президент Туркменистана Аркадаг. После чего на очередных выборах в 2012 году Президент Туркменистана посетил месторождение Северный Готурдепе, а именно наклонно-направленную скважину № 204 и расширенно ознокомился о ходе буровых работ и о достижениях нефтяников при использовании и усовершенствовании новых передовых технологий. Заинтересованность Президента Туркменистана с новыми оснощаемыми технологиями в нефтегазовой отрасли вдохновили туркменских нефтяников и научных работников нефтегазового комплекса к новым открытиям и достижениям в данном направлении.

В целях увеличения добычи нефти и природного газа, в соответствии с целью обеспечения надежной ресурсной базы, предполагается повы-

шение эффективности за счет внедрения новых технологий и методов при проведении необходимого объема научно-разведочных, разведочных и глубоких эксплуатационно-буровых работ. В результате открытия новых крупномасштабных очагов, с увеличением запасов углеводородных ресурсов, отмечается увеличение темпов буровых работ.

С отеческой заботой Президента в эпоху могущества и счастья туркменского народа в стране, стремительно развивающейся во всех областях народного хозяйства, в том числе экономической, научно-технической, медицинской и культурной, было открыто несколько крупных месторождений нефти и газа, такие как Узынада, Южный Ёлотен, Алтыгуйы, Кемер, Северный Готурдепе. В результате совершенствования технологий добычи нефти и газа и модернизации оборудования ежегодно увеличиваются производственные мощности.

Отмечая, что «в новую эпоху новейшие достижения науки и техники внедряются в экономику, промышленность, сельское хозяйство, строительство, сейсмологию, химию, геологию, нефть и газ, медицину, систему образования и другие отрасли народного хозяйства, а вся деятельность организуется на научной основе» [1, 231], и учитывая современные общие преобразования в развитии науки и техники, уважаемый Президент Туркменистана большое внимание уделяет подготовке местных специалистов в области внедрения новых инженерных изобретений, объектов, отвечающих мировым стандартам, и управления ими.

Одной из основных задач при проектировании разработки нефтяных месторождений является обоснование выделения эксплуатационных объектов. В решение этой задачи внесли большой вклад многие крупные ученые и производственники нефтяной отрасли Н. Е. Быков, В. Г. Каналин, Л. Ф. Дементьев, А. П. Крылов, Б. Т. Баишев, В. А. Бочаров, К. С. Баймухаметов, П. Ф. Викторов, К. Х. Гайнуллин, А. Ш. Сыртланов, Э. М. Тимашев, Р. Х. Муслимов, Б. Ф. Сазонов, Р. Г. Рамазанов, Г. Г. Вахитов, М. М. Саттаров, Е. П. Ефремов, А. Н. Яшин, Э. М. Халимов, В. Д. Лысео, С. Н. Закиров, В. Ф. Базив, Н. Н. Лисовский, И. В. Кривоносов, Р. А. Максутов, Б. Е. Доброскок, Ю. В. Зайцев и др.

Главный итог выполненных за 30–40 лет исследований заключается в том, что ввод в разработку методами заводнения крупнейших нефтяных месторождений путем формирования многопластовых

эксплуатационных объектов привел к таким значительным негативным последствиям, как неравномерность выработки пластов и снижение коэффициента нефтеизвлечения, увеличение водонефтяного фактора, сроков эксплуатации и т.д. На всех месторождениях начался процесс разукрупнения эксплуатационных объектов, бурение дополнительных скважин, переобустройство нефтепромысловых объектов и т.д. Процесс этот продолжается и в настоящее время.

Данная монография выполнена на примере газовых месторождений Туркменистана, что потребовало их систематизировать по фильтрационно-емкостным характеристикам основных продуктивных красноцветных отложений и свойствам газов и конденсата. В работе приводится краткий обзор опубликованных работ за рубежом и в Туркменистане, в которых излагаются фактические данные по разработке многопластовых эксплуатационных объектов, в том числе более подробно по месторождению Туркменистана, точнее Корпедже.

В монографии обобщены литература, патент, опыты производственных работ и Интернет-материалы, и также результаты проведенных работ в производстве. Научная работа, выполненная в рамках заданий по повышению добычи нефти и газа.

На основе аналитических исследований выявлены особенности (основные требования) способа одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов и выбрано направление научно-исследовательских работ в будущем, а также представлены их решения.

На основе анализа результатов лабораторных и промысловых исследований обоснованы наиболее сильные факторы, обуславливающие условия одновременно раздельно совместной разработки многопластовых объектов и получены их количественные оценки.

В работе использованы опубликованные, а также фактические промысловые материалы преимущественно по месторождению Туркменистана.

Предлагаемая научная работа посвященая технологии добычи способом одновременной раздельной эксплуатации нескольких газовых пластов, в дальнейшем в мировой практике даст старт реализации ранее не применяемому виду разработки многопластовых месторождений способом ОРЭ нефти и газа из одной скважины.

Глава I. АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОРПЕДЖЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТОДОМ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

1.1. Геолого-технические предпосылки для успешного внедрения ОРЭ на многопластовых месторождениях

Для многопластовых месторождений рассматриваются варианты совместной и самостоятельной разработки пластов с выделением базисных эксплуатационных объектов и площадей, объектов возврата. На практике нередки случаи экономически обоснованной эксплуатации двух различных пластов с различными свойствами, объединенных в один объект разработки и эксплуатирующихся одной сеткой скважин (общим фильтром). Иногда к основному объекту в отдельных скважинах (зонах) приобщается другой эксплуатационный объект, разработка которого самостоятельной сеткой экономически неэффективна. При этом обеспечиваются минимально допустимые с точки зрения экономики запасы нефти на скважину. Такое приобщение является вынужденным и приводит к снижению коэффициента извлечения нефти (КИН) [5–9].

Многие скважины, эксплуатирующие нижележащие горизонты, при принятии решения о переводе их на вышележащие объекты не до конца выполняют свое назначение. Работа многих из них характеризуется низкой рентабельностью из-за высокой обводненности. Для достижения проектных значений КИН необходимо продолжить эксплуатацию скважин, причем на максимально возможных режимах.

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) пластов (объектов) через одну скважину (группу скважин) – это комплекс технических и технологических мероприятий, позволяющих через

скважины воздействовать на каждый объект многопластового месторождения с целью обеспечения его выработки в оптимальном режиме. Одновременно-раздельную эксплуатацию в свою очередь можно подразделить на одновременно-раздельную закачку (ОРЗ) вытесняющего жидкости и одновременно-раздельную добычу (ОРД) продукции из каждого разделяемого продуктивного объекта.

ОРЭ скважин на многопластовых месторождениях – один из основных методов регулирования разработки. Создание независимых систем разработки объектов с использованием технологии одновременно-раздельной эксплуатации это целенаправленное изменение условий разработки продуктивных пластов в рамках принятых технологических решений.

ОРЗ вытесняющего агента в пласты с различными геолого-физическими характеристиками обеспечивает нагнетание агента в необходимых объемах для поддержания пластового давления (ППД) при дифференцированном давлении нагнетания (репресии), а ОРД – добычу необходимых объемов продукции пласта за счет создания для каждого пласта соответствующей депрессии.

При разработке месторождения большое значение приобретает выделение эксплуатационных объектов. В связи с различием отложений по условиям залегания, типу коллекторов, свойствам насыщающих флюидов необходимо выделять объекты, для которых рекомендуется использование ОРЭ. При выделении объектов обычно учитывают следующие геолого-промысловые характеристики:

– тип коллектора, его физические свойства;
– режим работы залежи, ее размеры, запасы;
– различие составов и свойств насыщающих флюидов;
– взаиморасположение продуктивных пластов по разрезу.

При эксплуатации нескольких пластов одного объекта общим фильтром технически и технологически труднее осуществлять контроль процесса разработки и влиять на него. Усложнение условий контроля разработки может привести к уменьшению КИН пластов, трудностям в учете добычи продукции отдельных пластов. При объединении объектов в один в процессе добычи могут возникать следующие проблемы [9–11].

1. Приобщение к высоко проницаемым коллекторам пласты низко проницаемых отложений приводит к отключению последних, совместная обработка призабойной зоны не однородных пластов затрудняет процесс регулирования разработки.

2. Из-за взаимовлияния близко расположенных пластов из эксплуатации отключаются низкопроницаемые. Для совместной разработки объектов их проницаемость не должна различаться более чем в 2–3 раза. Включение разных пластов в один объект разработки возможно при близких значениях параметров пластов и содержащихся в них продукции.

Изучены и научно проанализированы общие сведения месторождения Корпедже. Его геологическое строение, стратиграфия, тектоника и коллекторские свойства горных пород. Проведены гидродинамические анализы запасов горизонтальных скважин на Готурдепинском месторождении и продуктивных пластов, извлекаемых из ранее действующих скважин.

Анализы, проведенные в работе по геологии и по гидродинамическим запасам пластов, а также по продуктивности этих пластов Корпеджинского месторождения, составляя глубокую суть будущих работ, заложили основу высокой эффективной правильной разработки конструкции скважин для способа ОРЭ нескольких пластов, успешного бурения скважин до проектной глубины, выбора соответствующих растворов, с целью некольматирования продуктивных пластов, достижения их высокой нефтеотдачи в процессе освоения.

А также, научно проанализированы технические и технологические отличия способа ОРЭ нескольких пластов от действующего в настоящее время способа освоения продуктивных пластов. Собраны развернутые теоретические и практические материалы об этом способе и получены результаты.

Для внедрения в производство способа ОРЭ нескольких пластов полностью изучены необходимые точные геологические и предполагаемые во время эксплуатации параметры каждого пласта осваиваемого месторождения.

В связи с тем, что более половины всех капитальных вложений приходится на бурение скважин, всегда возникает вопрос объединения пла-

стов или объектов для эксплуатации одной сеткой скважин. Совместная разработка двух объектов одной скважиной (общим фильтром) осуществляется обычно по экономическим соображениям, когда раздельная их эксплуатация не рентабельна. При этом, как правило, реализовать потенциальные возможности каждого эксплуатационного объекта не удается, и суммарное значение дебитов значительно ниже (на 20–40%).

Таким образом, для многопластовых месторождений актуально использование технологии ОРЭ. Однако создание системы совместной разработки пластов требует серьезного технико экономического и геологического обоснования, учета взаимовлияния одновременно эксплуатирующихся объектов и совместимости химических свойств флюидов и физических параметров общей системы.

Решать вопрос о совместной эксплуатации пластов с использованием технологии ОРЭ желательно на первых стадиях разработки, что позволяет экономить значительные средства на бурение скважин. Кроме того, одновременно-раздельную эксплуатацию нескольких объектов одной скважиной необходимо планировать уже на стадии обоснования в проектных документах на разработку месторождения, где должно быть предусмотрено:

– равномерное разбуривание месторождения (залежи);

– рациональное и эффективное использование утвержденных запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов;

– недопущение выборочной отработки, приводящей к потерям балансовых запасов;

– обоснованное выделение эксплуатационных объектов для самостоятельной разработки.

На стадии проектирования нужно подбирать скважины, в которых будет применяться ОРЭ, формировать сетку скважин, определять другие параметры системы разработки. Выделение эксплуатационных объектов необходимо увязать с возможностями трансформации системы воздействия в процессе выработки запасов, возможностями внедрения различных методов увеличения нефтеотдачи без ущерба для других объектов.

Большое значение имеет депрессия на каждый пласт, в свою очередь, зависящая от пластового давления каждого объекта и ограни-

чения забойных давлений, которые будут общими для совместно эксплуатирующихся объектов. Существует потенциальная возможность межпластовых перетоков.

Продукция скважин характеризуется комплексом физико-химических свойств, различных в зависимости от горизонта. Необходимо учитывать, что при совместном извлечении флюидов с различными свойствами могут образовываться новые компоненты, затрудняющие последующие процессы транспорта и подготовки продукции. При раздельном отборе с установлением оптимального забойного давления удается отбирать продукцию из пласта с пониженным пластовым давлением, а также из пласта, в котором нефть обладает структурно-механическими свойствами.

При внедрении оборудования для ОРЭ к конструкции и техническому состоянию эксплуатационных колонн скважин предъявляются жесткие требования. Продукция из пластов в зависимости от числа разделяемых пластов и конструкции скважин добывается по одному или двум лифтам. Подача рабочего агента в разделяемые пласты может обеспечиваться закачкой пресной, сточной, пластовой водами с поверхности или перепуском пластовой воды с подъемом на поверхность, или внутрискважиной перекачкой.

ОРЭ применяется для разработки различных объектов и необходима для тех пластов (одного объекта разработки), эксплуатация которых общим фильтром нежелательна с точки зрения геолого-промысловых параметров. При совместной работе высоко – и низкопроницаемых (в случае их наличия в разрезе) пластов объекта целесообразно эксплуатировать данный объект с применением технологии ОРЭ, разделив его на две части (высоко- и низко проницаемые пласты).

Учет выработки запасов (контроль разработки) одновременно-раздельно эксплуатируемых объектов проводится на построенных геолого-гидродинамических моделях путем суммирования по всем скважинам (пластам) остаточных запасов нефти в целом по моделируемому объекту и проверки выполнения материального баланса

$$Z_{ост}^{бал} = Z_{нач}^{бал} - Q_{нак}^{неф},$$

где $Z_{ост}^{бал} = Z_{нач}^{бал} Z$ – балансовые запасы соответственно остаточные и начальные в целом по объекту;

$Q_{нак}^{неф}$ – накопленная добыча нефти в целом по объекту.

Многократным моделированием достигается выполнение условия материального баланса с заданной точностью (погрешность не более 0,1%).

1.2. Методы определения технологических показателей эффективности ОРЭ

Геолого-промысловые параметры, характеризующие состояние эксплуатационного объекта. При выделении эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях, наряду с технологическим и технико-экономическим обоснованием, решающее значение для совмещения различных пластов имеют геолого-промысловые условия, характеризующие их строение и фильтрацию пластовых жидкостей.

К геолого-промысловым параметрам, определяющим строение залежи, относятся, прежде всего, такие, как эффективная толщина и число продуктивных горизонтов (пластов), глубина их залегания, толщина глинистых перемычек и наличие зон слияния продуктивных пластов, положение водонефтяных контактов по пластам, совпадение залежей в плане, физико-химические свойства коллектора нефти и газов, величины запасов нефти по пластам и т.д. Эти параметры определяются с самого начала разбуривания залежи, по данным опытной эксплуатации разведочные опережающие эксплуатационные скважины, и уточняются в процессе разработки месторождения [12].

Для проведения гидродинамических расчетов с целью выявления влияния отдельных факторов на совмещение пластов в один эксплуатационный объект используются также параметры: проницаемость, пористость, плотность, вязкость нефти и воды в пластовых условиях, относительная фазовая проницаемость нефти, соответствующая связанной водонасыщенности, относительная фазовая проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности, пластовое давление.

Текущие значения и размерности этих параметров определяются по результатам промысловых замеров и гидродинамических исследований.

Фактические данные о динамике пластовых давлений, продвижения контуров нефтеносности, обводненности скважин и т.д. для

использования их в последующих расчетах могут быть определение для отдельных участков залежи по каждому пласту, по картам изобар, картам пьезопроводностей и картам текущего отбора жидкостей.

Технологические показатели. К основным технологическим показателям, которые определяют эффективность применения ОРЭ относятся: текущий дебит нефти, объем закачиваемой воды (по пластам и суммарно по объекту), обводненность пластов, текущая нефтеотдача, равномерность выработки пластов (охват воздействием по мощности продуктивного разреза) и расход закачиваемой воды на 1 т добываемой нефти. Равнение значений этих показателей, полученных после осуществления ОРЭ со значениями, которые были до проведения этого мероприятия, позволяет оценивать технологическую эффективность мероприятия.

Определяются технологические показатели непосредственно замерами или соответствующими расчетами [13, 14].

Добыча нефти в скважинах, оборудованных для осуществления ОРЭ, замеряется обычным способом, применяемым на нефтепромыслах: в замерных емкостях, в специальных замерных устройствах («Спутниках»). Замеры проводятся суммарно по скважине и по каждому пласту в отдельности. В установках типа УГР добыча нефти из каждого пласта может быть определена при наличии специального приспособления – отключающего устройства и удлинителя хода канатной подвески [15, 16].

Для оценки технологического эффекта от применения ОРЭ общий дебит скважины и отдельно по пластам сравнивают за определенный период работы до перевода на ОРЭ и за тот же период времени после перевода на ОРЭ. При этом учитывают естественное изменение дебита во времени.

Текущий дебит скважины за счет оборудования ОРЭ может быть увеличен вследствие оптимизации режима работы отдельно каждого пласта, т.е. установления оптимального перепада давлений (депрессий) на каждый пласт.

Добыча нефти определяется не только по скважинам, которые переведены на ОРЭ, но и суммарно по участку залежи, имеющим аналогичную систему воздействия.

В скважине, в которой осуществляется ОРЭ, суммарный дебит по пластам может не измениться. Но может произойти перераспределение дебитов, работающих продуктивных интервалов (подключение низкопроницаеиых интервалов в работу, неохваченных воздействием при совместной эксплуатации). Данные о коэффициенте охвата воздействием по мощности определяются снятием профилей приемистости.

Продуктивность скважины после перевода ее на ОРЭ может ухудшиться (снизиться) из-за снижения проницаемости призабойной зоны в результате загрязнения ее жидкостью при глушении пластов в процессе переоснащения скважины.

Поэтому для оценки эффективности ОРЭ скважины после перевода на ОРЭ следует вывести на оптимальный режим эксплуатации: определить степень загрязнения призабойной зоны (скин-эффект), провести обработку призабойной зоны (кислотную, ГРП, промывку к т.д.) [17].

Объем накачиваемой воды при осуществлении одновременной раздельной закачки (ОРЭ) по пластам также может быть увеличен вследствие подключения в работу пластов (продуктивных интервалов пласта ранее не принимавших воду), а может остаться неизменным, но перераспределяться по интервалам пластов. По замеру профиля приемистости можно судить об увеличении охвата воздействием по мощности, т.е. по продуктивному разрезу в целом по скважине и по отдельным пластам (горизонтам).

Обводненность добываемой жидкости определяется по замерам на скважинах, а при прогнозировании соответствующими расчетами.

Эффективность применения ОРЭ может выразжаться в снижении обводненности продукции скважины как по эксплуатационному объекту в целом, так и по отдельным пластам.

Динамика обводненности пластов (залежи) или продвижение водонефтяного контура прослеживается по картам отборов жидкости (объем добываемой нефти и воды) по скважинам.

Регулирование обводненности с помощью ОРЭ достигается как в нагнетательных скважинах путем ограничения закачки в высоко проницаемые интервалы и подключения под закачку ранее неработающих пластов, так и в эксплуатационных скважинах путем ограничения отбора жидкости из сильно обводненных пластов.

Другим способом снижения обводненности является разделение отбора пластовой жидкости из различных пластов (горизонтов) по самостоятельным каналам. В этом случае можно осуществлять форсированный отбор обводненной жидкости из одного горизонта (пласта) и безводную нефть из другого [17].

Текущая нефтеотдача определяется как отношение накопленного объема отобранной нефти по залежам и (по отдельным пластам) к извлекаемым запасам нефти.

Влияние метода ОРЭ за изменение нефтеотдачи пластов по отдельным участкам (залежи) можно оценить сопоставлением с величиной нефтеотдачи на соседних аналогичных участках, (залежи) где те же пласты (или такое же количество пластов) эксплуатируются совместно при одинаковой депрессии.

1.3. Анализ по формированию эксплуатационных объектов в многопластовые месторождения для ОРЭ

Систематизированное изложение условий объединения нескольких пластов в один объект эксплуатации было представлено в работе Н. Е. Быкова [23].

Известные нефтяные месторождения в мире многопластовые и содержат примерно 95% запасов нефти промышленных категорий, что само по себе определяло высокую значимость для их рационального выделения эксплуатационных объектов. Так как в большинстве открываемых месторождений содержится по несколько продуктивных пластов или горизонтов, от правильного выделения объектов зависит, в первую очередь, число сеток эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также дебиты, допустимые депрессии, себестоимость добычи тонны нефти и другие показатели; следовательно, объем материальных затрат по разбуриванию и эксплуатации месторождения.

Н. Е. Быковым [23] дается перечень основных геолого-промысловых факторов, которые должны быть изучены при решении вопросов выделения эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных месторождений:

– диапазон нефтегазоносности по разрезу; число продуктивных горизонтов (пластов); глубины залегания продуктивных горизонтов;

толщина глинистых разделов и наличие зон слияния продуктивных пластов; положение водонефтяных контактов по пластам/горизонтам, совпадение залежей в плане; литологическая характеристика продуктивных горизонтов (пластов); диапазон изменения коллекторских свойств, особенно проницаемости пластов; различие типов залежей по горизонтам, пластам; свойства нефтей и газов по разрезу; режимы залежей и возможное их изменение; величины запасов нефти по пластам, горизонтам.

В работе [19] сформулированы методические основы выделения эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных месторождений, включающие проведение геологических, технологических и экономических исследований.

В связи с открытием и освоением многопластовых и много горизонтных месторождений Западной Сибири проблема формирования эксплуатационных объектов была системно исследована В. Г. Каналиным и Л. Ф. Дементьевым [20]. Были сформулированы следующие требования к эксплуатационным объектам:

– эксплуатационный объект должен содержать достаточные запасы нефти для ее рентабельного извлечения при самостоятельной сетке скважин;

– эксплуатационным объектом может являться один мощный или несколько более тонких нефтяных пластов, отделенных на значительной площади от выше- и нижележащих отложений пачкой непроницаемых пород;

– эксплуатационный объект должен обладать определенной толщиной, величина которой определяется экономической рентабельностью, а также техническими возможностями;

– в один эксплуатационный объект следует объединять пласты, которые характеризуются сходным литологическим составом и примерно одинаковой проницаемостью, и пористостью;

– в один объект следует включать пласты, содержащие нефти идентичных (близких) физико-химических свойств и имеющие одинаковые площади нефтеносности;

– нефтеносные пласты, объединяемые в один эксплуатационный объект, должны характеризоваться близкими значениями приведенного пластового давления;

– желательно, чтобы в нефтяных пластах, объединяемых в один объект, отсутствовали условия для пробкообразования;

– все нефтяные пласты, имеющие одну поверхность водонефтяного контакта, могут быть объединены в единый эксплуатационный объект;

– при выделении эксплуатационных объектов необходимо учитывать возможности методов поддержания пластового давления.

Кроме перечисленных факторов, авторы указанных выше работ предлагают также учитывать режим нефтеносных пластов, давление насыщения, следующие основные критерии выделения эксплуатационных объектов:

– на многопластовых месторождениях с несколькими этажами нефтеносности объединять в эксплуатационный объект следует лишь те пласты, которые принадлежат в основном к одному этажу нефтеносности;

– объединяемые пласты должны обладать такими извлекаемыми запасами нефти на одну скважину, которые обеспечивают экономическую эффективность разработки объекта;

– высокопродуктивные пласты целесообразно объединять только в том случае, если темп разработки объекта будет мало отличаться от темпа их раздельной разработки;

– объединение пластов нефтяных и газовых залежей допускается в условиях, когда путем регулирования давления в газовой шапке обеспечивается стабильность газонефтяного контакта;

– для разрезов со слабосцементированными породами дополнительным критерием является длина фильтра, зависящая от допустимой депрессии, интенсивности пробкообразования и максимального участия в разработке всех прослоев;

– разработка многопластовых объектов должна производиться с осуществлением всех необходимых мер по ее контролю и эффективных мероприятий по управлению этим процессом с целью достижения максимального коэффициента нефтеотдачи каждого из включенных в объект пласта в отдельности;

– при разработке многопластовых объектов закачку воды осуществлять раздельно по пластам при дифференцированном давлении нагнетания;

– при разработке месторождения с поддержанием пластового давления и применением эффективных средств по контролю и регулированию процесса разработки в объект могут объединяться залежи пластов с существенно различными значениями гидропроводности, толщины, извлекаемых запасов и площадей нефтеносности.

Детально анализируя теорию и практику выделения эксплуатационных объектов на примере крупнейших месторождений, было предложено рассматривать 5 групп факторов: геолого-промысловые, гидродинамические, технические, технологические, экономические.

К геолого-промысловым отнесены:

– расчленение разреза месторождения, выделение продуктивных пластов; литологическая характеристика продуктивных пластов; общая, эффективная и нефтенасыщенная толщина пластов; коллекторские свойства пластов по керну и материалам промысловой геофизики; результаты опробования, оценки фильтрационных параметров продуктивных пластов гидродинамическими методами, установление «работающих» толщин на различных режимах (по данным дебитомеров и расходомеров); физико-химические свойства нефти, газа, воды; толщина промежуточных толщ между продуктивными пластами, толщина покрышек; положение водонефтяного контакта (ВНК) и соотношение площадей в пределах внешних контуров нефтеносности; запасы нефти и газа в продуктивных пластах и их соотношение по разрезу месторождения; установление первоначальных пластовых давлений в залежах и их соотношение по разрезу месторождения; гидрогеологическая характеристика и режим залежей.

Гидродинамические факторы, по существу, включают основные технологические показатели разработки, получаемые на основе гидродинамических расчетов по различным методикам:

– годовую добычу нефти по залежи каждого пласта; динамику добычи нефти по каждому пласту до конца разработки; продуктивность, а затем и годовую добычу объединяемых в один эксплуатационный объект продуктивных пластов; динамику добычи нефти и воды в целом по месторождению; динамику обводнения скважин, залежей и эксплуатационных объектов; продолжительность отдельных стадий разработки

месторождения; оптимальные отборы нефти по месторождению с их учетом по залежи каждого пласта и по объекту эксплуатации.

Технические факторы определяют:

– способ и технические возможности эксплуатации (фонтанный, глубинно-насосный, газлифтный); диаметры эксплуатационных колонн и насосно-компрессорных труб; возможности использования скважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации; возможности селективной изоляции обводнившихся пластов; наличие приборов и технологий для контроля выработки каждого пласта в составе эксплуатационного объекта

К технологическим факторам отнесены:

– выбор сетки и системы размещения эксплуатационных скважин для каждого объекта разработки; обоснование метода поддержания пластового давления – реагенты, системы, процессы; контроль и регулирование разработки эксплуатационных объектов с целью обеспечения максимального нефтеизвлечения; возможности применения различных методов повышения конечной нефтеотдачи всех пластов эксплуатационного объекта.

Экономические факторы, по работе [20], учитывают:

– природно-климатические условия района расположения месторождения; технико-экономические нормативы на бурение скважин и обустройство месторождения; результаты гидродинамических расчетов.

Далее излагаются задачи и последовательность их выполнения [20]. По существу, здесь перечислена необходимая для подсчета запасов и проектирования разработки нефтяных месторождений информация, технико-экономические показатели разработки, получаемые при проектных работах, и требования по контролю и управлению процессом разработки месторождений.

В выпущенной работе В. А. Бочарова [21] приводится краткий обзор публикаций по этой проблеме, а также некоторые свои рекомендации. Здесь они сформулированы в несколько иной редакции: «нецелесообразно в один эксплуатационный объект включать несколько пластов (горизонтов):

– характеризующихся большими извлекаемыми запасами нефти, проницаемость по которым различается в 2 раза и более;

– когда пластовое давление в одном пласте значительно превышает давление в другом, где оно близко или равно давлению насыщения;

– в случаях, когда вязкости нефтей различаются более чем в 4 раза;

– когда продуктивность одного пласта в 2 раза и более выше продуктивности другого.

Как итог выполненного обзора автор [21] сформулировал следующие 6 основных критериев, присутствие которых не допускает объединения пластов в один эксплуатационный объект:

1. Присутствие в отдельных пластах пластовых вод, характеризующихся большим напором.

2. Наличие проницаемых пластов, играющих роль поглощающих.

3. Пласты относятся к различным типам коллекторов.

4. Полное несовпадение контуров нефтегазоносности по пластам.

5. Пласты, объединяемые в один эксплуатационный объект, не должны находиться на различных этажах разведки.

6. Наблюдается несоизмеримо большое расхождение в составе и свойствах нефтей в пластах.

В дополнение к перечисленным приводятся следующие 6 показателей:

I. Наличие и размеры зон слияния между продуктивными пластами.

II. Диапазоны изменения значений пористости и проницаемости.

III. Наличие трещиноватости.

IV. Характеристика прерывистости продуктивных пластов.

V. Различие коэффициентов охвата пластов процессом вытеснения.

VI. Резкое различие режимов пластов, пластовых давлений и коэффициентов продуктивности.

К сожалению, перечисленные критерии опять оказались общими, в некоторых случаях дублирующими друг друга или даже не имеющими смысла.

Как видно, перечень предлагаемых для учета при выделении эксплуатационных объектов показателей все время расширялся. Однако все названные показатели приводятся без количественных характеристик, на описательном уровне. Их обилие и отсутствие количествен-

ных критериев показывают сложность проблемы и необходимость дальнейших исследований в этой области.

Все эти требования предельно упрощены в работе [22]. Для решения вопроса объединять или не объединять нефтяные пласты в один общий эксплуатационный объект с единой сеткой добывающих и нагнетательных скважин предлагается применить критерий рациональности – максимум среднего дебита нефти на проектную скважину за время извлечения заданных (утвержденных) извлекаемых запасов нефти.

Важными компонентами общей характеристики нефтяных пластов являются $\eta_{ср}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважины, n – число скважин, по которым были определены значения η – коэффициента продуктивности, среднее значение квадрата коэффициента продуктивности $(\eta^2)_{ср}$, показатель неоднородности совокупности значений коэффициента продуктивности скважин – квадрат коэффициента вариации V_n^2.

Другой важной компонентой общей характеристики нефтяных пластов является их расчетная послойная неоднородность по проницаемости V^2, которая уже включает в себя V_1^2 – действительную послойную неоднородность по проницаемости плюс V_2^2 – геометрическую неоднородность (неравномерность) вытеснения нефти закачанной водой, обусловленную расположением точечных источников и стоков, т.е. нагнетательных и добывающих скважин. Однако анализ работы [23] обнаруживает необоснованные допущения при ее выполнении.

При внедрении ОРЭ на месторождении Корпедже для объединения объектов (горизонтов) учитывались следующие показатели:

1. Геолого-промысловые факторы.

– расчленение разреза месторождения, выделение продуктивных пластов; литологическая характеристика продуктивных пластов; общая, эффективная и нефтенасыщенная толщина пластов; коллекторские свойства пластов по керну и материалам промысловой геофизики; результаты опробования, оценки фильтрационных параметров продуктивных пластов гидродинамическими методами, установление «работающих» толщин на различных режимах (по данным дебитомеров и расходомеров); физико-химические свойства нефти, газа, воды; толщина промежуточных толщ между продуктивными пласта-

ми, толщина покрышек; положение водонефтяного контакта (ВНК) и соотношение площадей в пределах внешних контуров нефтеносности; запасы нефти и газа в продуктивных пластах и их соотношение по разрезу месторождения; установление первоначальных пластовых давлений в залежах и их соотношение по разрезу месторождения; гидрогеологическая характеристика и режим залежей.

2. Технические факторы.

– способ и технические возможности эксплуатации (фонтанный, глубинно-насосный, газлифтный); диаметры эксплуатационных колонн и насосно-компрессорных труб; возможности использования скважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации; наличие приборов и технологий для контроля выработки каждого пласта в составе эксплуатационного объекта

3. Технологические факторы.

– выбор сетки и системы размещения эксплуатационных скважин для каждого объекта разработки; обоснование метода поддержания пластового давления – реагенты, системы, процессы; контроль и регулирование разработки эксплуатационных объектов с целью обеспечения максимального нефтеизвлечения; возможности применения различных методов повышения конечной нефтеотдачи всех пластов эксплуатационного объекта.

4. Экономические факторы:

– природно-климатические условия района расположения месторождения; технико-экономические нормативы на бурение скважин и обустройство месторождения; результаты гидродинамических расчетов; годовую добычу нефти по залежи каждого пласта; динамику добычи нефти по каждому пласту до конца разработки; продуктивность, а затем и годовую добычу объединяемых в один эксплуатационный объект продуктивных пластов; динамику добычи нефти и воды в целом по месторождению; динамику обводнения скважин, залежей и эксплуатационных объектов; продолжительность отдельных стадий разработки месторождения; оптимальные отборы нефти по месторождению с их учетом по залежи каждого пласта и по объекту эксплуатации.

При одновременной раздельной эксплуатации газовых скважин на месторождении Корпедже был получен высокий дебит с большой

экономической эффективностью. Это доказывает правильный выбор геолого-промысловых, гидродинамических, технических, технологических, экономических факторов, влияющих для реализации разработки многопластовых месторождений с методом одновременно раздельной эксплуатации.

Несмотря на продолжительную историю и большое количество опубликованных работ по проблеме формирования эксплуатационных объектов на многопластовых многоэтажных нефтяных месторождениях, дискуссия продолжается. Отсутствие количественных критериев для включения в один эксплуатационный объект неоднородных пластов, часто представленных разными типами коллекторов и насыщенных нефтями с различными свойствами, а также четко сформулированных требований в Правилах разработки нефтяных месторождений оставляют возможность ввода новых месторождений в разработку путем создания многопластовых и даже многогоризонтных эксплуатационных объектов с некоторыми экономическими преимуществами на начальном этапе и крайне негативными технологическими последствиями через очень небольшой срок эксплуатации.

1.4. Анализ характеристики коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности для одновременно-раздельной эксплуатации

Перечень основных геолого-промысловых факторов, который должен быть изучен при решении вопросов выделения эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных и газовых месторождений для ОРЭ:

– число продуктивных горизонтов (пластов);

– глубины залегания продуктивных горизонтов;

– толщина глинистых разделов и наличие зон слияния продуктивных пластов;

– положение водонефтяных контактов по пластам/горизонтам, совпадение залежей в плане;

– литологическая характеристика продуктивных горизонтов (пластов);

– диапазон изменения коллекторских свойств, особенно проницаемости пластов;

– различие типов залежей по горизонтам, пластам;

Каждый из факторов может быть решающим критерием для того или иного включения пластов, горизонтов в эксплуатационные объекты конкретного месторождения [24, 25].

Для характеристики неоднородности строения нефтяных частей (блоков) залежей, содержащих оторочки и возможности сравнения их прерывисти, были рассчитаны коэффициенты песчанистости ($K_п$) и расчлененности ($K_р$), месторождения Корпедже представленные в таблице 1.1

Таблица 1.1

Статистические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)

Горизонт	Блок	Количество скважин	Коэффициент песчанистости, доли ед.			Коэффициент расчлененности, доли ед.		
			Среднее значение	Коэф. вариации	Интервал изменения	Среднее значение	Коэф. вариации	Интервал изменения
НК-7а	Ia	4	0,592	0,207	0,471–0,756	7	0,420	4–10
НК-7б	I	9	0,775	0,142	0,585–0,937	2,66	0,460	1–5
	Ia	5	0,750	0,517	0,594–0,846	3,4	0,161	3–4
	II	6	0,761	0,316	0,371–0,969	1,5	0,365	1–2
	III	4	0,743	0,643	0,532–1,0	1,75	0,547	1–3
НК-7в	Ia	2	0,937	0,094	0,875–1,0	1	0	1
НК-7г	I+Ia	16	0,767	0,212	0,461–1,0	2,75	0,450	1–6
	II	5	0,830	0,168	0,632–1,0	2,2	0,747	1–4
	III	11	0,765	0,205	0,478–1,0	3,27	0,513	2–7
НК-7д	II	2	0,689	0,089	0,646–0,733	2	0	2
1 НК-9	III	6	0,541	1,063	0,208–1,0	3,33	0,842	1–6

Результаты сравнения $K_п$ и $K_р$ по блокам горизонтов указывают на их различие. Так коэффициенты песчанистости изменяются от 0,541(НК-9) до, 937(НК-7в), коэффициенты вариации находятся в пределах 0,089(НК-7д) – (НК-9). Низкой неоднородностью харак-

теризуется горизонт НК-7в. Коэффициент вариации – 0,094 долей ед. По остальным объектам месторождения коэффициенты вариации находятся в пределах 0,142–0,212, что указывает на хорошую однородность пластов. Более высокой неоднородностью характеризуются блоки Iа, II и III горизонта НК-7б, коэффициент вариации по которым лежит в пределах 0,316–0,643 долей ед. По всем объектам отмечаются высокие коэффициенты песчанистости, которые незначительно разнятся друг от друга и изменяются в диапазоне 0,743 (горизонт НК-7б) – 0,830 долей ед. (горизонт НК~7г). Объекты расчленяются на отдельные пропластки, число которых изменяется по блокам от 1 до 10. Наибольший коэффициент расчлененности 7 долей ед. отмечен в горизонте НК-7а и наименьший 1 доля в горизонте НК-7в, по другим объектам он находится в пределах 1,5–3,4 долей ед. при изменении коэффициента вариации в диапазоне 0,161–0,547, исключением горизонта НК-7г (II блок), где он достигает величины 0,747 и горизонте НК-9–0,842.

Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонтов получена по данным лабораторных, геофизических и гидродинамических исследований. Важнейшими параметрами являются коэффициенты пористости, нефтенасыщенности и проницаемости, величины которых, измеренные на образцах керна, нередко оказываются малодостоверными. Это связано с тем, что среднее значение параметров по данным керна тяготеют к тем и иным скважинам, которые более или менее освещены керном, последний в свою очередь, может характеризовать единичные интервалы вскрытой мощности продуктивного пласта. Не учитываются толщины продуктивных горизонтов по скважинам. При этом, чем больше неоднородность коллекторских свойств по площади и разрезу горизонта, тем больше расхождение неарифметических и средневзвешенных значений пористости, нефтенасыщенности и проницаемости. В соответствии с этим завышается или занижается величина пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. Анализируя результаты исследований коллекторских свойств и нефтенасыщенности пласта необходимо отметить, что коэффициенты проницаемости, подсчитанные по результатам лабораторных, геофизических и промысловых

исследований в значительной степени разнятся друг от друга. Наиболее высокие коэффициенты проницаемости ($К_{пр.}$) получены по результатам исследований на образцах керна [26, 27]. По всем горизонтам, за исключением НК-7в выполнено 28 определений $К_{пр.}$ В основном это единичные определения от 1до 4.

В блоке III горизонта НК-7г выполнено 7 определений. По горизонтам среднее значение $К_{пр.}$ изменялось от 0,29 до 0,63 мкм^2. Наибольшие значения получены по блоку II горизонта НК-7б (0,63 мкм^2) и блоку III горизонта НК-9 (0,46 мкм^2). Коэффициент вариации при этом изменяется в довольно широком диапазоне от 0,049 до 1,05, что указывает на различную степень неоднородности исследованных образцов.

Определение открытой пористости выполнено на 30 образцах, а нефтенасыщенности на 9. Полученные значения $К_{пор}$ находятся в диапазоне 0,193–0,228 долей единиц, а нефтенасыщенности – 0,695–0,780 долей ед. Наиболее полный объем исследований выполнен методами геофизики, так количество определений $К_{пр.}$ составило 46 единиц, $К_{пор}$ – 46 и нефтенасыщенности 28. Полученные значения параметров пласта несколько ниже полученных лабораторным методом: $К_{пр}$ изменяется в интервале 0,025–0,142 мкм^2, $К_{пор}$ – 0,155–– 0,219 долей ед. и нефтенасыщенности – 0,65–0,8 долей ед.

Методом гидродинамических исследований выполнено 17 определений параметров пласта всех горизонтов, за исключением горизонта НК-7а. Этим методом определен только коэффициент проницаемости, значение которого значительно ниже определенного другими методами. Численные значения $К_{пр}$ находятся в пределах 0,003–0,076 мкм^2. Наиболее представительные данные всех параметров пласта получены по данным геофизических исследований. Численные значения открытой пористости и нефтенасыщенности приняты в расчетах балансовых запасов нефти, а $К_{пр}$ – для оценки коэффициента извлечение нефти (КИН).

1.5. Определение характеристики коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности для одновременно раздельной разработки месторождения

Детально анализируя теорию и практику выделения эксплуатационных объектов для одновременной раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях необходимо изучение следующих геолого-промысловых факторов:

– коллекторские свойства пластов по керну и материалам промысловой геофизики;

– результаты опробования, оценки фильтрационных параметров продуктивных пластов гидродинамическими методами, установление «работающих» толщин на различных режимах (по данным дебитомеров и расходомеров);

– физико-химические свойства нефти, газа, воды;

– толщина промежуточных толщ между продуктивными пластами, толщина покрышек;

– положение водонефтяного контакта (ВНК) и соотношение площадей в пределах внешних контуров нефтеносности;

– запасы нефти и газа в продуктивных пластах и их соотношение по разрезу месторождения;

– установление первоначальных пластовых давлений в залежах и их соотношение по разрезу месторождения;

– гидрогеологическая характеристика и режим залежей.

Гидродинамические факторы, по существу, включают основные технологические показатели разработки, получаемые на основе гидродинамических расчетов по различным методикам [28, 29].

К настоящему времени термодинамические свойства пластовой нефти месторождения Корпедже изучены по девяти объектам шести разведочных скважин. В том числе из IV, V, VI объектов скважины № 22 отбирались пять, из III объекта скважины № 40 – три, а по объектам скважин №№ 36, 44, 49, 50 отобраны по одной глубинной пробе нефти. Отборы проб производились глубинными пробоотборниками типа ПД-3 с ударным устройством в период проведения на скважинах гидродинамических исследований. При отборе проб сква-

жины работали на 4–6 мм штуцерах с величиной забойных давлений порядка 293–410 кгс/см^2, при этом пластовая температура составляла 81–85 °С. Дебиты нефтей по объектам колебались в пределах 64––147м^3/сут, содержание воды в продукции отсутствовало или составляло 1–5%. Геолого-промысловая характеристика и условия отбора глубинных проб нефтей из указанных выше объектов месторождения приведены в таблице 1.2.

Экспериментальное изучение физических свойств, отобранных образцов нефтей в пластовых условиях осуществлялось, в основном, на установке высокого давления (БА-1 ООО) совместно с сотрудниками сектора термодинамики и физики пластовых систем «АзНИПИнефть". По результатам проведенных исследований параметры пластовой нефти Корпедже имеют следующую характеристику (Таблица 1.3).

Начальное значение давления насыщения нефти IV объекта (фильтр 3170–3177 м) горизонта НК-7в скважины № 22 по двум пробам составило $P_{нас.}$ = 240 и 342 кгс/см^2. Здесь очевидна большая разница (102 кгс/см^2) несмотря на то, что пробы отбирались на глубинах однофазного состояния жидкости (2500–3000м).

Одна проба из V объекта скважины 22 отобрана на глубине 2500 м при среднем фильтре, равном 3149 м. Давление насыщения нефти данного объекта составляло 230 кгс/см^2, а VI объекта (фильтр 3135–3153 м; дострел 3135–3144 м) по двум отобранным на глубине 2000 м имело также существенно различное значение 81,6 (первая проба, её считаем "брак") и 204 (вторая) кгс/см^2.

По скважине № 40 горизонта НК-7б из трёх отобранных в пластовых условиях проб исследованы две. По наиболее качественной из них начальная величина давления насыщения составила 256 кгс/см^2. При этом количество растворенного газа, объемный коэффициент и вязкость нефти составляли соответственно: $Г$=79,7 м^3/т (71,9 м^3/м^3); b = 1,238; μ = 2,9 сП. Почти такое же давление насыщения ($P_{нас.}$=257 кгс/см^2) получено и по единичной пробе скважины № 36 горизонта НК-7б. Проба исследована на установке УИПН-2 [30].

Величины основных параметров данной нефти в пластовых условиях составляли: $Г$ = 69,9 м^3/т (63,2 м^3/м^3); b = 1,234 долей единиц и μ = 3,89 сП.

Таблица 1.2

Условия отбора проб нефти из разведочных скважин на месторождении Корпедже

№№ скважин	Горизонт	Объект	Интервал перфорации, м	Диаметр штуцера, мм	Глубина отбора проб, м	Давление, кгс/см^2				Температура пласта, °С	Дебит, м^3/сут			% воды	Дебит газа, м^3/сут	Газовый фактор, м^3/м^3
						$P_б$	$P_{зтр}$	$P_{заб}$	$P_{пл}$		$Q_ж$	$Q_н$	$Q_в$			
22	НК-7в	IV	3170–3177	5	2500; 3000	225	276	362	474	83	89	89	–	–	10413	117
22	НК-7б	V	3144–3153	4	2500	145	168	381	445	82	106	100,5	5,5	5,2	8268	78
22	НК-7б	VI	3135–3144	3,7	2000	174	188	410	461	82	65,5	64,5	1,5	2,3	5240	80
36	НК-7б	IV	3160–3175	6,4	3100	85	125	297	460	81	125	125	–	–	13788	110,3
40	НК-7б	III	3043–3051	4,0	3028	128	148	335	447	82	64,8	64,8	–	–	7200	110,7
44	НК-7б	III	3002–3012	4,5	2992	101	120	304	440	81	105,5	105,5	–	–	6800	64,4
49	НК-7б	II	3640–3648	6,0	3630	146	156	404	506	85	154,9	147,2	7,7	5,0	17600	113,6
50	НК-7б	III	3654–3665	6,0	3500	70	108	293	519	82	91,2	90,3	0,9	1,0	7734	84,8

Таблица 1.3

Результаты исследований глубинных проб месторождения Корпедже

№№ скв	Горизонт (объект)	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, кгс/см^2	Объемный коэффициент нефти, b	Количество растворенного газа, м^3/м^3	Плотность нефти, г/см^2		Вязкость нефти, сП	Коэффициент растворимости газа, $\frac{м^3/м^3}{кгс/см^2}$	Коэффициент сжимаемости, $10^{-4}\frac{1}{кгс/см^2}$
						пластовой	дегазированной			
22	НК-7в (IV)	83	342	474,5	1,380	0,708	0,9007	3,20	0,31	2,03
22	НК-7в (IV)	83	240	474,5	1,275	0,746	0,9007	4,00	0,292	1,34
22	НК-7б (V)	82	230	445	1,296	0,726	0,8912	4,20	0,309	0,95
22	НК-7б (VI)	82	204	461	1,244	0,763	0,9057	–	0,307	–
36	НК-7б (IV)	81	257	460	1,234	0,779	0,904	3,89	0,246	–
40	НК-7б (III)	82	256	447	1,238	0,76	0,9017	2,90	0,281	–
44	НК-7б(III)	81	278	440	1,316	0,742	0,895	3,00	0,324	1,027
49	НК-7б (II)	85	172	506	1,190	0,796	0,911	4,80	0,285	0,852
50	НК-7б (III)	86	175	518	1,027	–	0,9187	4,93	0,372	–

Данные, полученные по скважине № 44 горизонта НК-7б, также оказались качественными и достоверными: $P_{нас}$ = 278 кгс/см^2; $Г$ = = Т00,6 м^3/т (90м^3/м^3); b = 1,316 долей единиц и μ =4,80 сП.

Таким образом, до проведения дополнительных исследований начальное значение давления насыщения нефти для горизонта НК-7в принимаем, к минимуму, равным 240, а для НК-7б – 255 кгс/см^2 (среднее без учета 204).

Параметры, полученные по горизонту НК-7г (скв. 49 и 50), являются маловероятными. Поэтому их при обосновании подсчетных параметров не учитываем. Ввиду отсутствия исследованных проб, для обоснования начальных значений параметров нефтей горизонтов НК-7а, НК-7г и др, обработкой методом наименьших квадратов семи экспериментальных определений [31] по месторождению получили следующие аналитические зависимости параметров:

$$P_{нас.} = 0{,}0117 \cdot H + 221;$$

$$Г = 6{,}95 + 0{,}323 \cdot P_{нас.};$$

$$b = 1{,}040 + 0{,}000943 \cdot P_{нас.};$$

$$\mu = \frac{1}{0{,}001095 \cdot P_{нас.} + 0{,}042},$$

где:

$P_{нас.}$ – давление насыщения нефти, кгс/см^2;

H – средняя глубина фильтра, м;

$Г$ – газосодержание, м /м;

b – объемный коэффициент нефти, доли единиц;

μ – динамическая вязкость нефти, сП.

1.6. Определение свойств и состава нефти, газа и конденсата для одновременно раздельной разработки

Объединение продуктивных пластов в эксплуатационные объекты приводит к значительному сокращению объема и сроков разбуривания месторождения, экономии материальных ресурсов за обустройство промыслов. В то же время при совместной эксплуатации, как правило, ухудшаются условия разработки каждого отдельного пласта,

затрудняется проведение контроля регулирования процесса эксплуатации [32].

В этих случаях применяется метод одновременной раздельной эксплуатации, посредством которого осуществляется дифференцированное воздействие на пласты, разрабатываемые совместно одной сеткой скважин.

Одновременная раздельная эксплуатация является средством, позволяющим при экономичной совместной эксплуатации обеспечить оптимальные условия выработки запасов нефти каждого пласта и повысить тем самым экономическую эффективность их разработки.

Для эксплуатации пластов при наличии в нефти песка, парафина и др, при разработке многопластовых месторождений и месторождений в труднодоступной, заболоченной местности, следует предусматривать для одновременной раздельной эксплуатации пластов применение специальных конструкций скважин и способы разобщения пластов.

Неоднородность параметров пластовых жидкостей (нефти, конденсата) и газа при разработке многопластовых месторождений играет важную роль для успешного осуществление метода одновременной раздельной эксплуатации [33, 34].

Из-за отсутствия фактических данных в таблице 1.4 для месторождения Корпедже приведены расчетные значения подсчетных параметров пластовых нефтей горизонтов (блоков).

На рис. 1.1–1.3 приведены усредненные графики изменения основных параметров нефтей от давления на месторождении Корпедже.

Таблица 1.4

Расчетные значения подсчетных параметров

Горизонт	**Блок**	**Глубина залежей, м**	**Давление насыщения, кгс/с м²**	**Количество растворенного газа, м³/м³**	**Объемный коэффициент нефти, b**	**Динамическая вязкость нефти, сП**
1	***2***	***3***	***4***	***5***	***6***	***7***
НК-7а	1а	2965	256,0	89,6	1,281	3,103
НК-7б	I	3146	257,8	90,2	1,283	3,084
НК-7б	1+1а	3060	257,0	90,0	1,282	3,092
НК-7б	II	3039	256,6	89,8	1,282	3,560

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
НК-7б	III	3070	257,0	90,0	1,282	3,092
НК-7г	1+1а	3548	262,0	91,6	1,287	3,040
	II	3208	258,0	90,3	1,283	3,082
	III	3675	264,0	92,2	1,289	3,020
НК-7д	II	3243	259,0	90,6	1,284	3,071

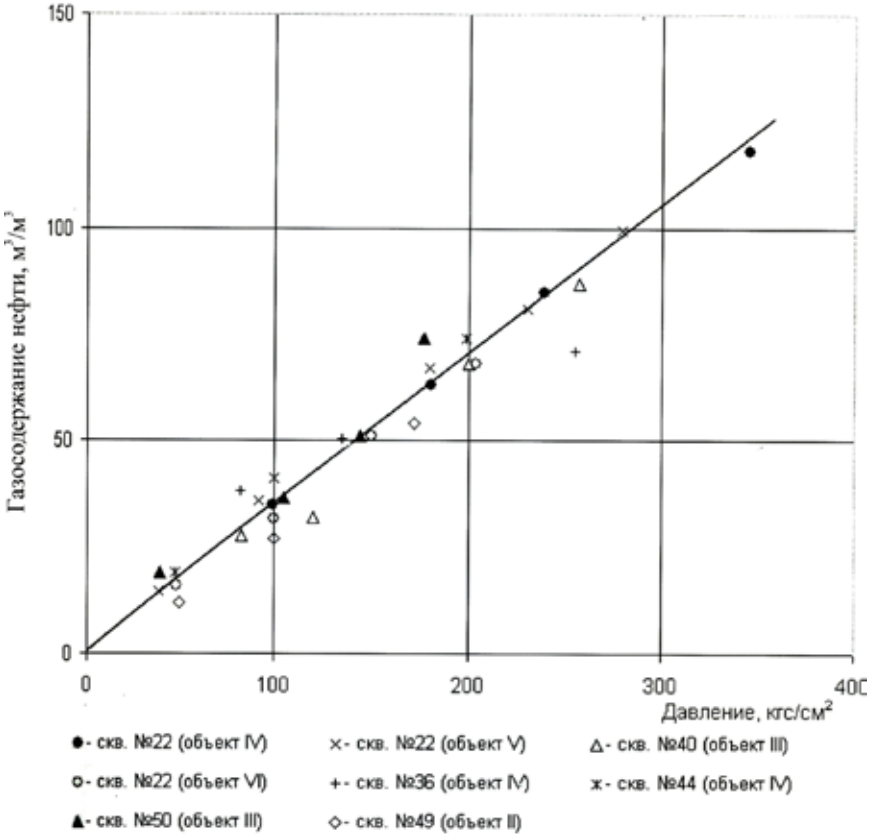


Рисунок 1.1 Зависимость количества растворенного газа от давления

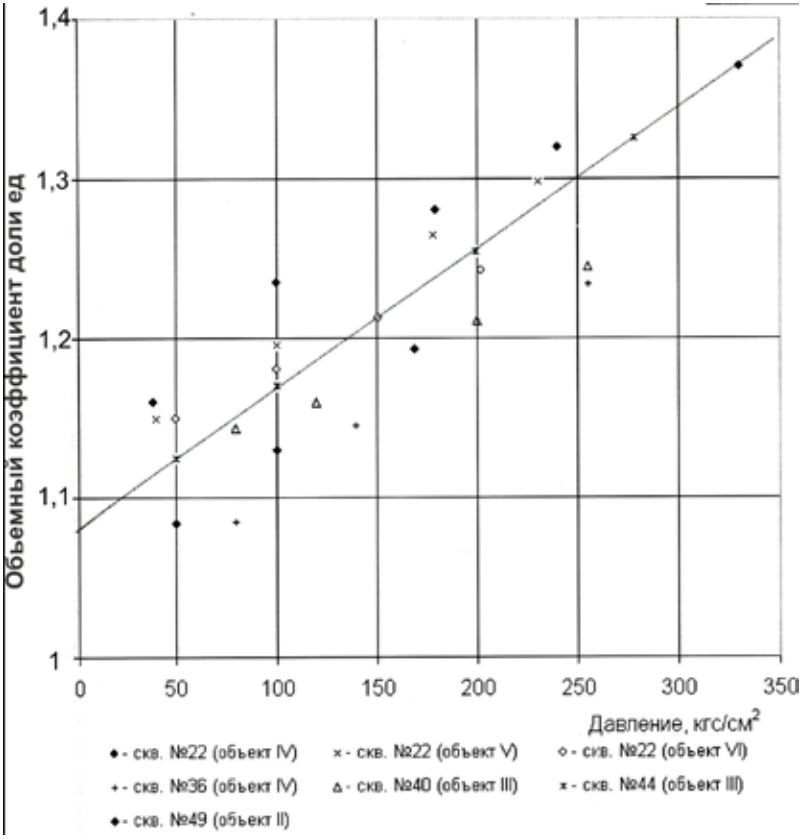


Рисунок 1.2. Зависимость объемного коэффициента нефти от давления

Свободные газы содержат 95,6–97,8% метана, до 2,5% его гомологов, до 0,30% углекислого газа, от следов до 1% азота. Растворенные в нефти газы содержат 95,8–97,4% метана, до 3% его гомологов, до 0,3% углекислого газа, до 1% азота, т.е. существенных различий в составе свободных и растворенных газов не отмечается. Существенной особенностью газов месторождения, как и всех газов плиоценовых отложений Западно-Туркменской впадины, является отсутствие в них сероводорода (Таблица 1.5).

По групповому углеводородному составу относятся к метаново- нафтеновому геохимическому типу (Н: М 0,88–0,91), содержат 14,0–15,1% ароматических, 40,1–40,9%) нафтеновых, 44,2–45,7%

метановых УВ (табл. 1.6 и 1.7). По средним данным плотность последних составляет 0,905, температура застывания +32 °С, вязкость при 50 °С28–32 сП, до 300 °С выкипают на 17–18%, содержат 4,2% асфальтенов, 17% смол, 25% парафина, 0,26% серы.

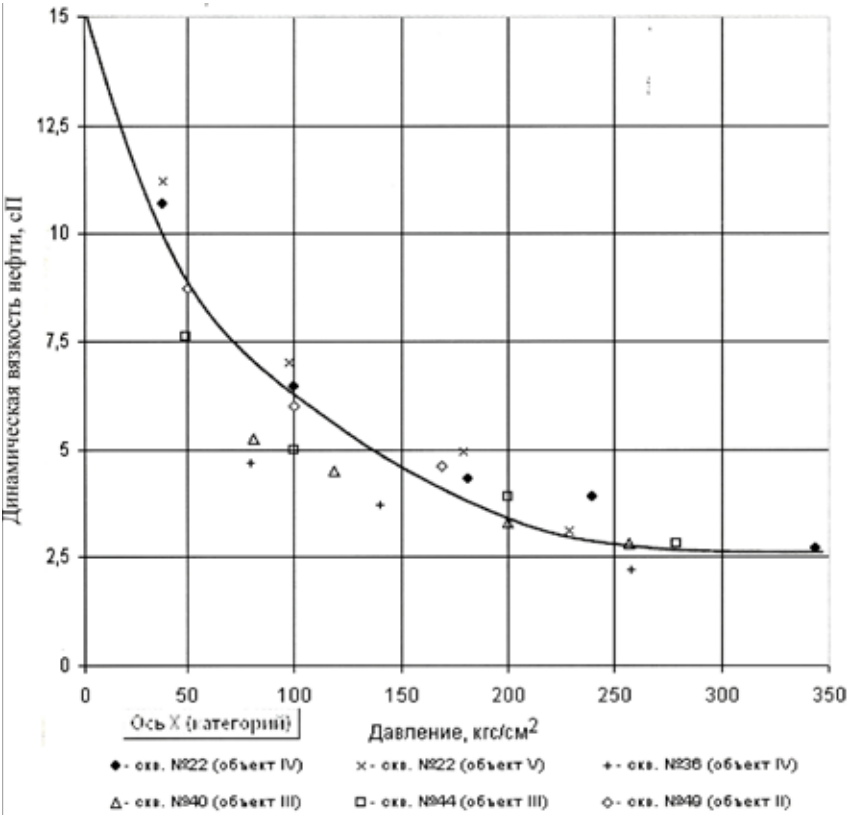


Рисунок 1.3. Зависимость динамической вязкости нефти от давления

Нефти имеют плотность 0,899–0,907, застывают от +30 до +35 °С, при 0 °С не текут, вязкость при 50 °С37,7–53,8 сП, содержат 3,2–4,6% асфальтенов, 14,7–19,7% смол, 21,7–28,1% парафина, 0,26–0,30% серы. Начало кипения 109–134 °С, до 300 °С выкипают на 14–19%.

По средним данным плотность последних составляет 0,905, температура застывания +32 °С, вязкость при 50 °С 28–32 сП, до 300 °С выкипают на 17–18%, содержат 4,2% асфальтенов, 17% смол, 25% парафина, 0,26% серы.

Таблица 1.5

Состав газов

Горизонт	Глубина, км	Содержание,% объемн.									
		$C0_2$	Азот	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}		C_5H_{12}		C_6
							изо-	норм	изо-	норм	
Свободные газы											
VIIIб	1,7	0,2	1,43	95,62	1,56	0,68	0,16	0,22	0,07	0,05	0,01
VIIIв	1,8	0,2	0,14	97,24	1,47	0,62	0,1	0,14	0,05	0,04	нет
IXв	2,1	0,2	0,26	97,48	1,19	0,49	0,09	0,17	0,07	0,05	нет
$IX_Д$	2,3	0,3	0,56	97,41	1,16	0,47	0,08	0,05	0,07	0,06	0,01
НК –1	2,4–2,5	0,05	1	97,03	1,16	0,41	0,08	0,15	0,06	0,05	0,01
НК –2	2,4–2,5	0,07	0,55	97,44	1,11	0,41	0,09	0,15	0,07	0,06	0,04
НК –4	2,6	0,02	0,22	97,4	1,16	0,55	0,13	0,26	0,11	0,1	0,05
НК –5	2,6–2,8	0,09	0,13	97,58	1,1	0,5	0,11	0,25	0,09	0,1	0,05
НК –6	2,8	0,2	0,11	97,72	1,21	0,44	0,09	0,13	0,05	0,05	0,05
НК-7а	2,6–2,9	0,16	0,22	96,66	1,1	0,45	0,09	0,18	0,06	0,06	0,01
НК –7б	2,8–3,0	0,1	0,22	97,71	1,09	0,48	0,1	0,19	0,05	0,05	0,01
НК –7г	3,0–3,6	0,14	0,35	97,18	1,14	0,52	0,13	0,25	0,12	0,1	0,07
НК $–7_Д$	2,9–3,3	0,2	0,28	96,95	1,37	0,55	0,14	0,26	0,12	0,1	0,03
НК –8	3,1–3,9	0,17	0,7	97,37	1,07	0,4	0,08	0,11	0,05	0,04	0,01
НК –9	3,7–4,0	0,2	0,57	96,92	1,41	0,47	0,11	0,17	0,1	0,05	нет
Растворенные газы											
НК –7а	2,9–3,0	0,2	0,51	96,96	1,09	0,51	0,11	0,24	0,16	0,15	0,07
НК –7б	3,0–3,2	0,1	0,36	96,97	1,56	0,69	0,14	0,25	0,07	0,06	0,01
НК –7в	3,2	0,2	0,8	97,29	0,88	0,48	0,08	0,16	0,05	0,05	0,01
НК –7г	3,2–3,7	0,08	0,51	96,32	1,75	0,74	0,16	0,27	0,09	0,07	0,01
НК $–7_Д$	3,2	0,05	0,05	95,76	2,02	1,1	0,26	0,45	0,16	0,12	0,03
НК –8	3,7	0,2	0,98	97,38	1,09	0,25	0,05	нет	нет	нет	нет
НК –9	4,2	0,3	0,96	96,56	1,24	0,46	0,1	0,18	0,1	0,1	нет

Таблица 1.6

Состав и свойства нефтей и конденсатов

Горизонт	Глубина, км	d^{20}_4	Температура застывания, °С	Вязкость, сП		Содержание, % вес			
				20 °С	50 °С	Асфальтенов	Смол	Парафина	Серы
Нефти									
НК-7а	2,9–3,0	0,9019	+32	не текучий	53,8	4,10	18,9	21,7	0,30
НК-7б	3,0–3,2	0,9011	+34	не текучий	50,3	4,51	19,7	22,1	0,29
НК-7в	3,2	0,9014	+34	не текучий	47,1	3,20	14,7	28,1	0,28
НК-7г	3,2–3,7	0,9068	+34	не текучий	52,4	4,25	17,7	25,5	0,29
НК-7д	3,2	0,9000	+30	не текучий	37,7	3,75	17,1	23,5	0,26
НК-9	4,2	0,8992	+35	не текучий	41,2	4,60	18,9	22,4	0,30
Конденсаты									
VIII	1,7–1,8	0,7551	–20	0,8	–	нет	нет	нет	0,08
IX	2,1–2,3	0,7659	–20	1,1	–	нет	нет	0,6	0,07
НК-1	2,4–2,5	0,7692	–20	1,4	–	нет	нет	1,1	0,08
НК-2	2,4–2,5	0,7671	–20	1,2	–	нет	нет	2,3	0,07
НК-4	2,6	0,7812	–19	1,9	–	нет	нет	2,3	0,09
НК-5	2,4–2,8	0,7708	–20	1,3	–	нет	нет	2,2	0,10
НК-6	2,8	0,7876	–18	1,6	–	нет	0,1	2,7	0,11
НК-7а	2,6–2,9	0,7752	–19	1,5	–	нет	0,6	3,4	0,14
НК-7б	2,8–3,0	0,7782	–18	1,8	–	нет	0,6	2,8	0,12
НК-7в	2,9–3,4	0,7788	–19	1,7	–	нет	0,5	3,3	0,09
НК-7г	3,0–3,6	0,7801	–19	1,4	–	нет	0,9	4,3	0,08
НК-7д	2,9–3,3	0,7810	–16	1,5	–	нет	1,0	4,4	0,07
НК-8	3,1–3,9	0,7829	–9	1,9	–	нет	1,3	5,1	0,11
НК-9	3,7–4,0	0,8045	–5	2,5	–	нет	2,7	6,3	0,12

Таблица 1.7

Групповой углеводородный состав нефтей и конденсатов

Горизонт	Глубина, км	d^{20}_4	Выкипает,% до температуры, °С						Групповой состав фракции НК			
			НК	100	150	200	250	300	Аром.	Нафт (Н)	Мет (М)	Н: М
Нефть												
НК-7а	2,9–3,0	0,9019	131	–	0,6	3,0	5.5	14,0	13,4	40,7	45,4	0,88
НК-7б	3,0–3,2	0,9011	118	–	1,2	3,7	6,9	14,4	14,2	40,9	44,9	0,91
НК-7в	3,2	0,9014	110	–	2,9	6,0	10,4	17,2	15,1	40,7	44,2	0,91
НК-7г	3,2–3,7	0,9068	134	–	2.0	4,0	7,9	14,4	14,0	40,4	45,6	0,89
НК-$7_Д$	3,2	0,900	109	–	1,5	5,2	9,9	19,1	14,2	40,1	45,7	0,88
НК-9	4,2	0,8992	111	–	4,0	6,9	10,5	18,4	14,4	40,9	44,7	0,91
Конденсаты												
VIII	1,7–1,8	0,7551	44	18,8	49,7	71,9	82,0	93,5	7,3	41,8	50,9	0,82
IX	2,1–2,3	0,7659	51	13,6	39,9	59,3	76,9	91,3	8,4	38,8	52,8	0,73
НК-1	2,4–2,5	0,7692	45	22,7	39,0	56,7	73,3	89,3	7,3	40,3	52,4	0,91
НК-2	2,4–2,5	0,7671	46	14,8	39,5	57,3	73,8	88,8	7.0	45,5	47,5	0,96
НК-4	2,6	0,7812	54	10,2	29.4	44,8	59,0	77,6	8,0	41,9	50,1	0,84
НК-5	2,4–2,8	0,7708	51	11,5	31,0	53,5	69,4	86,1	6,9	42,5	50;6	0,84
НК-6	2,8	0,7876	67	9,8	28,7	47,6	65,4	82,0	6,0	42,2	51,8	0,81
НК-7а	2,6–2,9	0,7752	47	14,9	35,7	51,8	68,3	84,0	8,7	38,8	52,5	0,74
НК-7б	2,8–3,0	0,7782	54	113	33,2	50,1	66,5	82,6	8,8	42,6	48,6	0,88
НК-7в	2,9–3,4	0,7788	55	10,0	31,6	50,0	66,7	80,9	7,4	42,9	49,7	0,86
НК-7г	3,0–3,6	0,7801	47	11,7	30,9	46,8	61,2	77,0	7,6	41,1	51,3	0,80
НК-$7_Д$	2,9–3,3	0,7810	49	11,8	31,8	46,8	62,3	77,8	7,6	38,8	53,6	0,72
НК-8	3,1–3,9	0,7829	54	9,7	30,2	45,8	60,7	76,9	6,5	44,9	48,6	0,92
НК-9	3,7–4,0	0,8045	78	3,4	19,0	33,9	47,0	64,5	3,1	45,5	51,4	0,88

По групповому составу, в основном, относятся к метаново-нафтеновому геохимическому типу (Н: М до 1,1), содержат 14–15% ароматических, 43–44% нафтеновых, 40–41% метановых УВ.

Плотность конденсатов изменяется в пределах 0,755–0,783, т.е. от средних до тяжелых. В горизонтах VIII – НК-5, на глубинах 1,7––2,8 км, в конденсатах не содержатся асфальтены и смолы, количество парафина постепенно увеличивается от следов до 2,3%.

С увеличением глубины залегания в конденсатах также отсутствуют асфальтены, а количество смол и парафина увеличивается до 1,3% и 5,1%, соответственно. Температура застывания постепенно изменяется от –20 до – 16 °С. Ниже глубины 3,5–3,7 км в пластовых условиях вместо конденсатов появляются нефтеконденсатные смеси (НКС) с плотностью в поверхностных условиях от 0,790 до 0,830.

Температура застывания доходит до –9 °С, в групповом углеводородном составе существенных различий не отмечается. Все конденсаты относятся к метаново-нафтеновому геохимическому типу (Н: М 0,72–0,96), содержат 3,1–8,8% ароматических, 38,8–45,4% нафтеновых, 47,5- Р,6% метановых УВ.

По сравнению с нефтями в легкокипящих фракциях содержится меньше ароматических УВ [35].

В разрезе выделены три гидрохимических комплекса.

Верхний комплекс (апшерон, акчагыл и верхний красноцвет) содержит крепкие рассолы низкосульфатных хлоркальциевых вод с минерализацией 170–235 г/л.

Средний комплекс (горизонты НК-1-НК-6) содержит слабоминерализованные хлоркальциевые и сульфатнонатриевые воды.

Нижний комплекс (горизонты НК-7а-НК-9) характеризуется распространением крепких рассолов хлоркальциевого типа с повышенным содержанием гидрокарбонат-иона (115–130 г/л).

1.7. Газогидродинамические и термодинамические исследования скважин и пластов для одновременной раздельной эксплуатации скважин

Глубокое поисково-разведочное бурение на структуре Корпедже было начато в 1979 г. Добыча нефти на месторождении начата в 1995 г.

Разработка нефтяных залежей месторождения осуществлялась в соответствии с проектом пробной эксплуатации (1988г) [36], прогнозные показатели которого в дальнейшем были скорректированы при составлении уточненного проекта пробной эксплуатации нефтяных скважин месторождения (1998г) [37].

Газоконденсатные залежи месторождения Корпедже эксплуатируются с 1985 г.

Институтом «БалканНИПИнефть» в 1993–1994 гг. был произведен пересчет запасов нефти, газа и конденсата [38]. Результаты его были учтены в составленном в июне 1994 г. проекте опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) газоконденсатных залежей месторождения на период 1994–2000 гг. [39]. При этом за основу были приняты вновь подсчитанные запасы газа газоконденсатных горизонтов и участков месторождения.

В 2000 году выполнена «Технологическая схема опытно промышленной эксплуатации газоконденсатных залежей месторождения Корпедже с применением технологии одновременно-раздельной эксплуатации газоконденсатных пластов» с проектными показателями, рассчитанными по 2010 г. Технологическая схема принята протоколом от 08.08.2000 года на период по 2005 г.

Отмечено, что за прошедший период опытно-промышленной эксплуатации процесс разработки газоконденсатных залежей месторождения Корпедже протекает без существенных отклонений от основных положений технической схемы, вследствие чего корректировка их в настоящее время не требуется. Решением проектные показатели технологической схемы приняты на период по 2010 г., поэтому в тематический план научно исследовательских работ (НИР) на 2010–2011 гг. включена работа по составлению проекта разработки месторождения Корпедже.

В ней на основе систематизации и обобщения имеющейся промысловой и экспериментальной информации выполнено обоснование выделения эксплуатационных объектов, системы их разбуривания с учетом необходимости осуществления одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) в скважинах.

Уточнены параметры эксплуатации скважин и показатели разработки газоконденсатных залежей с учетом применения технологии ОРЭ двух пластов в одной скважине.

Выполнен прогноз показателей разработки по горизонтам и в целом по месторождению.

Комплексные промысловые исследования газоконденсатных скважин и пластов проводились с целью установления газодинамических параметров пласта и скважины и изучения их газоконденсатных характеристик.

Как правило, оба этих вида исследований проводились совместно, с помощью метода установившихся отборов, т.е. при установившихся режимах фильтрации продукции в призабойной зоне пласта [40].

Изменение режима фильтрации осуществлялось путем подбора диаметра штуцера на устье скважины.

Продолжительность работы газоконденсатных скважин на каждом режиме составляла от 5 до 24 часов. Замер на каждом режиме начинался после полной стабилизации устьевых давлений.

Сепарация продукции газоконденсатных скважин и определение газоконденсатной характеристики, т.е., выхода стабильного конденсата с 1м^3 пластовой системы, производились с помощью горизонтального сепаратора ЦРС-100, с производительностью по газу до 1 млн. м^3 /сут и по выходу конденсата до 250 см^3/м^3 и вертикального сепаратора жалюзийного типа ГЖ 64–800, с производительностью по газу до 800 тыс. м^3/сут, от передвижного блока ПБС, рабочее давление до 64 кгс/см^2.

Замеры дебитов жидкости и конденсата осуществлялись с помощью вышеуказанных сепараторов и тарированной мерной емкостью.

Параметры для определения дебита газа произвели по расчетам, были получены с помощью 4-х или 2-х дюймовых диафрагменных измерителей критического течения газа (ДИКТ).

В нескольких скважинах дебит газа определялся с помощью расходомеров работниками РНУ (ремонтно-наладочное управление).

Пластовые и забойные давления и температуры измерялись глубинными манометрами типа МГН 2–600 и 800, класса точности ±1% и максимальным термометром местной регистрации типа ТП-7.

Тарировка манометров производилась предприятией контрольно- измерительных приборов – РНУ, с периодичностью для глубинных и образцовых манометров 1(один) раз в год.

Устьевые давления ($P_{буф.}$ и $P_{з.тр}$) регистрировались образцовыми манометрами типа МО на 250, 400 и 600 кгс/см^2, класса точности ± 0,4% и ± 0,6%.

Газоконденсатные скважины и пласты исследовались, в основном, на 3-х, иногда 5-ти (1–2 режим обратный ход) стационарных режимах фильтрации смеси.

Основное внимание при исследовании скважины и пласта уделялось более точному определению начального значения пластового давления и количества конденсата, выделившегося из 1м^3 пластового газа.

С целью исключения ошибок в определении выхода стабильного конденсата в промысловом сепараторе, обеспечивалась достаточная скорость потока газоконденсатной смеси на башмаке НКТ, исключающая накопление жидкости на забое скважины.

Сепарация газоконденсатной смеси осуществлялась при давлении 50–70 кгс/см^2, близком к давлению максимальной конденсации, что обеспечивало качественную сепарацию продукции скважины.

В целом, за периоды бурения и разработки газоконденсатных залежей нефтегазового и газоконденсатного месторождения, лабораторией промысловых исследований вышеприведенным методом было проведено 93 первичных (после бурения) и текущих (по контролю за разработкой) комплексных исследований в 92-х объектах 52-х скважин.

В 85-ти объектах этих же скважин было проведено 103 замера по определению текущих пластового и забойного давлений и температур, дебита газоконденсата (контрольные замеры).

Полученны результаты комплексных исходных и текущих исследование контрольных замерев $P_{пл}$, $P_{заб}$, $Q_г$, $Q_к$ и некоторых расчетные параметры.

Результаты газогидродинамических исследований скважин и пластов конденсатных залежей обрабатывались по двучленной формуле.

$$P_{пл.2} - P_{заб.2} = aQ + bQ_{г2}$$

где $P_{пл}$ и $P_{заб}$ – соответственно, пластовое и забойное давления, кгс/см^2;

$Q_г$ – дебит газа сепарации, тыс. м^3 /сут;

a и *b* – соответственно, коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины.

Глава II. ОБОСНОВАНИЕ БУРОВЫХ РАБОТ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ С ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ НЕСКОЛЬКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ И ИХ ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ

2.1. История развития и современное состояние технологии способа ОРЭ

Первое оборудование для раздельного отбора нефти появилось в начале 30-х годов прошлого века, и после технология одновременно-раздельной эксплуатация (ОРЭ) стала активно развиваться. Одним из первых ее вариантов была, опробованная в 1951 году, эксплуатация пластов многорядными скважинами [41]. Добыча нефти этим методом впервые была проведена на промыслах Азербайджана (было пробурено несколько сотен скважин подобного типа). Однако из-за сложности эксплуатации, технология многорядных скважин не получила своего развития.

В дальнейшем различными конструкторскими бюро велись научно-исследовательские и конструкторские работы по созданию и внедрению более совершенной технологии ОРЭ. В 1970–1980-х годах на систему ОРЭ было переведено более 4,5 тыс. скважин (около 7% общего фонда скважин по бывшему СССР) [42]. В это время была разработана схема подъема продукции с использованием нескольких колонн насосно-компрессорных труб (НКТ) и изоляцией пластов друг от друга пакерами. Также были разработаны схемы, позволяющие отбирать жидкость либо с верхнего, либо с нижнего пласта за счет перемещения направляющего элемента и схемы с обратными клапанами в конструкции.

Совместная разработка многопластовых нефтяных месторождений ведется путем разбуривания самостоятельной сетки скважин для двух или нескольких пластов, или приобщением малопродуктивных объектов к высокопродуктивным в завершающей стадии их разработки [41, 42].

Данная система имеет ряд преимуществ, связанных со снижением затрат (уменьшение фонда скважин для бурения и общего числа добывающих скважин), увеличением и поддержанием проектного дебита, ускорением ввода в эксплуатацию новых нефтяных и газовых залежей и т.д. На рисунке 2.1. представлена одна из схем эксплуатации скважин рассматриваемым способом с использованием электроцентробежного насоса (УЭЦН).

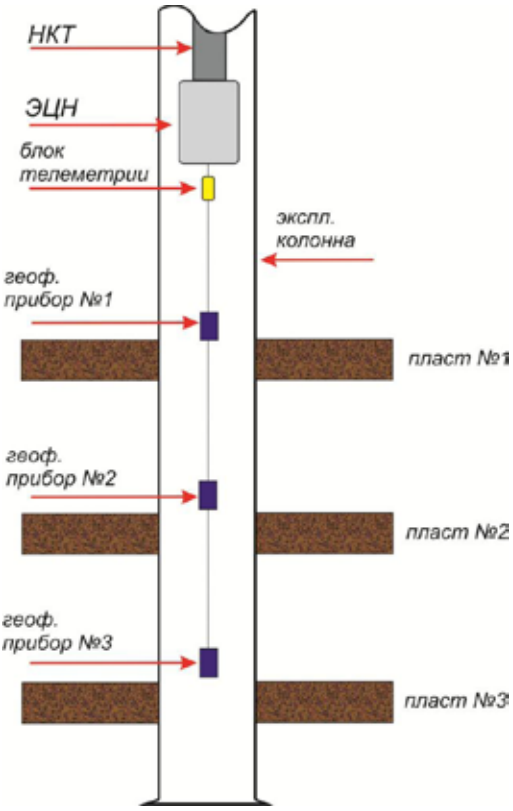


Рисунок 2.1. Схема эксплуатации скважин без разделения пластов

Преимуществом этой схемы является возможность проведения геофизических исследований в динамических условиях для определения работающих интервалов, недостатком – возможность смешивания пластовой жидкости, взаимовлияние пластов, трудоемкость интерпретации данных ГДИС, сложность учета продукции по каждому пласту и т.д.

При совместной эксплуатации продуктивные пласты должны: иметь достаточные запасы нефти, разобщены от вышележащих и нижележащих коллекторов пачкой глинистых пород, обладать одинаковыми продуктивными и фильтрационно-емкостными свойствами [42, 43]. Однако на практике выделить такие пласты достаточно сложно, и их совместная разработка может привести к следующим осложнениям:

– ухудшению условий выработки малопродуктивных коллекторов и неравномерному их заводнению;

– возникновению внутрискважинных межпластовых перетоков (за счет различного энергетического состояния пластов);

– высокой обводненности совмещенных пластов;

– снижению коэффициента нефтеотдачи объекта.

В конечном итоге все эти факторы приводят к ухудшению экономической эффективности разработки нефтяных залежей и формированию недренируемых запасов нефти. В работах [42, 44] приводятся условия и рекомендации разработки многопластовых объектов с неоднородными коллекторскими характеристиками пластов и различными физико-химическими свойствами пластовой жидкости. Одно из основных требований совмещения – равноскоростная или опережающая выработка низкопроницаемых коллекторов. Однако наиболее эффективным способом разработки многопластовых залежей является применение технологии ОРЭ, которая позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) и вести одновременную разработку высокопродуктивных и низкопродуктивных пластов. Также преимуществами раздельной системы эксплуатации пластов являются:

– возможность регулирования депрессии на каждый пласт;

– вовлечение в одновременную эксплуатацию продуктивных горизонтов с различными фильтрационными и геологическими характеристиками;

– раздельный учет продукции каждого пласта без применения методов геофизических исследований скважин (ГИС);

– исключение возможности поглощения одним пластом жидкости другого.

Среди недостатков данной системы можно выделить:

– необходимость остановки одного из насосов для раздельного замера;

– смешение жидкостей;

– сложность спуска скважинного оборудования.

При раздельной эксплуатации пластов встречаются различные сочетания продуктивных горизонтов: все пласты нефтяные или газовые; одни пласты нефтяные, другие газовые. Чем больше пластов участвует в нефтедобыче, тем сложнее применяемая конструкция ОРЭ. В зависимости от условий притока жидкости в скважину раздельная эксплуатация скважин может проводиться одним из следующих способов: фонтанный способ эксплуатации скважин; эксплуатация одного пласта фонтанным, другого механизированным способом; эксплуатация скважин механизированным способом.

Структура современных систем раздельной добычи зависит от характеристик продуктивных горизонтов и условий применения оборудования для подъема продукции, и разобщения пластов [45, 46, 48]. Анализ современных технологий одновременно-раздельной добычи нефти, применяемых различными компаниями на месторождениях, позволяет провести следующую классификацию систем ОРЭ (рисунок 2.2). Рассмотрим некоторые способы раздельной эксплуатации скважин с использованием однолифтовых и двухлифтовых компоновок ОРЭ.

Рисунок 2.2. Классификация систем ОРЭ скважин

Добыча с использованием многопакерных технологий для разобщения продуктивных интервалов является самым распространенным видом механизированной добычи при одновременно-раздельной эксплуатации нефтяных скважин.

Основные варианты оборудования ОРЭ характеризуются тандемом насосных установок с возможностью отключения одного из них для раздельного замера дебита и обводненности продукции по каждому пласту (Рисунок 2.3).

Рисунок 2.3. Основные варианты компоновок насосного оборудования при одновременно-раздельной эксплуатации скважин (фонтан – фонтанный способ добычи, УЭЦН – установка электроцентробежного насоса, ГПНУ – гидропоршневые насосные установки, УСШН – установки скважинных штанговых насосов, УЭВН – установки винтовых электронасосов)

Компоновка УЭЦН-УСШН. Технология, объединяющая добычу нефти с различных эксплуатационных объектов двумя видами погружного насосного оборудования (УЭЦН и УСШН), получила внедрение в ОАО «Удмуртнефть» в 2007 году и в ОАО «Татнефть» в 2008 году. В скважину спускается стандартное оборудование УЭЦН и УСШН (компоновка оборудования представлена на рисунке 2.4). Целью внедрения данной компоновки было вовлечение ранее не привлекаемых в разработку двух разнородных пластов, где нижний пласт эксплуати-

руется ЭЦН с приемным модулем в кожухе, а верхний – с использованием УСШН.

Недостатком этой технологии, является то, что раздельный учет можно вести только при остановке одной из насосных установок. В результате разобщения пластов и применения двух погружных насосов был получен прирост нефти по всем эксплуатируемым данной технологией скважинам.

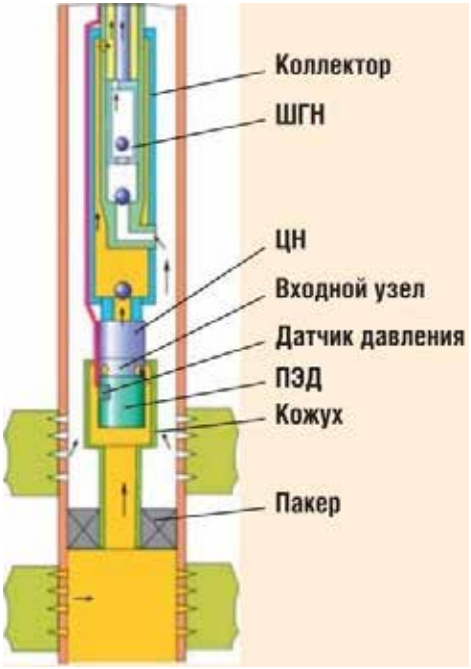


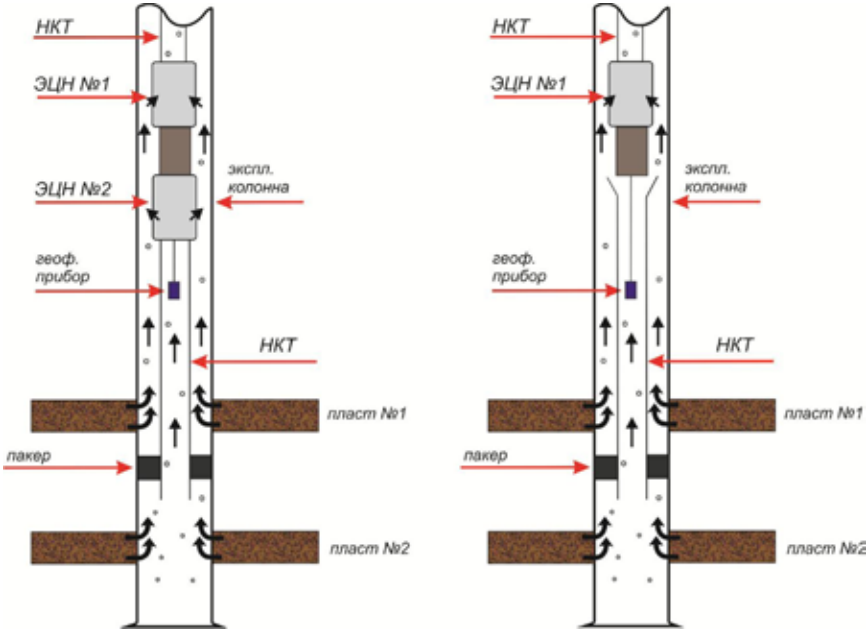
Рисунок 2.4. Компоновка совместной эксплуатации двух объектов – УЭЦН-УСШН

Компоновка УЭЦН-УЭЦН. Технологии с электроцентробежными насосами для ОРЭ пока находятся в стадии разработки и получили внедрение в механизированной добыче в виде экспериментальных образцов. С учетом того, что большая часть добывающего фонда скважин на нефтяных месторождениях России эксплуатируется (или будет эксплуатироваться) с применением УЭЦН, в ближайшем будущем можно ожидать промышленное производство и внедрение оборудования для ОРЭ УЭЦН.

Основные варианты оборудования для раздельной добычи с применением УЭЦН имеют следующий вид:

– тандем двух насосных установок с отключением одной из них при замерах дебита и обводненности (рисунок 2.5 а);

– один насос для выработки двух разобщенных пластов (рисунок 2.5 б).

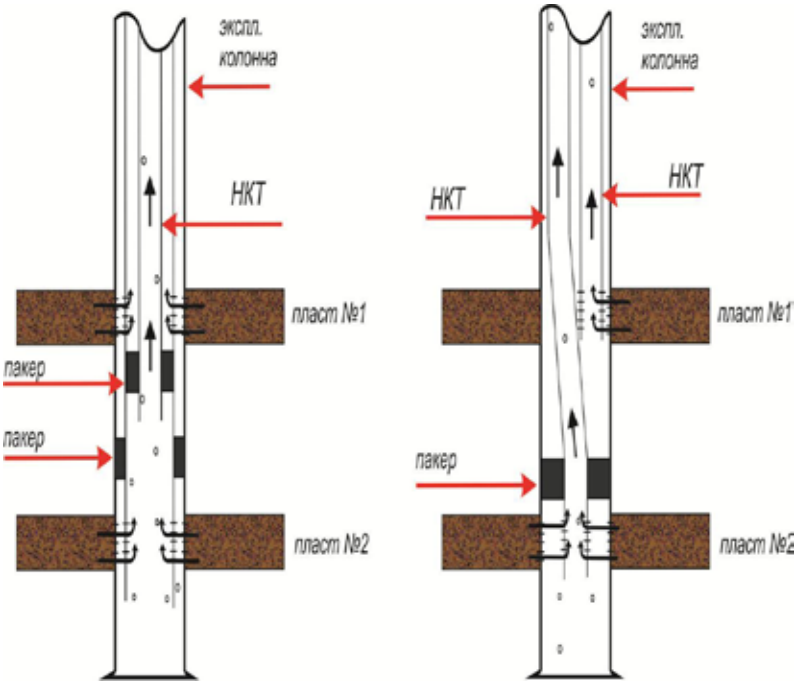


а) б)

Рисунок 2.5 – Варианты компоновки ОРЭ с применением УЭЦН

Двухлифтовые системы ОРЭ прошли промысловые испытания и начали серийно выпускаться в 1970-х годах прошлого века. Особенностями этих систем является физическое разделение добычи, контроль работы каждого пласта, индивидуальный подбор погружного оборудования (в зависимости от характеристик пласта). Однако рассматриваемый способ добычи имеет свои недостатки и главным из них – ограничение по диаметру эксплуатационной колонны. К примеру, предложенная компанией Бэйкер Хьюз и других многих зарубежных компании двухлифтовая конструкция применима в колоннах диаметром от 178 мм.

В настоящее время имеются две схемы двухлифтовой компоновки ОРЭ – с использованием концентрических и параллельных колонн НКТ (рисунок 2.6).



а) б)

Рисунок 2.6. Двухлифтовая компоновка ОРЭ

а) конструкция концентрических НКТ;

б) конструкция параллельных НКТ

Метод одновременной раздельной эксплуатации многопластовых месторождений развивается и в Туркменистане. Данный метод успешно проведен и испытан на четырех глубоких скважинах с аномально высокими пластовыми давлениями. На основании анализа преимущество и недостатки проделанных работ по одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов, было предусмотрено внедрить данный метод на газовых скважинах месторождения Корпедже.

2.2. Способы ОРЭ, цели и задачи применения

Разобщенные между собой непроницаемыми глинистыми прослоями нефтенасыщенные коллекторы многопластовых месторождений в зависимости от геолого-физической характеристики и соотношения запасов разрабатываются самостоятельной сеткой скважин на каждый пласт или одной общей сеткой скважин одновременно на все или на несколько пластов, объединенных в эксплуатационный объект.

0бъединение продуктивных пластов эксплуатационные объекты приводят к значительному сокращению объема и сроков разбуривания месторождения, экономии материальных ресурсов на обустройство промыслов. В то же время при совместной эксплуатации, как правило, ухудшаются условия разработки каждого отдельного пласта, затрудняется проведение контроля и регулирования процесса эксплуатации [49].

В этих случаях применяется метод одновременной раздельной эксплуатации, посредством которого осуществляется дифференцированное воздействие на пласты, разрабатываемые совместно одной сеткой скважин.

Одновременная раздельная эксплуатация является средством, позволяющим при экономичной совместной эксплуатации обеспечить оптимальные условия выработки запасов нефти каждого пласта и повысить тем самым экономическую эффективность их разработки.

Под технологической эффективностью понимается повышение темпов выработки запасов и коэффициента нефтеотдачи каждого пласта многопластового объекта посредством регулирования процессов эксплуатации. При этом регулируется перемещение водонефтяных и газонефтяных контактов и охват пласта вытеснением по мощности.

Одновременная раздельная эксплуатация в отечественной практике и за рубежом осуществляется посредством оснащения скважин специальным оборудованием для разобщения пластов или использованием для этих целей скважин специальных конструкций.

Одновременная раздельная эксплуатация в мировой практике разработки многопластовых месторождений осуществляется различными способами, которые определяются конструкцией скважин,

характером разобщения пластов, видами технологических операций контроля и регулирования разработки эксплуатационных объектов.

В зависимости от режимов эксплуатации пластов схемы оборудования для одновременной раздельной эксплуатации могут быть представлены следующими комбинациями: фонтан-фонтан, газлифт-газлифт, насос-насос, закачка-закачка, фонтан-насос, насос-фонтан, фонтан-газлифт, газлифт-фонтан и т.д. [49].

При этом первый указывается режим эксплуатации нижнего пласта, а вторым верхнего.

Независимо от комбинаций одновременная раздельная эксплуатация может осуществляться оперативным или стационарным способами.

Способ, при котором для осуществления одновременной раздельной эксплуатации в скважинах обычной конструкции временно устанавливается специальное оборудование для дифференцированного воздействия на пласты, называется оперативным. Этот способ позволяет в любой период работы скважины переводить ее на одновременную раздельную эксплуатацию и затем при необходимости возвращать обратно на совместную эксплуатацию продуктивных пластов.

Продукция скважин при оперативном способе ОРЭ отбирается по однорядному или многорядному лифту. При многорядном лифте колонны насосно-компрессорных труб спускаются параллельными или концентрическими рядами. При отборе жидкости по однорядному лифту регулирование режимов эксплуатации отдельных пластов достигается применением специальных съемных или стационарных забойных штуцеров. При многорядном лифте наличие отдельного канала для эксплуатации каждого пласта обеспечивает сравнительно простое регулирование режимаработы скважины и раздельную транспортировку жидкости на поверхность, но это значительно увеличивает стоимость подземного оборудования скважин и трудоемкость работ по текущему ремонту скважин.

При стационарной одновременной раздельной эксплуатации дифференцированное воздействие на пласты осуществляется либо проводкой скважин специальной конструкции, либо стационарной установкой специального оборудования [50, 51].

Существуют различные варианты стационарного оснащения скважин для ОРЭ, из которых наибольшее применение в практике эксплуатации многопластовых месторождений получили следующие.

В необсаженном стволе предназначенной для ОРЭ скважины цементируются параллельно размещенные колонны насосно-компрессорных или обсадных труб. Число колонн может быть равно количеству эксплуатируемых пластов. В этом случае зацементированные трубы выполняют роль обсадных и подъемных колонн. Создаются как бы отдельные скважины малого диаметра на каждый пласт, что упрощает регулирование отборов из отдельных пластов. При выполнении профилактических работ в одном из пластов другие не загрязняются и не требуют глушения, а подземные работы значительно облегчаются из-за отсутствия пакеров и другого специального оборудования.

Эксплуатация двух и более пластов в таких многоствольных скважинах может найти применение в районах с осложненными почвенно-климатическими условиями, с геологическим разрезом, в котором возможно бурение скважин большого диаметра.

При комбинированном варианте стационарной одновременной раздельной эксплуатации в необсаженной трубами скважине цементируются две колонны насосно-компрессорных труб. Одна из них перфорируется на один пласт, а другая – на два пласта.

Во второй колонне устанавливается подъемная колонна труб уменьшенного диаметра о разобщающим пакером для раздельного отбора по центральному и затрубному пространству.

Довольно широко за рубежом применяется вариант, который можно назвать полустационарным. В этом варианте ОРЭ осуществляется спуском в скважину увеличенного диаметра специального оборудования для длительной непрерывной эксплуатации нескольких пластов. В последующем, в зависимости от заданных технологических параметров эксплуатации это оборудование устанавливается на очередные выше- или нижележащие пласты. Из скважин нефть извлекается селективно, т.е. вначале она добывается из двух или более объектов, а другие вводятся в эксплуатацию позже, в зависимости от параметров эксплуатации и принятой очередности разработки. Скважины оснащаются набором специального подземного оборудования:

посадочными ниппелями, циркуляционными клапанами, одно- и двухканальными пакерами стационарного типа и др. Для обслуживания скважин применяется специальный малогабаритный инструмент, спуск и подъем которого осуществляется на канате или закачиванием. Для уменьшения трудоемкости подземных операций может применяться дистанционно управляемое оборудование [52, 53].

Областью применения данного варианта одновременной раздельной эксплуатации являются, прежде всего, морские глубоководные скважины, в том числе и с подводным устьем, а также скважины, расположенные в труднодоступных, тяжелых для обслуживания районах.

Применяется и так называемый многозабойный вариант, при котором в скважину увеличенного диаметра устанавливается обсадная колонна с боковыми выходами против продуктивных пластов, где размещается оборудование по регулированию отбора или закачки. Основной центральный ствол остается свободным. Эти скважины применяются для интенсификации выработки неоднородных, малопроницаемых пластов, содержащих идентичную пластовую жидкость или газ и для одновременной раздельной закачки в несколько пластов неагрессивных жидкостей или газов.

При выборе того или иного способа (варианта) одновременной раздельной эксплуатации пластов следует рассматривать в совокупности их технологические особенности и специфику месторождения с тем, чтобы наиболее эффективно обеспечить разобщение пластов, заданные темпы отбора нефти или закачки воды, глубинные исследования и ремонтно-профилактические работы.

Окончательная оценка целесообразности применения того или иного способа принимается после проведения технико-экономического обоснования, которое проводится в зависимости от целой и задач, решение которых предполагается осуществить с помощью одновременной раздельной эксплуатации.

Для эксплуатации пластов в осложненных условиях (при наличии в нефти песка, парафина и т.д.), разработке морских многопластовых месторождений и месторождений в труднодоступной, заболоченной местности, следует предусматривать для одновременной раздельной эксплуатации пластов применение специальных конструкций

скважин и способы разобщения пластов с учетом отечественного и зарубежного опыта.

2.3. Применение ОРЭ для приобщения продуктивных горизонтов и для решения технических задач по добыче нефти и газа

В зависимости от характера основных показателей, определяющих экономическую эффективность и технико-экономическую целесообразность перевода скважин на одновременную раздельную эксплуатацию пластов, можно подразделить на три основные группы:

1) контроль и регулирование процесса разработки многопластового объекта с целью интенсификации текущей добычи и получения максимальной конечной нефтеотдачи;

2) приобщение новых продуктивных объектов к разработке в эксплуатационных и нагнетательных скважинах с целью получения дополнительной добычи нефти;

3) применение одновременной раздельной эксплуатации с целью решения технологических задач по добыче нефти и газа.

Для каждой из этих трех групп существуют методы определения технико-экономической эффективности одновременной раздельной эксплуатации.

К первой группе технологических задач можно отнести применение одновременной раздельной эксплуатации с целью:

а) обеспечения оптимального режима работы каждого из пластов, разрабатываемых совместно (создание условий самостоятельной сетки скважин на каждый пласт);

б) регулирования разработки объекта по пластам, имеющим различные коллекторские свойства (равномерная выработка, интенсификация отбора, ограничение водопритока по одному из пластов, продление сроков фонтанной эксплуатации скважин, раздельный сбор чистой и обводненной нефти).

Ко второй группе технологических задач – приобщению новых продуктивных объектов к эксплуатации в работающих скважинах – можно отнести применение ОРЭ с целью:

а) приобщения (перфорации) находящихся в консервации продуктивных пластов;

б) уплотнения сетки эксплуатационных или нагнетательных скважин по одному из эксплуатируемых объектов многопластового месторождения;

в) приобщения линз и тупиковых зон одного из эксплуатационных объектов.

При решении задач второй группы целесообразность и возможность приобщения продуктивных пластов определяется в результате анализа геолого-промысловых характеристик, эксплуатируемого и приобщаемого объектов и изменения показателей эксплуатации приобщаемого пласта [48, 50, 51].

Приобщение нефтяного или газового пласта допускается для совместной эксплуатации, если примерно совпадают следующие параметры:

а) проницаемости;

б) насыщенности нефти газом;

в) положения контуров;

г) свойства нефти или газа;

д) приведенные к одной отметке значения пластовых давлений.

Кроме того, пласты должны быть однородны по литологическому составу и, чтобы статический уровень приобщаемого горизонта был не ниже нормального динамического уровня эксплуатируемого пласта. Особое внимание уделяется обводненности пластов.

Все эти условия обуславливают эффективную совместную работу объектов в одной скважине после приобщения.

При приобщении пластов с использованием оборудования ОРЭ нет необходимости в соблюдении всех вышеперечисленных условий, так как посредством разделения и регулирования режима работы каждого из них создаются оптимальные условия эксплуатации. Поэтому основными технологическими параметрами, от которых зависит эффективность приобщения, являются показатели разработки приобщаемого пласта, и те изменения, которые произойдут в его гидродинамике после ввода как бы дополнительной самостоятельной эксплуатационной или нагнетательной скважины.

Влияние этой скважины на параметры разработки определяется соответствующими гидродинамическими расчетами. По известным методам рассчитываются технологические показатели разработки приобщаемого пласта, которые будут иметь место после приобщения (определяется изменение давления в пласте в области дренирования, дебит «новой» скважины и соответствующие изменения дебита окружающих скважин, в результате интерференции).

Таки образом, оценка целесообразности и возможности приобщения продуктивных горизонтов с использованием оборудования для одновременной раздельной эксплуатации производится в следующем порядке [49, 52].

Анализируются геолого-промысловые параметры эксплуатируемого и приобщаемого горизонтов, определяется характер эксплуатации пластов после приобщения (совместный или раздельный).

Определяются технологические показатели разработки горизонта после его приобщений. Эти показатели используются при оценке целесообразности приобщения.

Изучается техническое состояние скважины (герметичность колонны, прочность цементного камня и высота его подъема, оборудование устья скважины и т.д.),– определяется возможность дополнительной перфорации и установки оборудования ОРЭ.

Эффективность приобщения объектов в скважине оценивается количеством дополнительно добытой нефти (с учетом потерь дебита в окружающих скважинах, в результате интерференции) или количеством дополнительно закачанной воды в приобщенный пласт, что, в конечном счете, характеризует дополнительную текущую добычу.

Общая результативность использования метода ОРЭ в целом по месторождению при приобщении пластов характеризуется количеством скважин, переведенных на одновременную раздельную эксплуатацию, их суммарной дополнительной добычей, полученной в результате приобщения пластов.

Применение средств одновременной раздельной эксплуатации с целью решения технических задач по добыче нефти и газа.

К этой группе задач можно отвести следующие:

а) осуществление внутрискважинного газлифта (ВСГ);

б) осуществление сохранения пластовой температуры (подогрева) продукции скважины с помощью термальных вод для предотвращения выпадения парафина;

в) совмещение в одной скважине функций отбора и нагнетания;

г) использование оборудования ОРЭ для целей раздельного исследования совместно эксплуатируемых пластов и другие задачи.

Целесообразность применения оборудования ОРЭ для решения задач третьей группы обуславливается необходимостью улучшения показателей эксплуатации скважин и наличием соответствующих условий.

В частности, при добыче нефти с помощью газлифта и при наличии на месторождении продуктивного газового пласта, газ последнего может быть использован для газлифта для предварительного подъема его на поверхность. Регулирование подачи газа в фонтанные трубки осуществляются с помощью оборудования ОРЭ.

Аналогично, при наличии в продуктивном разрезе термальных вод с помощью оборудования ОРЭ последние можно использовать для обогрева продукции скважины и тем самым предотвратить выпадение парафина.

Возможность использования оборудования ОРЭ для решения задач третьей группы в ряде случаев зависит от технического состояния скважины.

Например, во-избежании межпластовых перетоков жидкости или газов за колонной, последняя должна быть герметичной и должна иметь прочное цементное кольцо [53, 54].

Эффективность применения оборудования ОРЭ для решения этих задач выявляется в результате сопоставления технико-экономических показателей эксплуатации скважины обычным способом с показателями эксплуатации с оборудованием ОРЭ. В ряде случаев экономическая эффективность определяется исходя из дополнительной добычи нефти, т.к. при улучшении техники подъема жидкости текущий дебит скважины может быть значительно увеличен.

Задачи третьей группы можно решить переводом на ОРЭ любого числа скважин в зависимости от технических возможностей (величин оборудования скважин и т.д.) и состояния скважин [55].

Каждая скважина для оснащения под ОРЭ подбирается индивидуально.

Рассмотренные группы задач, решаемые с помощью методов одновременной раздельной эксплуатации, по значимости в вопросах повышения эффективности разработки нефтяных месторождений и технологической их сущности имеют существенные различии. В зависимости от этого методы технологической целесообразности применения и экономической эффективности для каждой группы задач имеют определенные особенности. Кроме того, методы расчета имеют особенности в зависимости от стадии разработки месторождения. Поэтому решение задач разработки посредством метода одновременной раздельной эксплуатации рассматривается как в стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации. На стадии проектирования решаются в основном задачи первой группы и лишь в некоторых случаях второй и третьей. В процессе эксплуатации в основном задачи второй и третьей группы и значительно реже первой.

2.4. Применение метода ОРЭ для контроля и регулирования процесса разработки

Мировая практика добычи нефти и газа на многопластовых месторождениях показывает, что круг технологических задач, решаемых посредством использования одновременной раздельной эксплуатации, весьма обширен и разнообразен. Например, имеется целый ряд задач, касающихся непосредственно проблем контроля и регулирования добычи нефти из многопластового объекта посредством воздействия и с помощью оборудования ОРЭ на отдельные пласты, как в зоне отбора, так и в зоне нагнетания.

Наличие большого количества технологических задач вызывает определенные трудности при оценке экономической эффективности метода ОРЭ, т.к. для каждого отдельного случая необходимо было бы иметь определенный метод оценки экономической эффективности. Поэтому систематизация и обобщение задач в группы способствуют разработке ограниченного числа способов определения экономической эффективности методом ОРЭ.

В зависимости от характера основных показателей, определяющих экономическую эффективность и технико-экономическую целесообразность перевода скважин на одновременную раздельную эксплуатацию пластов, можно подразделить на три основные группы:

1) контроль и регулирование процесса разработки многопластового объекта с целью интенсификации текущей добычи и получения максимальной конечной нефтеотдачи;

2) приобщение новых продуктивных объектов к разработке в эксплуатационных и нагнетательных скважинах с целью получения дополнительной добычи нефти;

3) применение ОРЭ с целью решения технологических задач по добыче нефти и газа.

Для каждой из этих трех групп даны методы определения технико-экономической эффективности ОРЭ.

К первой группе технологических задач можно отнести применение ОРЭ с целью:

а) обеспечения оптимального режима работы каждого из пластов, разрабатываемых совместно (создание условий самостоятельной сетки скважин на каждый пласт);

б) регулирования разработки объекта по пластам, имеющим различные коллекторские свойства (равномерная выработка, интенсификация отбора, ограничение водопритока по одному из пластов, продление сроков фонтанной эксплуатации скважин, раздельный сбор чистой и обводненной нефти).

Применение ОРЭ для решения задач первой группы позволяет получить следующие результаты.

Существенное повышение эффективности разработки многопластового месторождения за счет укрупнения эксплуатационных объектов (снижение капиталоемкости, металлоемкости, себестоимости нефти, выигрыш от фактора времени), по сравнению с системой разработки с самостоятельными сетками скважин на каждый пласт.

Достижение запроектированной нефтеотдачи пластов путем обеспечения возможности регулирования процесса выработки запасов по пластам (создание дифференцированных перепадов давления) по

сравнению с совместной разработкой пластов при той же плотности сетки скважин.

Увеличение плотности сетки размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин при том же или меньшем количестве скважин, что и при раздельной эксплуатации каждого пласта самостоятельными сетками скважин и как следствие, увеличение текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи прерывистых линзовидных коллекторов.

В качестве примера можно привести результаты оценки влияния неоднородности пластов на технико-экономическую целесообразность применения ОРЭ, выполненных на примерах гипотетических многопластовых месторождений, параметры которых были приняты аналогичными параметрам горизонтов месторождений Казахстана:

а) нефтеотдача за 80-летний период разработки при одновременной раздельной эксплуатации пластов с учетом условий регулирования давления выше на 11–16%, чем при совместной эксплуатации этих же пластов, что равносильно получению дополнительной добычи нефти в количестве 80–40 млн. тонн;

б) сроки разработки неоднородных пластов при ОРЭ с дифференцированными перепадами давления по пластам (условия регулирования) сокращаются в 1,3–1,4 раза по сравнению с совместной эксплуатацией при снижении себестоимости одной тонны нефти на 14–16%.

Эти данные свидетельствуют о том, что целесообразность решения большинства задач первой группы должна быть установлена еще на стадии проектирования разработки многопластового месторождения.

Эффективность применения ОРЭ при этом выявляется из сравнения технико-экономических показателей разработки месторождения с ОРЭ с показателями того же месторождения, но без применения одновременной раздельной эксплуатации (соответственно при самостоятельных сетках скважин на каждый пласт, уплотнении сеток скважин дополнительных бурением, совместной разработке пластов при общем забойном давлении скважин, с преждевременным обводнением и переходов скважин на механизированную добычу и неравномерной выработке пластов). Технологические показатели разработки месторождения (динамика дебита, давления, обводнен-

ности и т.д.) с применением и без применения ОРЭ определяются обычными методами расчетов, используемых при проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений.

Эффективность ОРЭ при решении задач первой группы характеризуется обеспечением оптимальных условий работы каждого пласта или осуществлением возможности контроля и регулирования разработки пластов. Количество скважин, в которых должно осуществляться ОРЭ, обосновывается в проекте, исходя из необходимости решения указанных задач.

Оценка эффективности метода, по количеству дополнительно добытой нефти после перевода скважин на одновременную раздельную эксплуатацию проводится лишь в частых случаях. В основном же, при плановом и запроектированном технологической схемой разработки, использования метода, дополнительная добыча должна учитываться при расчете показателей разработки.

При решении задач первой группы перевод скважин на ОРЭ может осуществляться как с самого начала ввода их в эксплуатацию, так и после определенного периода совместной эксплуатации пластов.

Время перевода скважин на ОРЭ определяется соответствующими расчетами при составлении проектов в зависимости от цели применения одновременной раздельной эксплуатации. В соответствии с режимом работы скважин в этот период в проекте должны быть даны рекомендации по выбору типа оборудования.

При совместной эксплуатации пластов в начальный период проводится систематический контроль за их разработкой. С помощью гидродинамических и промысловых исследований определяются характеристики пластов и скважин и в результате соответствующих проверочных расчетов уточняется фонд скважин, время их перевода на ОРЭ и характеристики необходимого оборудования.

Часть технологических задач первой группы по контролю и регулированию эксплуатации многопластового месторождения может решаться с помощью ОРЭ в процессе разработки. В этом случае технологическая и экономическая эффективность применения метода ОРЭ, а также время перевода скважин на ОРЭ оценивается по методу определения технологических показателей эффективности.

2.5. Обоснование потенциального содержания и коэффициента извлечения конденсата на месторождении Корпедже

Для залежей, по которым имеются представительные пробы сырого конденсата, достоверные определения состава этана, пропана, бутана, потенциальное содержание углеводородов $C_{5+в}$ в пластовом газе определялось по выражению:

$$П = \frac{q}{V}\left(\frac{ae_1M_1}{100*24{,}04} + \frac{бe_2M_2}{100*24{,}04} + B\rho_4^{20}\right) + \frac{10e'M'}{24{,}04}$$

где q – выход сырого конденсата при условиях отбора проб, см^3/м^3;

V – объём контейнера, см^3;

B – содержание $C_{5+в}$ в сыром конденсате;

a – количество газа, выделяемое из сырого конденсата при дегазации, л;

$б$ – количество газа, выделяемое из сырого конденсата при дебутанизации, л;

M' M_1, M_2 – молекулярная масса, соответственно, жидких углеводородов и $C_{5+в}$ в газах сепарации, дегазации и дебутанизации;

e', e_1, e_2 – содержание $C_{5+в}$ в газах сепарации, дегазации и дебутанизации.

По некоторым объектам, по которым отсутствуют представительные бы сырого конденсата, определение потенциального содержания «$C_{5+в}$» $(П)$ производилось по выражению:

$$П = E + K$$

где E – содержание $C_{5+в}$ в сыром конденсате, г/м^3;

K – содержание $C_{5+в}$ в 1м^3 сепарированного газа, г/м^3

Значение E определялось по выражению:

$$E = q_{сп}\rho_4^{20},\ \text{г/м}^3$$

где $q_{ст}$ – выход стабильного конденсата, см^3/м^3;

ρ_4^{20} – плотность стабильного конденсата, г/см^3.

Содержание $C_{5+в}$ в от сепарированном газе К определялось по формуле:

$$K = 10*e'\frac{M'}{24{,}04},\ \text{г/м}^3$$

где e' – содержание $C_{5+в}$ в от сепарированном газе,% мол;

M' – молекулярная масса $C_{5+в}$, содержащаяся от сепарированном газе, определялась по графику в зависимости от температуры сепарации газа.

Обоснование потенциального содержания конденсата в пластовом газе осуществлялось и методом составления изотерм дифференциальной конденсации газоконденсатных систем по результатам проведенных расчетов. По этим изотермам определялись давление начала конденсации и потенциальное содержание конденсата в пластовом газе.

При применении этого метода компонентный состав пластового газа, необходимый для составления изотерм дифференциальной конденсации, определяемый путем отбора пробы сырого конденсата в контейнеры при сепарации продукции и дальнейшей его дегазации, дебутанизации в лабораторных условиях, по всем газоконденсатным системам определяется путем суммирования $C_{5+Вгс}$ (в газе сепарации) и $C_{5+в\ ст.\ к}$ (содержание, в% пентанов и выше кипящих в стабильном конденсате), вычисленного по выходу стабильного конденсата $q_{ст}$ (см^3/м^3, плотности ρ и молекулярному весу стабильного конденсата) по выражению:

$$C_{5+в}^{ст.к.} = \frac{2{,}404 * \rho}{M},$$

где $q_{ст}$ – выход стабильного конденсата, г/м^3;

ρ – плотность стабильного конденсата, г/м^3;

M – молекулярная масса конденсата.

Далее рассчитываем состав пластового газа:

1) $C_4^{г.с} - C_{5+в}^{ст.к.} = CH_4^{пл.г.}$

2) $C_{5+в}^{г.с} - C_{5+в}^{ст.к.} = CH_{5+в}^{пл.г.}$

Остальные компоненты принимаются неизменными.

По этому методу, т.е. построением изотерм дифференциальной конденсации по расчетам, были определены давление начала конденсации в 58-ми объектах 33-х скважин.

Изотермы дифференциальной конденсации получены расчетами на М ПЭВМ PS/AT по достаточно апробированной методике Гуревича Г. Р., Бруловского А. И. [56, 57].

За периоды проведения газогидродинамических исследований и опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатных залежей месторождения за отсутствия экспериментальных установок УГК-3, УФР, термодинамические исследования по определению коэффициента извлечения и потерь конденсата по газоконденсатным залежам месторождения Корпедже не проводились. Эти параметры были определены из уравнения:

$$\sigma = 11{,}325 + 0{,}105 P_{пл}^{нач.}$$

$P_{пл}^{нач.}$ – начальное пластовое давление, кгс/см^2;

σ – потери конденсата в пласте,%.

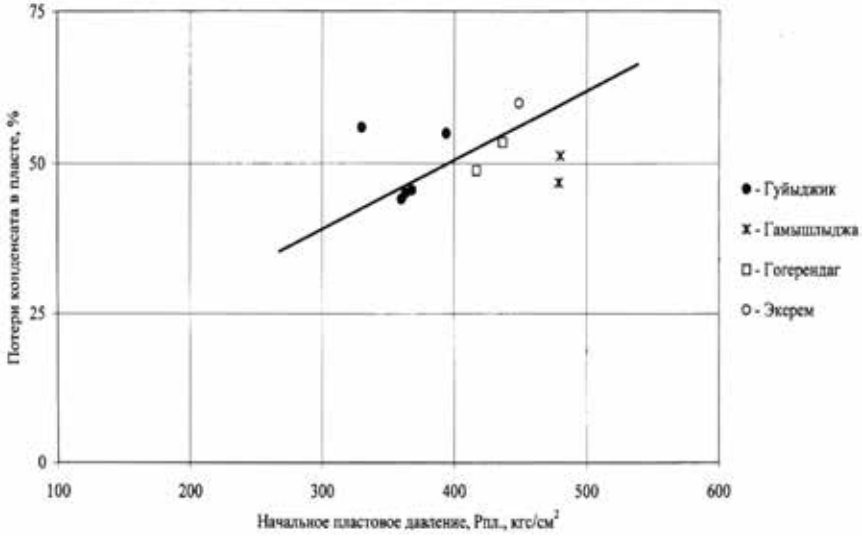


Рисунок 2.7. Зависимость пластовых потерь конденсата от начального пластового давления газоконденсатных залежей Гогерендагского-Экеремской группы месторождений

Вышеприведенное выражение выведено из графика (см. рис. 2.7–2.8), построенного в координатах $\delta = f(P_{пл}^{нач.})$ – «Экспериментальная зависимость пластовых потерь конденсата от пластового давления» [58].

Следует подчеркнуть, что эта зависимость построена на основе многочисленных экспериментальных исследований на установках РУТ, УГК-3 систем газоконденсатных залежей Юго-Западного Тур-

кменистана, имеющих общие специфические черты, а также несомненную генетическую общность.

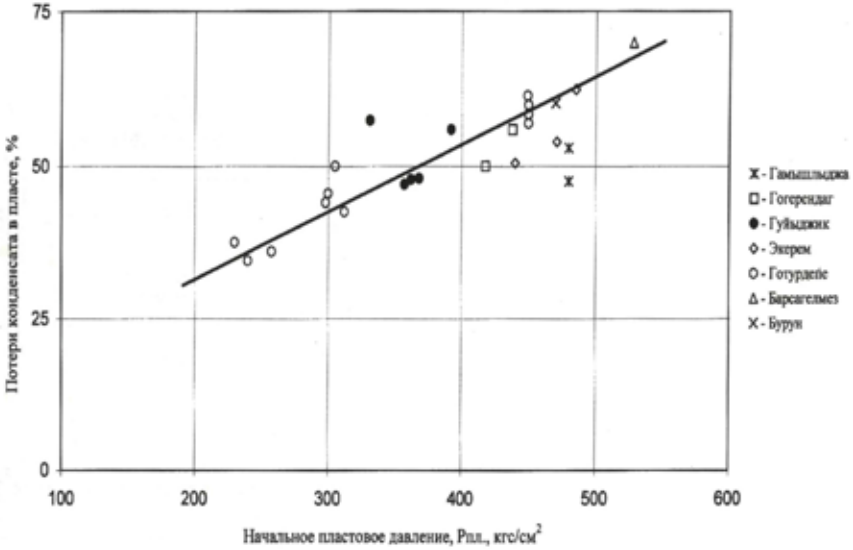


Рисунок 2.8. Зависимость пластовых потерь конденсата от начального пластового давления газоконденсатных залежей Юго-Западного Туркменистана

Этот метод достаточно апробирован и широко применяется при определении потерь и коэффициента извлечения конденсата из недр.

Определены значения давления начала конденсации; потенциального содержания конденсата в пластовом газе; пластовых потерь и коэффициента конденсатоотдачи. Полученные из зависимости $\sigma = f\, P_{пл}^{нач.}$ для всех исследованных объектов коэффициент конденсатоотдачи по всем рекомендованным объектам колеблется в пределах 0,212 ÷ 0,663.

2.6. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки для газоконденсатных залежей при освоении методом одновременной раздельной эксплуатации

Установление параметров эксплуатации скважин и прогноз показателей разработки выполнен на базе запасов газоконденсатных

горизонтов и участков по которым не обнаружено наличие нефтяных оторочек. Следует отметить, что по месторождению имеется ряд неопределенностей в оценке отдельных параметров, способных влиять на точность конечных результатов расчетов. Основными из них являются:

– степень активности законтурной области залежей и предвидение его влияния на динамику режимов дренирования в будущем;

– недостаточное количество замеров пластового давления, невозможность установления закономерности его изменения во времени для большинства горизонтов;

– недостаточное количество определений фильтрационных параметров «а» и «в» для осреднения их по отдельным объектам разработки;

– малое количество экспериментальных определений коэффициента конденсатоотдачи.

Для максимального использования имеющихся данных по замерам пластового давления и приближения результатов прогноза динамики пластового давления к реальным условиям был использован следующий методический прием.

На основе анализа промысловых данных с использованием имеющихся практических данных по замерам пластовых давлений для горизонтов построен в безразмерной форме график изменения пластового давления от накопленного отбора газа (рис. 2.9):

$$\overline{P}_{пл} = f(\overline{Q}_г) \qquad (2.1)$$

$\overline{P}_{пл}$ – отношение текущего значения пластового давления к его начальному значению;

$\overline{Q}_г$ – отношение накопленного отбора газа к его начальным извлекаемым запасам.

При определении начальных извлекаемых запасов газа был принят ожидаемый конечный коэффициент извлечение газа, равный 0,85.

При построении этих графиков было принято во внимание то обстоятельство, что режим дренирования газоконденсатных залежей месторождения Корпедже, как и других залежей региона, является смешанным. По опыту разработки газоконденсатных залежей Западного Туркменистана известно, что в процессе их эксплуатации наря-

ду с газовым режимом появляется, и напор краевых и подошвенных вод, причем доля его во времени увеличивается [59].

Поэтому в конце разработки залежей в пластах сохраняется значительное величине давление. В большинстве случаев величина конечного пластового давления составляет 10–30% от его первоначального значения.

В расчетах были использованы изотермы дифференциальной конденсата в пластовых условиях, приведенные в работе [60, 61]. Эти данные для удобства проведения расчетов на компьютере предварительно были обработаны полиномами.

Оценочные расчеты параметров ОРЭ газоконденсатной скважины были выполнены для случая подъема продукции двух пластов по одной колонне (см. схему на рис. 2.10), что соответствует применению комплекса внутрискважинного оборудования типа КСГ.

Последовательность расчета, следующая.

1. По нижнему пласту предварительно рассчитывается годовая и накопленная добыча газа, а также средний дебит скважин по газу (q_1) на перспективу для варианта разработки его самостоятельной сеткой скважин.

При известных накопленных отборах (Q_1) определяется динамика пластового давления по нижнему плату по формуле:

$$P_{\text{пл. нач.1}} = P_{\text{пл. нач.}} f(\overline{Q}_г) \qquad (2.2)$$

2. С использованием фильтрационных коэффициентов «A_1» и «B_1», при известном дебите газа q_1 и величине пластового давления P_1, определяется забойное давление P_{c1}.

$$P_{c1} = \sqrt{P_1^2 P - (A_1 q_1 + B_1 q_1^2)} \qquad (2.3)$$

3. Из-за незначительности расстояния от нижнего пласта до пакера и от пакера до верхнего пласта для упрощения дальнейших расчетов принимаем

$$P_1 = P_{c1} \text{ и } P_3 = P_2.$$

Здесь давление P_2 определяется по формуле:

$$P_2 = e^{-Son} \sqrt{P_1^2 - 1.377 \lambda_n \frac{Z^2_{ср.п} T^2_{ср.п}}{\rho_п d^5_{вн.п}} Q^2 см_1 (e^{2Son} - 1)} \qquad (2.4)$$

4. Принимая потери давления при входе газа из верхнего пласта в НКТ равным 3 атм, забойное давление P_{c2} определяем по формуле:

$$P_{c2} = P_{з.} + 3 \qquad (2.5)$$

5. Изменение пластового давления по верхнему пласту контролируется зависимостью:

$$P_{пл.2} = f(Q_{г2}) \qquad (2.6)$$

6. При известных величинах пластового и забойного давлений определяется дебит скважины по верхнему пласту по формуле:

$$q_1 = -\frac{A_2}{B_2} + \sqrt{\left(\frac{A_2}{B_2}\right)^2 + \frac{P_{пл.2}^2 + P_{c2}^2}{B_2}} \qquad (2.7)$$

7. Общий дебит газа равен:

$$q = q_{1.} + q_{2.} \qquad (2.8)$$

8. Расчет устьевого давления для случая подъема газожидкостной смеси двух пластов по одной колонне НКТ определяем по формуле:

$$P_y = e^{S_{on}} \sqrt{P_з^2 - 1.377\lambda_m \frac{Z_{ср.т}^2 T_{ср.т}^2}{\rho_m d_{вн.т}^5} Q_{см.общ}^2 (e^{2S_{on}} - 1)} \qquad (2.9)$$

где

$$S_0 = 0{,}03415 \frac{\rho\rho L}{Z_{ср} T_{ср}} : \rho = \varphi + (1-\varphi)\frac{\rho_ж}{\rho_{г.р.}};$$

$$\rho_{г.р.} = \frac{\rho_г P_{ср.} T_{ст}}{P_{ат} T_{ср}} : \varphi \le \beta = \frac{Q_ж}{(Q_{г.р.} Q_ж)};$$

$$Q_{г.р.} = \frac{Q_г P_{ат.} T_{ср}}{P_{ср} T_{ст}} : Q_{см} = \frac{G_г + G_ж}{(\rho_г)}; \qquad (2.10)$$

$$G_г = Q_г \rho_г ; \overline{\rho} = \frac{\rho_г}{\rho_в} ; T_{ст} = 293^0 K$$

$$\theta = 1{,}377\lambda \frac{(Z^2_{ср} T^2_{ср})}{d^5} (e^{2S} - 1)$$

$\rho_г$., $\rho_в$., $\rho_ж$ – плотность газа, воздуха и жидкости, соответственно, кг/м^3;

$\rho_{г.р}$., $Q_{г.р}$ – соответственно плотность и дебит газа в стволе скважины в рабочих условиях, кг/м^3 и тыс. м^{3}сут;

$G_ж$, $G_г$ – массовый расход жидкости и газа, т/сут;

$Q_{см}$, $Q_{ж}$, $Q_{г}$ – объемный расход газожидкостной смеси, жидкости и газа соответственно при $P_{ат}$ и $T_{ст}$, тыс. м^3/сут.

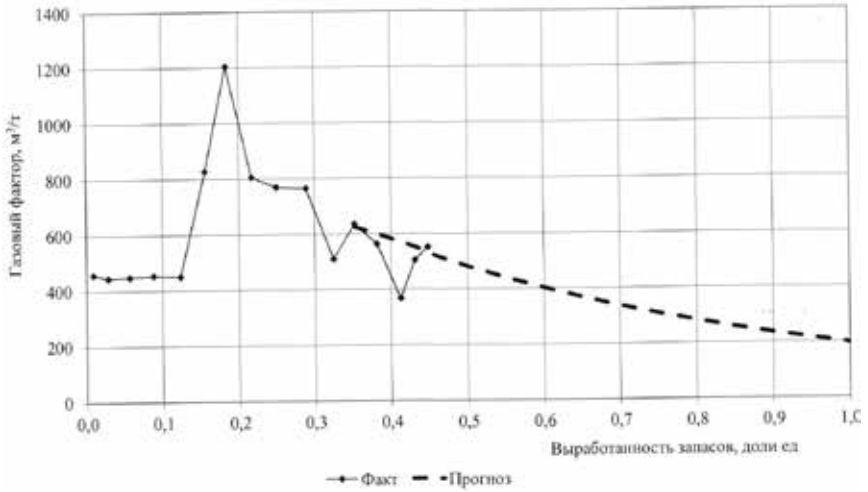


Рисунок 2.9. График изменения пластового давления от накопленного отбора газа

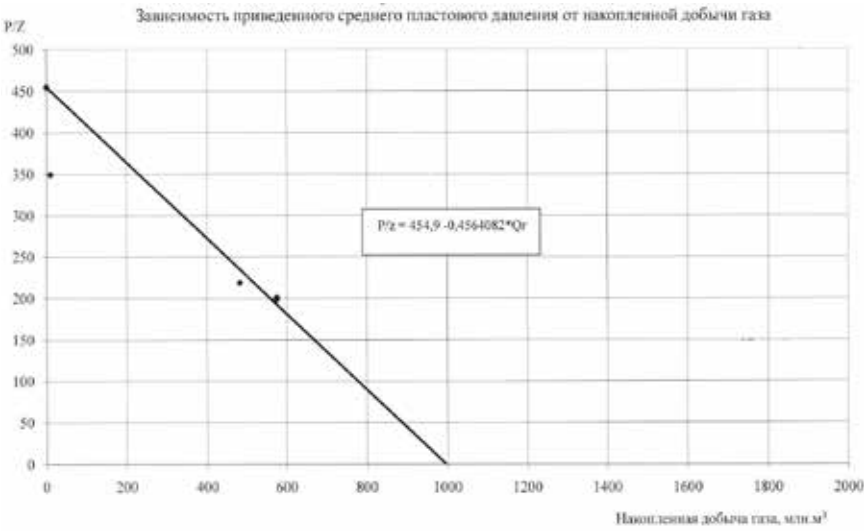


Рисунок 2.10. График параметров ОРЭ газоконденсатной скважины при подъеме продукции двух пластов по одной колонне

Истинное объемное газосодержание надо определять экспериментально как отношение истинного объема газа $V_и$ в скважине к объему ствола $\varphi = \frac{4Vг}{\pi D^2 L}$ Однако, в связи с большими трудностями таких измерений его можно оценить по расходному газосодержанию β согласно вышеприведенной формуле (2.10).

Поскольку всегда $\varphi < \beta$, использование β вместо φ приводит к занижению забойного давления тем большему, чем больше разница между количеством жидкости в скважине и выносящимся потоком газа. Коэффициент гидравлического сопротивления λ необходимо определять по результатам исследований скважин на различных режимах. Ввиду отсутствия таких исследований его значение принято по [62, 63], для трубы $\lambda_т = 0{,}025$ и для пакера $\lambda_п = 0{,}0815$.

Все величины ($Z_{ср}\rho_{г.р}$, $Q_{г.р.}$, β и др.), зависящие от $P_{ср}$, рассчитываются методом последовательных приближений.

Глава III. ОПЫТ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СПОСОБОМ ОДНОВРЕМЕННО РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТУРКМЕНИСТАНА

3.1. Способ ОРЭ двух продуктивных горизонтов одной скважиной

При добыче нефти часто приходиться встречаться с проблемой одновременной эксплуатации нескольких нефтеносных горизонтов, имеющих различные характеристики (пластовое давление, проницаемость, пористость, давления насыщения, вязкость нефти, наличие неньютоновских свойств и др.) одной скважиной. К тому же, каждый горизонт иногда содержит несколько пластов с различными характеристиками, требующими индивидуального подхода к их разработке. Даже в пределах одного пласта, отличающегося достаточной геологической однороднодностью, всегда присутствуют пропластки с различной проницаемостью, разделенные тонкими непроницаемыми прослоями. Фильтрация по таким пропласткам может происходить независимо. Более того, в отдельных пластах могут существовать различные давления и нефти с различными свойствами, что обуславливает необходимость раздельной эксплуатации пластов.

Раздельно эксплуатировать два пласта в зависимости от условий притока жидкости в скважину можно следующими способами.

1. Оба пласта фонтанным способом.
2. Оба пласта механизированным способом.
3. Один пласт фонтанным, другой – механизированным способом.

Согласно установившейся терминоглогии принято для краткости именовать ту или иную технологическую схему совместной эксплуатации названием способа эксплуатации сначала нижнего, а затем верхнего пласта.

В данной работе рассмотрено предложение о внедрении оборудования для ОРЭ. Технология одновременно-раздельной эксплуатации пластов одной скважиной подтвердила свою перспективность.

При осуществлении метода ОРЭ наблюдаются следующие преимущества:

– практически в 2 раза сокращаются затраты на строительство скважин;

– снижаются затраты на обустройство месторождений;

– снижаются потребности в добывающем оборудовании;

– приобщаются к разработке непромышленные запасы;

– улучшаются условия эксплуатации низкопродуктивных пластов (увеличиваются сроки фонтанирования, периодически работающие скважины переводят на непрерывный режим, возрастают межочистные периоды, предотвращается замерзание водоводов и др.) за счет приобщения к другим объектам разработки.

– увеличить коэффициент нефтеотдачи пластов за счет увеличения срока их рентабельной разработки;

– проводить совместную разработку нефтяной оторочки и газовой шапки без образования газовых конусов;

– разрабатывать водоплавающие залежи без образования водяных конусов;

– уменьшить вероятность отложения гидратов, асфальтенов, смол и парафинов;

– уменьшить вероятность замерзания фонтанной арматуры и выкидных коллекторов (нагнетательных и добывающих) скважин.

Известен способ одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух пластов одной скважиной [64].

Способ имеет ряд недостатков, а именно сложность подбора, монтажа и демонтажа оборудования. Использование аналога требует расположения муфт длинного и короткого рядов НКТ в разных местах. Совместить их внутри эксплуатационной колонны диаметрами 168–178 мм, сложно, поэтому их приходится спускать одновременно параллельными рядами. А это требует дополнительного специального устройства для спуска НКТ, что усложняет технологичность способа. Кроме этого, невозможно достичь до интервала фильтра верх-

него горизонта из-за концентричного расположения длинного ряда и уменьшения размера кольцевого пространства.

Известен способ последовательного освоения многообъектной скважины [65], включающий перфорирование двух продуктивных интервалов, спуск в скважину компоновки, состоящей снизу вверх из посадочного устройства, хвостовик, пакер располагаемый ниже верхнего продуктивного интервала, колонну труб со сбивным клапаном на уровне верхнего продуктивного интервала и на устье тройник с перекрываемым отводом и перекрываемым патрубком над тройником, посадку пакера, свабирование по колонне труб нижнего продуктивного пласта, построение кривой восстановления уровня для нижнего продуктивного пласта, оценку продуктивности нижнего продуктивного пласта, после свабирования нижнего пласта и восстановления уровня жидкости в скважине сброс в колонну труб и размещение в посадочном устройстве отсекающего устройства, создание давления в колонне труб и открытие сбивного клапана, свабирование по колонне труб верхнего продуктивного пласта, построение кривой восстановления уровня для верхнего продуктивного пласта, оценку продуктивности верхнего продуктивного пласта, подъем компоновки из скважины, спуск глубинно-насосного оборудования и эксплуатацию скважины.

К недостаткам этого способа относятся: необходимость использования в большинстве случаев регулируемых клапанов, сложность в обработке призабойной зоны скважины и определении дебита (приемистости) каждого эксплуатируемого объекта.

Другим существенным недостатком данного способа является то, что при монтаже многопакерных установок отсутствует возможность опрессовки герметичности пакеров и сложность в извлечении их из-за прихватов оборудования на забое. Причиной прихватов является жёсткая связь между несколькими пакерами, невозможность уравновешивания затрубного и внутритрубного давления перед их срывом, присыпание пакеров механическими примесями и продуктами коррозии.

Технической задачей изобретения является повышение технологичности использования способа при заканчивании, эксплуатации и ремонте нефтегазодобывающих скважин.

Технический результат решения технической задачи достигается тем, что проводят перфорирование двух продуктивных интервалов снизу вверх, сначала перфорируют нижний пласт нефильтруемой в пласт полимер-известковой жидкостью для глушения скважин (без глинистых частиц) [66], при следующем соотношении компонентов, масс.%: известь – 25–40; кальцинированная сода (Na_2OCO_3) – 2–2,1; полиакриламид (ПАА) – 0,3–0,4; карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ) – 0,9–1; крахмал – 1–1,1; соапсток – 2,0–2,1; вода – остальное. Далее пускают скважину на временную эксплуатацию для исследования параметров пласта, а перфорированный нижний интервал перекрывают глинопесчаной пробкой, перфорируют верхний пласт. Спускают в скважину подземное оборудование, состоящее из двух параллельных рядов НКТ: одного длинного ряда с компоновками, состоящего (снизу вверх) из рабочего хвостовика (с муфтой-раструбом, посадочным устройством, посадочным ниппелем) и нерабочего хвостовика (с посадочным ниппелем закрытым пробкой-заглушкой), двухрядного пакера, располагаемого ниже верхнего продуктивного интервала, колонны длинного ряда лифтовых труб с циркуляционным клапаном, термостабилизатором, (при необходимости и газлифтным клапаном или другим оборудованием), короткого ряда НКТ с компоновками, состоящего снизу вверх из муфты-раструба, посадочного устройства, посадочного ниппеля (при необходимости и газлифтного клапана или другого оборудования), при этом короткий ряд НКТ установлен в подвесном варианте без жёсткой связи с пакером. После промывки глинопесчаной пробки, вызова притока из пластов, освоения скважины по традиционной технологии, нефть из нижнего пласта добывается по длинному ряду НКТ, а из верхнего – по короткому ряду НКТ.

Технологический процесс способа одновременной эксплуатации двух горизонтов одной скважиной показан на схемах рисунков 3.1–3.3, характеризующих последовательность осуществления способа.

Рисунок 3.1 – схема компоновки подземного оборудования длинного ряда колонны НКТ при добыче нефти из нижнего продуктивного пласта. На схеме не показано расположение газлифтных клапанов, устанавливаемых по расчётам газлифта.

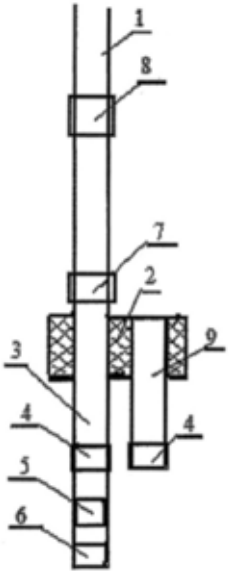


Рисунок 3.1. Схема компоновки подземного оборудования длинного ряда колонны НКТ при добыче нефти из нижнего продуктивного пласта

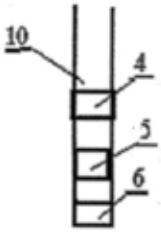


Рисунок 3.2. Схема компоновки подземного оборудования короткого ряда колонны НКТ при добыче нефти из верхнего продуктивного пласта

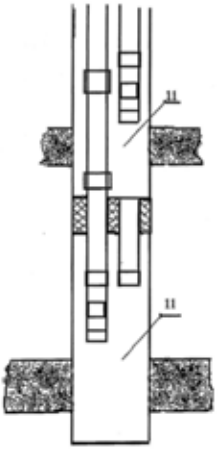


Рисунок 3.3. Схема полной компоновки подземного оборудования для одновременно-раздельной добычи нефти из двух пластов двумя рядами НКТ

На рисунках 3.1., 3.2., 3.3. следующие обозначения:

1 – длинный ряд колонны НКТ (73 мм труб); 2 – двухрядный пакер с заглушкой; 3 – рабочий хвостовик; 4 – ниппель для установки в ней забойного клапана-отсекателя (при необходимости забойного штуцера или пробки – заглушки); 5 – посадочное место устройства для ремонта скважин по [67]*; 6 – муфта-раструб; 7 – циркуляционный клапан с гидромониторными соплами; 8 -термокомпенсатор удлинения (укорочения) НКТ (он устанавливается в составе НКТ предпочтительно в ее средней части); 9 – нерабочий хвостовик с пробкой-заглушкой. 10 – короткий ряд колонны НКТ (73 мм труб), 11 – жидкость для глушения скважины* [66].

Способ осуществляется следующим образом.

Последовательно перфорируют два продуктивных интервала (снизу-вверх): сначала нижний горизонт специальной жидкостью без глинистых частиц, осваивают скважину, определяют параметры пласта и работы скважины, после чего перфорированный интервал нижнего горизонта перекрывают глинопесчаной смесью. Затем перфорируют верхний горизонт. Спускают в скважину длинный ряд 1 с компоновками, состоящий (снизу-вверх): из рабочего хвостовика 3 (с муфтой-раструбом 6, посадочным устройством 5, посадочным ниппелем 4) и нерабочего хвостовика 9 (с посадочным ниппелем 4 закрытым пробкой-заглушкой), двухрядного пакера 2, располагаемого ниже верхнего продуктивного интервала, колонны лифтовых труб (с циркуляционным клапаном 7, термостабилизатором 8, при необходимости и газлифтным клапаном или другим оборудованием). После чего запакеровывают пакер, путём создания внутри НКТ требуемого давления, в пределах 8,0 МПа – 12,0 МПа и дальнейшего увеличения давления до 18,0 МПа – 35,0 МПа, опрессовывают запакерованный пакер на герметичность. Затем спускают другой короткий ряд НКТ с компоновками 10, состоящий снизу-вверх из муфты- раструба 6, посадочного устройства 5, посадочного ниппеля 4 (при необходимости и газлифтного клапана или другого оборудования, на рис. не показаны), при этом короткий ряд НКТ 10 установлен в подвесном варианте без жёсткой связи с пакером 2. После отмывки глинопесчаной пробки с помощью колтюбинга, вызова притока из пластов, освоения

скважины по традиционной технологии, нефть из нижнего пласта добывается по длинному ряду НКТ 1, а из верхнего – по короткому ряду НКТ 10.

Новизна способа состоит в том, что:

– в качестве длинного и короткого рядов НКТ применяют стандартные 73 миллиметровые безмуфтовые насосно-компрессорные трубы, при необходимости в антикоррозионном исполнении. Они предназначены для раздельной добычи нефти из каждого пласта в отдельности и осуществления независимых технологических процессов в отдельности без прекращения добычи, при этом длинный ряд НКТ устанавливается эксцентрично, а короткий ряд НКТ в подвесном варианте;

– в качестве разобщителя нижнего пласта используют эксплуатационный пакер с двумя эксцентрично расположенными стволами, один ствол которого закрыт пробкой – заглушкой в нерабочем хвостовике, а второй используется для длинного ряда НКТ. При этом исключается смещение НКТ и обеспечивается свободный доступ (проход) в подпакерную зону скважины канатной техникой или колтюбингом, что является важным фактором, повышающим технологичность способа. По прототипу, в качестве разобщителя нижнего пласта используют эксплуатационный пакер, с одним концентрически расположенным стволом, при котором имеет место смещение НКТ длинного ряда;

– в качестве жидкости для глушения скважины используют нефильтруемый в пласт полимерно-известковый раствор (без глинистых частиц) по В. П. Туркменистана № 380 [66], а по прототипу в качестве жидкости глушения используют специальную дорогостоящую жидкость на основе бромистого кальция;

– в качестве срезаемого клапана используют посадочный узел устройства для ремонта скважин (УРС) [67], который обеспечивает возможность осуществления опрессовки НКТ на канатной технике.

Сопоставительный анализ технического решения с прототипом показывает, что существенными отличиями изобретения являются: использование двухрядного эксплуатационного пакера с эксцентрично расположенными стволами, один ствол которого закрыт

пробкой – заглушкой в нерабочем хвостовике, а второй используется для длинного ряда НКТ; использование устройства для ремонта скважин по [67]; обеспечение возможности проверки каждого ряда НКТ на герметичность в отдельности; использование нефильтруемого в пласт полимерно-известкового раствора (без глинистых частиц) по [66]; и использование особого способа срыва и извлечения пакера. Следовательно, заявленное техническое решение соответствует критерию изобретения „изобретательский уровень».

При просмотре других известных в данной области технических решений, предлагаемая совокупность существенных признаков, позволяющая достигать технический результат, автором не обнаружена и не найдено идентичного технического решения, что позволяет сделать вывод о соответствии критерию изобретения „новизна».

Пример промышленного применения:

По окончанию строительства скважины, после ожидания затвердения цемента и опрессовки эксплуатационной колонны, буровой раствор заменяют на жидкость глушения скважины, то есть на полимерно-известковый раствор (без глинистых частиц) по [66] и извлекают из скважины временный лифт.

На первом этапе работ осуществляют перфорационные работы, то есть прострел нижнего продуктивного пласта. После чего в скважину спускают временный лифт, осваивают его и пускают на временную эксплуатацию. При этом осуществляют всевозможные исследования и определяют первичные параметры пласта и работы скважины.

На втором этапе работ скважину глушат водой и фильтровую часть засыпают глинопесчаной смесью, с таким расчетом, чтобы верхняя часть фильтра перекрывалась на 2 м – 5 м. После чего, опрессовывают глинопесчаную пробку. Эта процедура необходима в последующем для опрессовки пакера. Затем скважинную жидкость (в данном случае воду) заменяют на жидкость для глушения скважины, то есть на полимерно-известковый раствор (без глинистых частиц) по [66] и извлекают из скважины временный лифт. После этого осуществляют перфорационные работы, то есть прострел верхнего продуктивного пласта. После окончания работ по перфорации, как правило, этот интервал несколько раз прорабатывают грушеобразным фре-

зом-шаблоном, для очистки внутренней части эксплуатационной колонны от оставшихся после прострела пуль и заусенцев, а также скрепером (специальной щёткой) для удаления глинистой, возможно цементной корки и окалины.

На третьем этапе работ собирают компоновку длинного ряда НКТ, который состоит снизу-вверх из муфты-раструба, посадочного узла устройства для ремонта скважин, посадочного ниппеля, эксплуатационного пакера с двумя эксцентрично расположенными стволами, один ствол которого закрыт пробкой – заглушкой, а второй используют для длинного ряда НКТ, левого переводника-разъединителя, циркуляционного клапана и термокомпенсатора удлинения (укорочения) НКТ. Затем компоновку длинного ряда НКТ спускают в скважину на 73 мм без муфтовых насосно-компрессорных трубах. Перед посадкой пакера, с целью предотвращения попадания уплотнительных элементов в полости муфтовых соединений и перфорированную часть эксплуатационной колонны, производят их корректирование по результатам каротажных исследований, по данным магнитного локатора муфт (МЛМ) и гамма-каротажа (ГК). Эксплуатационный пакер запрессовывают путем создания гидравлического давления (80 атм – 120 атм) внутри эксплуатационной колонны на не фильтруемой жидкости глушения, заполняющей скважину труб, после чего создают гидравлическое давление (180 атм – 350 атм) внутри длинного ряда НКТ. При этом запрессовываются насосно-компрессорные трубы и качество герметичности установленного пакера, что невозможно сделать по прототипу.

На четвёртом этапе работ собирают и спускают в кольцевое пространство параллельный короткий ряд НКТ (из 73 мм безмуфтовых НКТ) с компоновкой, который состоит снизу-вверх из муфты-раструба, посадочного узла устройства для ремонта скважин, посадочного ниппеля в подвесном состоянии, без жёсткой связи с эксплуатационным пакером. После чего, внутрь длинного ряда НКТ спускают колтюбинг с промывочной гидромониторной насадкой и промывают глинопесчаную пробку до искусственного забоя скважины. Таким образом, скважина готова к освоению и эксплуатации. Вышеописанный способ характеризуется способом эксплуатации пластов технологи-

ческой схемой фонтан-фонтан, при эксплуатации другими способам, например, фонтан-газлифт или газлифт-газлифт, в составе лифтовых труб устанавливаются газлифтные клапана по принятой методике расчёта газлифта, а, в случае необходимости, перейти на способ насос-насос, то лифтовые трубы комплектуют глубинными штанговыми насосами, а устье оборудуют станками качалками.

Извлечение подземного оборудования осуществляют следующим образом. С целью исключения возможного прихвата пакера, при её извлечении из скважины, необходимо промыть надпакерную часть скважины. Этот процесс осуществляют либо спуском гибких труб колтюбинг через короткий лифт до пакера и циркуляцией промывочной жидкости, после чего извлекают гибкие трубы, короткий лифт и отрывают пакер натягом длинного ряда НКТ, либо, после извлечения короткого лифта, открытием циркуляционного клапана и циркуляцией промывочной жидкости. После промывки поверхности пакера, отрывают пакер от посадочного места путём создания натяга, при этом, не продолжая подъем, повторяют циркуляцию промывочной жидкости при сорванном пакере и выдерживают пакер в таком состоянии на время релаксации пакерного элемента. Затем свободно извлекают длинный ряд НКТ вместе с эксплуатационным пакером.

Из вышеизложенного можно выявить следующие преимущества нового способа, которые позволяют – исключить жесткую связь длинного и короткого рядов НКТ, исключить смещение длинного ряда труб, достичь возможности спуска НКТ для каждого ряда в отдельности, осуществить контрольно-измерительные измерения для каждого пласта и отдельное воздействие на них, исключить прихват пакера при извлечении.

Таким образом, использование высоко технологичного способа в производстве позволяет: исследовать и регулировать добычу углеводородов из каждого эксплуатационного объекта в соответствии с их характеристиками; оптимизировать технологический режим скважины в целом по скважине и режимы каждого из эксплуатационных объектов, как за счет изменения их характеристик, так и за счет изменения параметров скважинной установки; независимо воздействовать на каждый пласт и обрабатывать призабойную зону каждого объекта в отдельности.

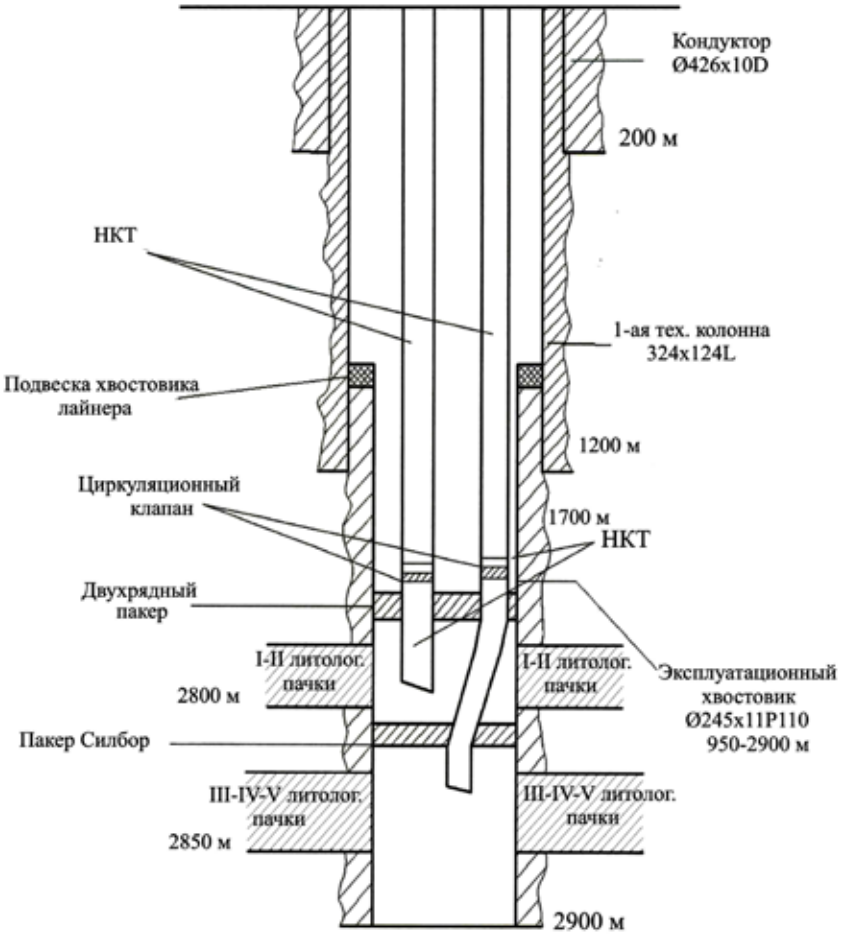


Рисунок 3.4. Конструкция для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов на месторождении «10 лет Независимости»

Экономический эффект указанной технологии выражается в дополнительной добыче нефти или сокращении капитальных вложений на бурение дополнительных скважин.

Данный новый способ одновременно-раздельной эксплуатации двух горизонтов с одной скважиной был патентован автором и регистрирован в Государственной службе интеллектуальной собственности министерства экономики и развития Туркменистана за № 603 от 06.06.2014 года.

Данная патентованная конструкция способа одновременно-раздельной эксплуатации двух горизонтов с одной скважиной была использована при уточненном проекте разработки на месторождение «10 лет Независимости», для бурения 4 газовых скважин с одновременно-раздельных эксплуатаций (I–II пачек) первого горизонта и (III–IV пачек) второго горизонта. (Конструкция скважины способ одновременно-раздельной эксплуатации двух горизонтов с одной скважиной на месторождения «10 лет Независимости» приведен на рисунке 3.4.

3.2. Способ одновременно раздельной и совместной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов одной скважиной и устройство для его осуществления

Разработка многопластовых месторождений самостоятельными сетками скважин, пробуренными на каждый отдельный пласт, с точки зрения рациональной разработки, является наиболее предпочтительной. Однако опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что более половины всех капитальных вложений уходит на бурение скважин. Поэтому разработка многопластовых месторождений самостоятельными сетками скважин на каждый пласт требует огромных капитальных затрат и не всегда экономически и технологически оправдана.

При принятии решения об использовании метода ОРЭ учитывается степень выработанности запасов, близость контура нефтеносности к скважинам, наличие смол и парафина в добываемых нефтяных, толщины продуктивных пластов и разделяющих их, непроницаемых пропластков, состояние эксплуатационной колонны скважин и т.д.

Положительный эффект от применения технологии одновременной раздельной эксплуатации (далее ОРЭ) выражается в сокращении капитальных вложений на строительство скважин для каждого из эксплуатационных объектов, в сокращении эксплуатационных расходов и срока освоения многопластового месторождения, в увеличении добычи углеводородов и срока конечной нефтеотдачи с рентабельной эксплуатацией скважин. Кроме того, применение данной технологии способствует повышению коэффициента использования скважинно-

го оборудования и надежности скважинной установки. Технология внедрения ОРЭ на основании накопленного опыта и с учетом положительного эффекта рекомендуется для необходимого дальнейшего применения ее в западной и восточной части нефтегазовых месторождениях Туркменистана.

Известен способ одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух пластов одной скважиной, основанный на спуске в скважину двух параллельных рядов НКТ и раздельной эксплуатации двух пластов [64].

Известный способ имеет ряд недостатков, а именно сложность подбора, монтажа и демонтажа оборудования. Использование его требует расположения муфт длинного и короткого рядов НКТ в разных местах. Совместить их внутри эксплуатационной колонны диаметрами 177,8 мм, 168,3 мм и 139,7 мм сложно, поэтому их приходится спускать одновременно параллельными рядами. А это требует дополнительного специального устройства для спуска НКТ, что усложняет технологичность способа. Кроме этого, невозможно достичь до интервала фильтра верхнего горизонта из-за концентричного расположения длинного ряда и уменьшения размера кольцевого пространства.

Известен способ последовательного освоения многопластовой скважины, включающий перфорирование двух продуктивных интервалов; спуска в скважину компоновки, состоящей (снизу вверх) из посадочного устройства, хвостовика, пакера располагаемого ниже верхнего продуктивного интервала, колонны труб со сбивным клапаном на уровне верхнего продуктивного интервала и на устье тройник с перекрываемым отводом и перекрываемым патрубком над тройником; посадку пакера; свабирование по колонне труб нижнего продуктивного пласта: построение кривой восстановления уровня для нижнего продуктивного пласта; оценку продуктивности нижнего продуктивного пласта, после свабирования нижнего пласта и восстановления уровня жидкости в скважине, сброс в колонну труб и размещение в посадочном устройстве отсекающего устройства; создание давления в колонне труб и открытие сбивного клапана; свабирование по колонке труб верхнего продуктивного пласта; построение кривой

восстановления уровня для верхнего продуктивного пласта; оценку продуктивности верхнего продуктивного пласта; подъем компоновки из скважины; спуск глубинно-насосного оборудования и эксплуатацию скважины [Патент РФ 2483202] [65].

К недостаткам этого способа, относятся необходимость использования в большинстве случаев регулируемых клапанов, сложности в обработке призабойной зоны скважины и определении дебита (приемистости) каждого эксплуатируемого объекта.

Известен, способ одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух продуктивных горизонтов одной скважиной [68].

Недостатком этого способа является то, что он обеспечивает только нормальную работу двух продуктивных пластови область его применения ограничивается двумя пластами.

Известно много способов совместной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной, с множеством вариантов компоновки подземного оборудования при ОРЭ научно-производственной фирмы Пакер (каталоги продукции выпуск № 42007г и выпуск № 72009г). На 76-й странице выпуска № 4 показано 2-х и 3-х пакерная компоновка [69], где между пакерами, изолирующими совместно эксплуатируемые пласты установлены узлы сообщения продуктивного пласта с внутренним пространством ряда НКТ. Сообщение в этих узлах, в первом случае – осуществляется с помощью перепускных клапанов типа КП или КУМ, во втором случае – скважинной камерой, а в третьем – трубными фильтрами (фирмы Пакер) или перфорированным патрубком (фирмы Бейкер) с наружным диаметром 80 мм с наружной резьбой для 73 мм НКТ, длиной 1,8 м, и в четвертом – циркуляционным клапаном или песочным фильтром компании Везерфорд, ТАМ Интернационал и Шлюмберже).

Недостатками этих вариантов способа является то, что эти клапаны, скважинные камеры и перфорированные патрубки в силу особенности своих конструкций не обеспечивают полную необходимость эксплуатации скважины [69].

В качестве прототипа принимаем, способ одновременной раздельной эксплуатации двух продуктивных горизонтов одной скважиной [68] условно совмещенный со способом [69], в части межпакерного обору-

дования, где в качестве узлов сообщения продуктивного пласта с внутренним пространством ряда НКТ установлены перепускные клапаны.

Недостатком этого способа является то, что циркуляционные клапаны обеспечивают только возможность создания циркуляции, но не обеспечивают возможность эксплуатации скважины, дросселирование пластового потока и выравнивания давления на забое скважины, в связи с чем снижают технологические возможности способа. Кроме того, в промысловой практике строительства скважин конструкция скважин для условий ОРЭ не апробированы, поэтому возникает острая необходимость решения и этого вопроса.

Кроме того, по традиционной технологии каждый пласт месторождения разрабатывается по самостоятельной сетке размещения эксплуатационных скважин. Это означает, что на каждый продуктивный пласт закладывается самостоятельная скважина. При этом, каждая скважина имеет следующую типовую конструкцию: – шахтовое направление (720 мм) в интервале 0–5 м с бутобетоном до устья; – кондуктор (426 мм) в интервале 0–600 м с цементом до устья; – первая техническая колонна (324 мм) в интервале 0–1600 м с цементом до устья; – вторая техническая колонна (245 мм) в интервале 0–3500 м с цементом до устья; эксплуатационная колонна (168 или 140 мм)) в интервале 0–3700 м с цементом до устья;

Технической задачей заявленного изобретения является повышение технологичности использования способа при закачивании, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин одновременно эксплуатирующих несколько пластов.

Техническим результатом заявляемого технического решения является повышение технологичности использования способа при закачивании, эксплуатации и ремонте нефтегазодобывающих многопластовых скважин, путем совершенствования конструкции скважины (эксплуатационной колонны) и повышения технологичности подземного оборудования скважины.

Устранение вышеуказанных недостатков и одновременно-раздельная и совместная эксплуатация трех горизонтов (двух газовых и одного нефтяного) с одной скважиной (вместо 3-х скважин по проекту) является новизной данной изобретальской работы.

Сущность технического решения заключается, в обеспечении условий равномерной эксплуатации совместно работающих пластов, путем изменения конструкции скважины и дросселированные потока, за счет использования перфорированного патрубка с забойным штуцером, выполненного в сбрасываемом варианте и извлекаемого из скважины с помощью ловителя с эксцентричным приложением центра тяжести по [67], на скребковой проволоке глубиномера.

Указанный технический результат достигается тем, что согласно предлагаемому способу проводят точный подбор глубины спуска обсадной колонны диаметром 244,5 мм. С целью крепления (перекрытия) двух верхних продуктивных газовых горизонтов необходимо увеличить (в отличие от действующего проекта на строительство скважины) глубину спуска технической колонны диаметром 244,5 мм и, данную техническую колонну использовать в качестве эксплуатационной колонны. А также спуском обсадной колонны диаметром 177,8 мм в виде хвостовика обеспечивается перекрытие и крепление нижнего нефтяного горизонта. С целью повышения надежности крепление 177,8 мм хвостовика на 244,5 мм техническую колонну производят с «системой подвески хвостовика» с использованием расширяемых пакеров (на схеме не показано) без ее цементирования. Затем проводится последовательное перфорирование нескольких продуктивных интервалов снизу вверх, в соответствии с технологией прототипа [67]. Нефтяной пласт от нижнего газового пласта разобщается с помощью одноствольного концентричного пакера в 177,8 мм хвостовике, верхние газовые пласты разобщаются двухрядным эксцентричным пакером. При этом заглушенный ствол двухрядного пакера дополнительно снабжен снизу специальным перфорированным патрубком, внутри которого установлены извлекаемый штуцер или пробка-заглушка, которые обеспечивают условия, эксплуатации скважины и выравнивают давления совместно эксплуатируемых газовых пластов в короткий ряд НКТ.

Ниже на рисунке 3.5 приведена схема компоновки нижней части длинного ряда подземного оборудования ОРЭ по прототипу [69]. Где в интервале перфорации между пакерами установлены перепускные клапана типа КП или КУМ (а в другом случае циркуляционные клапана Везерфорд модели„ WXA“).

Совместная эксплуатация нескольких пластов с различными пластовыми давлениями (без их выравнивания) в один ствол, может привести:

– к межпластовому перетоку флюидов (из пласта имеющего большее давление в пласт с меньшим давлением);

– к передавливанию пласта имеющего меньшее пластовое давление пластом большего давления;

– к неравномерности выработки пластов во времени;

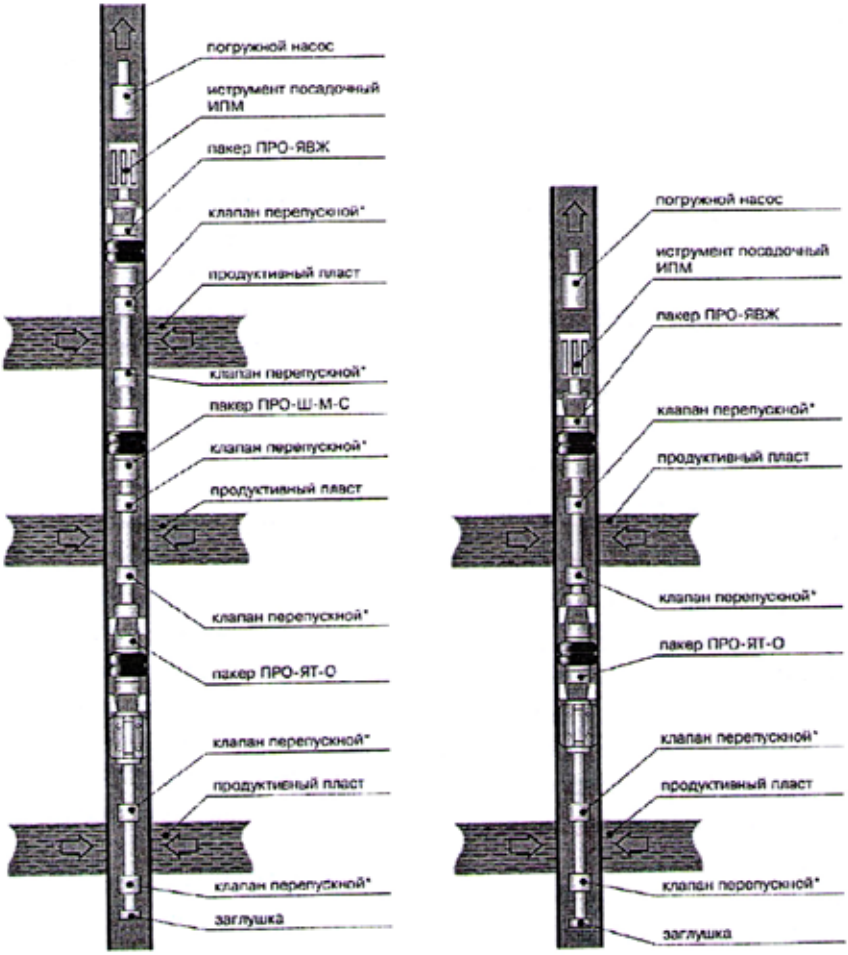


Рисунок 3.5. Схема компоновки нижней части длинного ряда по прототипу [69]

– к преждевременному обводнению (или проявлению песка) одного из продуктивных пластов, который может приостановить добычу из других пластов.

Циркуляционный клапан, используемый по прототипу не обеспечивает эти требования условия совместной эксплуатации пластов. Этим и объясняется основной недостаток прототипа, который характеризует ее низкую технологичность, в связи с чем, возникает острая необходимость ее совершенствования.

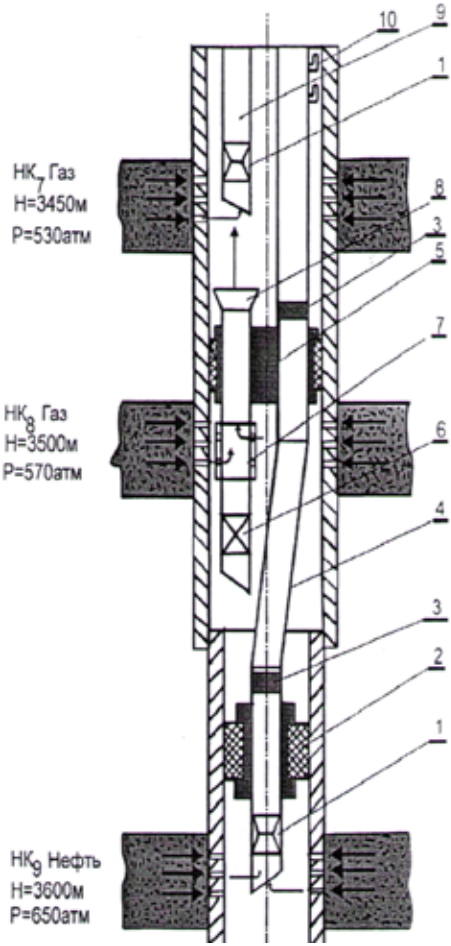


Рисунок 3.6. Схема компоновки подземного оборудования ОРСЭ по заявленному способу:

1 – посадочный ниппель устройства для ремонта скважин [67]. 2 – разделительный; однорядный пакер (разобщитель); 3 – циркуляционный клапан; 4 – рабочий хвостовик длинного ряда колонны НКТ (89 мм НКТ);5 – разделительныйдвухрядныйпакер (разобщитель); 6 – посадочный ниппель с пробкой – заглушкой; 7 – перфорированный патрубок с забойным штуцером; 8 – направляющая воронка; 9 – короткий ряда колонны НКТ (73 ммбезмуфтовые трубы); 10 – газлифтные клапаны (при необходимости)

На рисунке 3.6 приведена схема компоновки подземного оборудования ОРСЭ по заявленному способу. Где в интервале перфорации вместо перепускных клапанов (или циркуляционного клапана Везерфорд модели «WXA») в качестве узла сообщения использован перфорированный патрубок со сменными штуцерами (или заглушкой-пробкой), устанавливаемые (извлекаемые) канатной техникой. Перфорированный патрубок размещен в заглушенном стволе двухрядного пакера над посадочным ниппелем с заглушкой и обеспечивает возможность дифференцировать пластовое давление нижнего газового пласта в соответствии с пластовым давлением верхнего газового пласта.

Наличие этого отличительного признака в компоновке заявленного способа, то есть наличие перфорированного патрубка со сменным забойным штуцером исключает вышеназванные недостатки прототипа и обеспечивает возможность дифференцирования (выравнивание равенства давлений) пластового давления, нормальные условия эксплуатации совмещенных газовых пластов. А наличие воронки над двухряднымпакером обеспечивает возможность беспрепятственного прохождения колтюбингом через двухрядныйпакер и осуществления промывки поверхности нижнего одноствольного пакера.

На рисунке 3.5 схематично изображена компоновка нижней части длинного ряда подземного оборудования по прототипу [69]. Условные обозначения комплектующих оборудований даны в виде текста на рисунке.

На рисунке 3.7 схематично изображен перфорированный патрубок с приведенными к нему ниже обозначениями обозначения. Аналогично на рисунке 3.8 схематично приводится забойный штуцер с принятыми перечисленными ниже обозначениями.

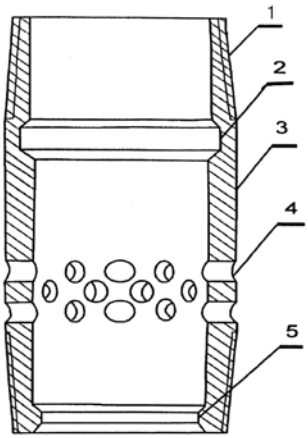


Рисунок 3.7.
Перфорированный патрубок
(усовершенствованный)

1 – Резьба 89 (73) мм НКТ; 2 – Паз фиксатора замка; 3 – Корпус перфорированного патрубка; 4 – Калиброванные перфорационные отверстия; 5 – Посадочный буртик сбрасываемого штуцера

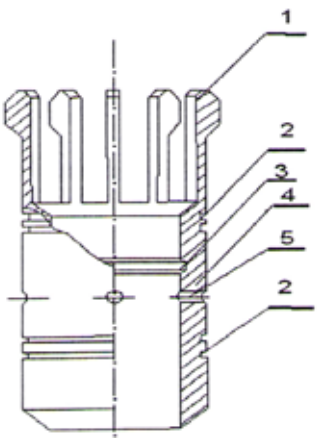


Рисунок 3.8. Извлекаемый
забойный штуцер
(дополнительно введенный)

1 – Упругий замковый фиксатор; 2 – Канавки для уплотнительных колец; 3 – Захватное место для работы с канатной техникой; 4 – Корпус штуцера; 5 – Калиброванные отверстия штуцера

Рисунок 3.9 схематично отображает перфорированный патрубок в комплекте с забойным штуцером с принятыми нижеследующими обозначениями. На рисунке 3.10 приводится ловитель забойного штуцера с эксцентричным приложением центра тяжести по Авт.свид. СССР № 1406337.

При просмотре других известных в данной области технических решений, предлагаемая совокупность существенных признаков, позволяющая достигать технический результат, автором не обнаружена и не найдено идентичное техническое решение, что позволяет сделать вывод о соответствии заявленного способа изобретательскому критерию «новизна».

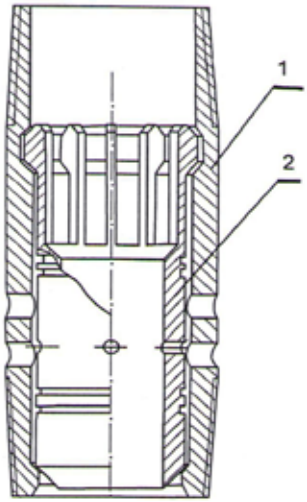


Рисунок 3.9.
Перфорированный патрубок с забойным штуцером:

1 – перфорированный патрубок;
2 – забойный штуцер

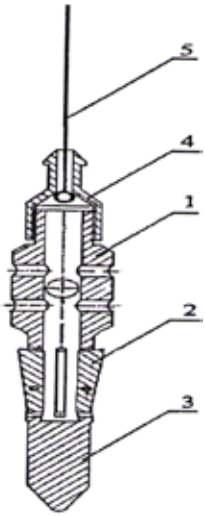


Рисунок 3.10. Ловитель забойного штуцера

1 – Корпус ловителя; 2 – Захватные кулачки смещенного центра тяжести; 3 – Направляющий толкатель; 4 – Головка ловителя; 5 – скребковая проволока глубиномера

Сущность предлагаемого способа.

По способу совершенствование конструкции (эксплуатационной колонны) скважины обеспечивается тем, что верхние газовые пласты перекрывают 245 мм эксплуатационной колонной, а нижний нефтяной пласт перекрывают 177,8 мм эксплуатационным хвостовиком с заколонными расширяющимися пакерами, повышение технологичности подземного оборудования скважины) обеспечивается тем, что спускается длинный ряд безмуфтовых НКТ с пакерами и разобщается нижний нефтяной пласт от верхнего газового пласта с помощью одноствольного пакера, аверхниегазовые – с помощью двухствольногопакера, при этом заглушенный ствол двухрядного пакера дополнительно снабжен снизу специальным перфорированным

патрубком, внутри которого установлен извлекаемый штуцер (или пробка-заглушка), который обеспечивает условия эксплуатации скважины и, выравнивает давления совместно эксплуатируемых газовых пластов, затем в скважину параллельно спускают короткий ряд безмуфтовых НКТ и пускают скважину в эксплуатацию. При этом газ добывают из двух пластов совместно по короткому ряду НКТ, а нефть добывают раздельно по длинному ряду НКТ.

В предлагаемом способе:

– в качестве длинного и короткого рядов НКТ применяют стандартные 89 (73) миллиметровые безмуфтовые насосно-компрессорные трубы, при необходимости в антикоррозионном исполнении. Они предназначены, для раздельной добычи нефти и газа из каждого пласта в отдельности и осуществления независимых технологических процессов в отдельности без прекращения добычи, при этом длинный и короткий ряды НКТ устанавливаются эксцентрично;

– по предлагаемому способу, в качестве разобщителя двух верхних газовых пластов используют эксплуатационныйпакер с двумя эксцентрично расположенными стволами, при этом достигается смещение НКТ от центра скважины и обеспечивается свободный доступ до верхней поверхности пакера (для осуществления промывки осевших механических примесей перед ее распакеровкой);

– в качестве узла сообщения применяют новый перфорированный патрубок с забойным штуцером с взаимно ответными контактными местами. При этом наличие этого узла обеспечивает возможность осуществления процесса добычи из каждого пласта, что является важным, новым и отличительным фактором повышающим технологичность способа;

– новый узел сообщения, т.е. перфорированный патрубок, представляет собой укороченный патрубок перфорационные отверстия которого, сконцентрированы в узком поясе корпуса и расположены в шахматном порядке, благодаря чему он приобретает новое качество камеры для размещения в ней забойного штуцера или заглушки-пробки, позволяющей оказывать воздействие на поток из пласта. Предлагаемый перфорированный патрубок имеет небольшую длину (не более 0,25 м), что делает оборудование компактным и удобным в работе. При

этом, перфорированный патрубок (изнутри) дополнительно снабжен посадочным буртиком и пазом для замкового фиксатора штуцера, что позволяет прочно устанавливать сменные штуцера или заглушку-пробку. Таким образом, заявленный перфорированный патрубок коренным образом отличается от применяемых узлов сообщения.

– забойный штуцер по заявленному способу представляет собой цилиндр с калиброванными отверстиями, имеющего снаружи уплотнительные кольца; сверху упругие фиксаторы замка: изнутри захватный поясок для канатной техники.

Установка забойного штуцера внутри перфорированного патрубка выполнена в сбрасываемом варианте (штуцер через лубрикатор сбрасывается в короткий ряд НКТ, при этом свободно падая вниз он садится на посадочный буртик перфорированного патрубка, а упругий замковый фиксатор штуцера взаимодействуя с фиксирующим пазом патрубка стопорит забойный штуцер внутри перфорированного патрубка), ее извлечение осуществляется с помощью ловителя по А.с. СССР № 1406337 на скребковой проволоке глубиномера. Благодаря наличию внутри штуцера захватного паза, установку и извлечение или замену забойного штуцера, возможно осуществить и с помощью канатной техники Слик-Лайна с использованием ударного яса и зацепа оборудования, однако это может повысить стоимость процесса

Сопоставительный анализ технического решения с прототипами показывает, что существенным отличием заявленного изобретения, является использование перфорированных патрубков, внутри которых герметично размещены забойные штуцера, позволяющие дифференцировать входное давление пластов в НКТ и оптимизацировать процесс совместной эксплуатации двух газовых пластов в один лифт, что в итоге свидетельствует о соответствии заявленного технического решения изобретательскому критерию «существенные отличия».

При просмотре других известных в данной области технических решений, предлагаемая совокупность существенных признаков, позволяющая достигать технический результат, автором не обнаружена и не найдено идентичного технического решения, что позволяет сделать вывод о соответствии изобретательскому критерию «новизна».

Сопоставительный анализ технического решения с прототипами и другими известными техническими решениями в данной области с ретроспективой в 25–30 лет показывает, что предлагаемая совокупность существенных отличительных признаков, позволяющая достигать запланированный технический результат, автором не обнаружена, что позволяет сделать вывод о соответствии критерию изобретения «изобретательский уровень».

Пример промышленного применения

Рассмотрим вопрос на примере условной скважины месторождения Алтыгуйы, которая должна вскрыть продуктивные пласты красноцветного отложения $НК_7$, $НК_8$ и $НК_9$, причем пласты $НК_7$ и $НК_8$ являются газовыми, а $НК_9$ – нефтяным. Продуктивные пласты нижнего красноцвета (НК) расположены в среднем на глубинах: $НК_7$–3450; $НК_8$–3500; $НК_9$–3600 метров и имеют пластовые давления: $НК_7$–53,0 МПа; $НК_8$–57,0 МПа, $НК_9$–65,0 МПа.

Для практической реализации способа сначала бурят скважину на точно подобранную глубину под 244,5 мм эксплуатационную колонну, так чтобы она перекрыла верхние газовые пласты $НК_7$ и $НК_{8,}$ затем спускают эксплуатационную колонну и цементируют ее до устья. После углубляют скважину до проектной глубины под 177,8 мм эксплуатационный хвостовик с заколонными расширяющимися пакерами, так чтобы она перекрыла нижний нефтяной пласт $НК_9$.

Сначала перфорируют нижний нефтяной пласт перекрытый хвостовиком диаметром 177,8 мм на полимерно-известковом растворе (без глинистых частиц) по временному патенту Туркменистана № 380, спускают в скважину временный лифт, на башмаке которого установлен перфорированный патрубок со штуцером, осваивают скважину, исследуют работу скважины и снимают параметры самого нижнего пласта, в нашем случае $НК_9$.

При этом газогидродинамические исследования необходимо осуществлять полным (достаточным) набором забойных штуцеров и инструментальными замерами забойных и устьевых давлений, а также замеры дебитов нефти, воды и газа на каждом режиме забойного штуцера.

После, временно перекрывают созданный фильтр скважины (глинисто-песчаной пробкой или извлекаемой пакер-пробкой) и перфо-

рируют нижний газовый пласт $НК_8$ перекрытый обсадной колонной диаметром 245 мм, аналогично предыдущему, на полимерно-известковом растворе (без глинистых частиц). Спускают в скважину временный лифт, на башмаке которого установлен перфорированный патрубок со штуцером, осваивают скважину, исследуют работу скважины и снимают параметры второго пласта снизу, в нашем случае $НК_8$. Затем, временно перекрывают созданный фильтр пласта $НК_8$ и осуществляют эти работы с вышележащим газовым пластом $НК_7$.

После осуществления вышеперечисленных работ, связанных с перфорацией всех продуктивных пластов, проведения всех газогидродинамических исследований по каждому пласту в отдельности и установления параметров их эксплуатации, промывают скважину до искусственного забоя (если при временном перекрытии использовались глинисто-песчаные пробки), если же при временной перекрытии использовались временные пакера-пробки, то их извлекают из скважины с помощью канатной техники. Процесс промывки скважины до забоя завершают с таким расчетом, чтобы перфорированные интервалы были перекрыты на полимерноизвестковом растворе (без глинистых частиц) по временному патенту Туркменистана № 380.

Прорабатывают места установки пакеров грушевидными фрезерами, скреперами и шаблонами соответствующих размеров.

В скважину спускают длинный ряд НКТ компонованный (снизу вверх) из оборудования: посадочного ниппеля (1), устройства для ремонта скважин по А.с. СССР № 1406337; одноствольного нижнего пакера (2) для 177,8 мм эксплуатационного хвостовика, размещенного между пластами $НК_9$ и $НК_8$ на хвостовой части (3); двуствольного пакера (4) для 244,5 мм эксплуатационной колонны заглушенный ствол (5) которого дополнительно снабжен перфорированный патрубок (6), внутри которого размещается извлекаемый штуцер направляющую воронку (7) на колонне 89 ммбезмуфтовых НКТ с подземным оборудованиями по патенту Туркменистана № 603. Корректируют местоположения пакеров по показаниям магнитного локатора муфт, затем сбрасывают опрессовочное устройство по Ас. СССР № 1406337 и создают внутри НКТ соответствующее гидравлическое давление и запрессовывают все пакера, которые

разобщают продуктивные пласты между собой. Извлекают из внутри длинного ряда НКТ опрессовочное устройство.

Затем, в скважину параллельно спускают короткий ряд НКТ (8) компонованный по патенту Туркменистана № 603 и собирают устьевое оборудование, осваивают скважину и пускают ее в эксплуатацию. При этом, пласт $НК_9$ работает нефтью по длинному ряду раздельно, а пласты $НК_8$. $НК_7$ работают газом по короткому ряду совместно, но раздельно от пласта $НК_8$.

Технологические эффекты от использования предлагаемого способа обуславливаются: высокой технологичностью; возможностью исследования и регулирования добычу углеводородов из каждого эксплуатационного объекта; оптимизацией технологического режима работы скважины в целом по скважине и режимы работы каждого из эксплуатационных объектов, как за счет изменения их характеристик, так и за счет изменения параметров скважинной установки: независимо воздействовать на каждый пласт и обрабатывать призабойную зону каждого объекта в отдельности.

Экономический эффект указанной технологии выражается в дополнительной добыче нефти и газа и сокращении капитальных вложений на бурение и строительство дополнительных скважин. По действующим проектам разработки месторождений предусматривается эксплуатация каждого пласта отдельной сеткой размещения эксплуатационных скважин, т.е. для эксплуатации продуктивных горизонтов $НК_7$, $НК_8$, $НК_9$ необходимо закладывать 3 скважины, а по заявленному способу эта работа реализовывается одной скважиной. Следовательно, суммарный экономический эффект от использования заявленного способа будет складываться от дополнительной добычи нефти и газа, а также от сокращения капитальных вложений на бурение 2-х дополнительных скважин.

Таким образом, заявляемое техническое решение соответствует критериям изобретений «новизны», «изобретательский уровень», «промышленной применимости», то есть является патентоспособным.

3.3. Способ одновременно раздельной добычи нефти и газа из многопластовой залежи одной скважиной

При одновременно-раздельной добыче (ОРЭ) двух горизонтов пласты разделяются друг от друга пакером. В скважину спускаются один или два ряда насосно-компрессорных труб, которые спускают параллельно или концентрично. При одновременно-раздельной эксплуатации двух и более горизонтов разработка пластов может вестись по следующим схемам: фонтан-фонтан; фонтан-насос; фонтан-газлифт; фонтан-закачка; газлифт-насос; газлифт-газлифт, газлифт-закачка; насос-насос; насос-закачка; закачка-закачка. Промысловый опыт эксплуатации двух пластов одной скважиной методом ОРЭ указывает на его высокую эффективность. В среднем на 30% сокращаются капитальные вложения и эксплуатационные затраты в сопоставлении с затратами на бурение и эксплуатацию месторождений самостоятельными сетками на каждый пласт. Метод ОРЭ дает возможность уплотнять сетку скважин (добывающих и нагнетательных) без дополнительного метража бурения.

Известен способ одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух пластов одной скважиной, основанный на спуске в скважину двух параллельных рядов НКТ и раздельной эксплуатации двух пластов [64].

Известный способ имеет ряд недостатков, а именно сложность подбора, монтажа и демонтажа оборудования. Использование его требует расположения муфт длинного и короткого рядов НКТ в разных местах. Совместить их внутри эксплуатационной колонны диаметрами 177,8 мм, 168,3 мм и 139.7 мм сложно, поэтому их приходится спускать одновременно параллельными рядами. А эго требует дополнительного специального устройства для спуска НКТ, что усложняет технологичность способа. Кроме этого, невозможно достичь до интервала фильтра верхнего горизонта из-за концентричного расположения длинного ряда и уменьшения размера кольцевого пространства.

Известен способ последовательного освоения многопластовой скважины, включающий перфорирование двух продуктивных интервалов; спуска в скважину компоновки, состоящей (снизу вверх) из посадочного устройства, хвостовика, пакера располагаемого ниже

верхнего продуктивного интервала, колонны труб со сбивным клапаном на уровне верхнего продуктивного интервала и на устье тройник с перекрываемым отводом и перекрываемым патрубком над тройником; посадку пакера; свабирование по колонне труб нижнего продуктивного пласта; построение кривой восстановления уровня для нижнего продуктивного пласта; оценку продуктивности нижнего продуктивного пласта, после свабирования нижнего пласта и восстановления уровня жидкости в скважине, сброс в колонну труб и размещение в посадочном устройстве отсекающего устройства; создание давления в колонне труб и открытие сбивного клапана; свабирование по колонне труб верхнего продуктивного пласта: построение кривой восстановления уровня для верхнего продуктивного пласта; оценку продуктивности верхнего продуктивного пласта; подъем компоновки из скважины; спуск глубинно-насосного оборудования и эксплуатацию скважины [Патент РФ 2483202] [65].

К недостаткам этого способа, относятся необходимость использования в большинстве случаев регулируемых клапанов, сложности в обработке призабойной зоны скважины и определении дебита (приемистости) каждого эксплуатируемого объекта.

Известен, способ одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух продуктивных горизонтов одной скважиной (Ограниченный патент Туркменистана на изобретение № 603 от 06.06.2014 г) [68].

Недостатком этого способа является то, что он обеспечивает только нормальную работу двух продуктивных пластов и область его применения ограничивается двумя пластами.

Известно много способов совместной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной, с множеством вариантов компоновки подземного оборудования при ОРЭ научно-производственной фирмы Пакер (каталоги продукции выпуск № 42007г и выпуск № 72009г). На 76-й странице выпуска № 4 показано 2-х и 3-х пакерная компоновка ([69] прототип), где между пакерами, изолирующими совместно эксплуатируемые пласты установлены узлы сообщения продуктивного пласта с внутренним пространством ряда НКТ. Сообщение в этих узлах, в первом случае – осуществляется с помощью перепускных клапанов типа КП или КУМ.во втором случае – скважинной камерой,

а в третьем – трубными фильтрами (фирмы Пакер) или перфорированным патрубком (фирмы Бейкер) с наружным диаметром 80 мм с наружной резьбой для 73 мм НКТ, длиной 1,8 м, и в четвертом – циркуляционным клапаном или песочным фильтром компании Везерфорд, ТАМ Интернационал и Шлюмберже). Недостатками этих вариантов способа является то, что эти клапаны, скважинные камеры и перфорированные патрубки в силу особенности своих конструкций не обеспечивают полную необходимость эксплуатации скважины. Прототип [69].

В качестве прототипа принимаем, способ одновременной раздельной эксплуатации двух продуктивных горизонтов одной скважиной (ограниченный патент Туркменистана на изобретение № 603 от 06.06.2014 г. [68]) условно совмещенный со способом [69]. В части межпакерного оборудования, где в качестве узлов сообщения продуктивного пласта с внутренним пространством ряда НКТ установлены перепускные клапаны.

Недостатком этого способа является то, что циркуляционные клапаны обеспечивают только возможность создания циркуляции, но не обеспечивают возможность эксплуатации скважины, дросселирование пластового потока и выравнивания давления на забое скважины, в связи с чем, снижают технологические возможности способа. Кроме того, в промысловой практике строительства скважин конструкция скважин для условий ОРЭ не апробированы, поэтому возникает острая необходимость решения и этого вопроса.

Кроме того, по традиционной технологии каждый пласт месторождения разрабатывается по самостоятельной сетке размещения эксплуатационных скважин. Это означает, что на каждый продуктивный пласт закладывается самостоятельная скважина. При этом каждая скважина имеет следующую типовую конструкцию: – шахтовое направление (720 мм) в интервале 0–5 м с бутобетоном до устья; – кондуктор (426 мм) в интервале 0–600 м с цементом до устья; – первая техническая колонна (324 мм) в интервале 0–1600 м с цементом до устья; – вторая техническая колонна (245 мм) в интервале 0–3500 м с цементом до устья; эксплуатационная колонна (168 или 140 мм) в интервале 0–3700 м с цементом до устья;

Технической задачей заявленного изобретения является повышение технологичности использования способа при заканчивании. эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин одновременно эксплуатирующих несколько пластов.

Техническим результатом заявляемого технического решения является повышение технологичности использования способа при заканчивании, эксплуатации и ремонте нефтегазодобывающих многопластовых скважин, путем совершенствования конструкции скважины (эксплуатационной колонны) и повышения технологичности подземного оборудования скважины.

Устранение вышеуказанных недостатков и одновременно-раздельная и совместная эксплуатация трех горизонтов (двух газовых и одного нефтяного) с одной скважиной (вместо 3- х скважин по проекту) является новизной данной изобретательской работы.

Сущность заявляемого технического решения заключается, в обеспечении условий равномерной эксплуатации совместно работающих пластов, путем изменения конструкции скважины и дросселирования потока, за счет использования перфорированного патрубка с забойным штуцером, выполненного в сбрасываемом варианте и извлекаемого из скважины с помощью ловителя с эксцентричным приложением центра тяжести по А.с. СССР № 1406337 на скребковой проволоке глубиномера.

Указанный технический результат достигается тем, что согласно предлагаемому способу проводят точный подбор глубины спуска обсадной колонны диаметром 244,5 мм. С целью крепления (перекрытия) двух верхних продуктивных газовых горизонтов необходимо увеличить (в отличие от действующего проекта на строительство скважины) глубину спуска технической колонны диаметром 244,5 мм и, данную техническую колонну использовать в качестве эксплуатационной колонны. А также спуском обсадной колонны диаметром 177,8 мм в виде хвостовика обеспечивается перекрытие и крепление нижнего нефтяного горизонта. С целью повышения надежности крепление 177,8 мм хвостовика на 244.5 мм техническую колонну производят с «системой подвески хвостовика» с использованием расширяемых пакеров (на схеме не показано) без ее цементирования. Затем

проводится последовательное перфорирование нескольких продуктивных интервалов снизу-вверх, в соответствии с технологией прототипа [68]. Нефтяной пласт от нижнего газового пласта разобщается с помощью одноствольного концентричного пакера в 177,8 мм хвостовике, верхние газовые пласты разобщаются двухрядным эксцентричным пакером. При этом заглушенный ствол двухрядного пакера дополнительно снабжен снизу специальным перфорированным патрубком, внутри которого установлен извлекаемый штуцер или пробка-заглушка, которые обеспечивают условия эксплуатации скважины и выравнивают давления совместно эксплуатируемых газовых пластов в короткий ряд НКТ.

Ниже на рисунке 3.11 приведена схема компоновки нижней части длинного ряда подземного оборудования ОРЭ по прототипу [69]. Где в интервале перфорации между пакерами установлены перепускные клапана типа КП или КУМ (а в другом случае циркуляционные клапана Везерфорд модели, «WXA»).

Совместная эксплуатация нескольких пластов с различными пластовыми давлениями (без их выравнивания) в один ствол, может привести:

– к межпластовому перетоку флюидов (из пласта, имеющего большее давление в пласт с меньшим давлением);

– к передавливанию пласта, имеющего меньшее пластовое давление пластом большего давления;

– к неравномерности выработки пластов во времени;

– к преждевременному обводнению (или проявлению песка) одного из продуктивных пластов, который может приостановить добычу ил других пластов.

Циркуляционный клапан, используемый по прототипу не обеспечивает эти требования условия совместной эксплуатации пластов. Этим и объясняется основной недостаток прототипа, который характеризует ее низкую технологичность, в связи с чем, возникает острая необходимость ее совершенствования.

На рисунке 3.12 приведена схема компоновки подземного оборудования ОРСЭ по заявленному способу. Где в интервале перфорации вместо перепускных клапанов (или циркуляционного клапана

Везерфорд модели «WXA») в качестве узла сообщения использован перфорированный патрубок со сменными штуцерами (или заглушкой-пробкой), устанавливаемые (извлекаемые) канатной техникой. Перфорированный патрубок размещен в заглушенном стволе двухрядного пакера над посадочным ниппелем с заглушкой и обеспечивает возможность дифференцировать пластовое давление нижнего газового пласта в соответствии с пластовым давлением верхнего газового пласта.

Наличие этого отличительного признака в компоновке заявленного способа, то есть наличие перфорированного патрубка со сменным забойным штуцером исключает вышеназванные недостатки прототипа и обеспечивает возможность дифференцирования (выравнивание равенства давлений) пластового давления, нормальные условия эксплуатации совмещенных газовых пластов. А наличие воронки над двухрядным пакером обеспечивает возможность беспрепятственного прохождения колтюбингом через двухрядный пакер и осуществления промывки поверхности нижнего одноствольного пакера.

Рисунок 3.11 Схема компоновки нижней части длинного ряда подземного оборудования по прототипу [69].

Рисунок 3.12. Схема компоновки подземного оборудования по заявленному способу.

Рисунок 3.13. Перфорированный патрубок (усовершенствованный).

Рисунок 3.14. Извлекаемый забойный штуцер (дополнительно введенный).

Рисунок 3.15. Перфорированный патрубок, с забойным штуцером.

Рисунок 3.16. Ловитель извлекаемого забойного штуцера (дополнительно используемый).

На рисунке 3.11 схематично изображена компоновка нижней части длинного ряда подземного оборудования по прототипу [69]. Условные обозначения комплектующих оборудований даны в виде текста на рисунке.

На рисунке 3.12 приведена схема компоновки подземного оборудования ОРСЭ по заявленному способу и приняты следующие обозначения:

1 – посадочный ниппель устройства для ремонта скважин (Авт. свид. СССР № 1406337):

2 – разделительный однорядный пакер (разобщитель);

3 – циркуляционный клапан;

4 – рабочий хвостовик длинного ряда колонны НКТ (89 мм НКТ);

5 – разделительныйдвухрядныйпакер (разобщитель);

6 – посадочный ниппель с пробкой-заглушкой;

7 – перфорированный патрубок с забойным штуцером;

8 – направляющая воронка;

9 – короткий ряда колонны НКТ (73 мм безмуфтовые трубы);

10 – газлифтные клапаны (при необходимости).

На рисунке 3.13 схематично изображен перфорированный патрубок и приняты следующие обозначения:

1 – резьба стандартных НКТ:

2 – фиксаторное место для упругого фиксатора штуцера;

3 – перфорационные отверстия;

4 – посадочный буртик для забойного штуцера.

На рисунке 3.14 схематично изображен забойный штуцер и приняты следующие обозначения;

1 – упругий фиксатор штуцера;

2 – канавки для уплотнительных элементов;

3 – захватное место штуцера для работы с канатной техникой;

4 – калиброванные отверстия штуцера.

На рисунке 3.15 схематично изображены перфорированный патрубок в комплекте с забойным штуцером и приняты следующие обозначения;

1 – перфорированный патрубок;

2 – забойный штуцер.

Рисунок 3.16. Ловитель забойного штуцера с эксцентричным приложением центра тяжести поАвт.свид. СССР№ 1406337.

1 – корпус ловителя;

2 – захватные кулачки смещенного центра тяжести;

3 – направляющий толкатель;

4 – головка ловителя;

5 – проволока глубиномера.

При просмотре других известных в данной области технических решений, предлагаемая совокупность существенных признаков, позволяющая достигать технический результат, автором не обнаружена и не найдено идентичное техническое решение, что позволяет сделать вывод о соответствии заявленного способа изобретательскому «критерию новизна».

Сущность предлагаемого способа.

По способу совершенствование конструкции (эксплуатационной колонны) скважины обеспечивается тем, что верхние газовые пласты перекрывают 245 мм эксплуатационной колонной, а нижний нефтяной пласт перекрывают 177,8 мм эксплуатационным хвостовиком с заколонными расширяющимися пакерами. повышение технологичности подземного оборудования скважины) обеспечивается тем, что спускается длинный ряд безмуфтовых НКТ с пакерами и разобщается нижний нефтяной пласт от верхнего газового пласта с помощью одноствольного пакера, а верхние газовые – с помощью двухствольного пакера, при этом заглушенный ствол двухрядного пакера дополнительно снабжен снизу специальным перфорированным патрубком, внутри которого установлен извлекаемый штуцер (или пробка- заглушка), который обеспечивает условия эксплуатации скважины и. выравнивает давления совместно эксплуатируемых газовых пластов, затем в скважину параллельно спускают короткий ряд безмуфтовых НКТ и пускают скважину в эксплуатацию. При этом газ добывают из двух пластов совместно по короткому ряду НКТ, а нефть добывают раздельно по длинному ряду НКТ.

В заявляемом способе:

– в качестве длинного и короткого рядов НКТ применяют стандартные 89 (73) миллиметровые безмуфтовые насосно-компрессорные трубы, при необходимости в антикоррозионном исполнении. Они предназначены, для раздельной добычи нефти и газа из каждого пласта в отдельности и осуществления независимых технологических процессов в отдельности без прекращения добычи, при этом длинный и короткий ряды НКТ устанавливаются эксцентрично:

– по предлагаемому способу, в качестве разобщителя двух верхних газовых пластов используют эксплуатационный пакер с двумя эксцентрично расположенными стволами, при этом достигается смещение НКТ от центра скважины и обеспечивается свободный доступ до верхней поверхности пакера (для осуществления промывки осевших механических примесей перед ее распакеровкой);

– в качестве узла сообщения применяют новый перфорированный патрубок с забойным штуцером с взаимно ответными контактными местами. При этом наличие этого узла обеспечивает возможность осуществления процесса добычи из каждого пласта, что являемся важным, новым и отличительным фактором, повышающим технологичность способа;

– новый узел сообщения, т.е. перфорированный патрубок, представляет собой укороченный патрубок, перфорационные отверстия которого, сконцентрированы в узком поясе корпуса и расположены в шахматном порядке, благодаря чему он приобретает новое качество камеры для размещения в ней забойного штуцера или заглушки-пробки, позволяющей оказывать воздействие на поток из пласта. Предлагаемый перфорированный патрубок имеет небольшую длину (не более 0,25 м), что делает оборудование компактным и удобным в работе. При этом, перфорированный патрубок (изнутри) дополнительно снабжен посадочным буртиком и пазом для замкового фиксатора штуцера, что позволяет прочно устанавливать сменные штуцера или заглушку-пробку. Таким образом, заявленный перфорированный патрубок коренным образом отличается от применяемых узлов сообщения.

– забойный штуцер по заявленному способу представляет собой цилиндр с калиброванными отверстиями, имеющего снаружи уплотнительные кольца: сверху упругие фиксаторы замка; изнутри захватный поясок для канатной техники.

Установка забойного штуцера внутри перфорированного патрубка выполнена в сбрасываемом варианте (штуцер через лубрикатор сбрасывается в короткий ряд НКТ, при этом свободно падая вниз он садится на посадочный буртик перфорированного патрубка, а упругий замковый фиксатор штуцера, взаимодействуя с фиксирующим пазом патрубка, стопорит забойный штуцер внутри перфорированного

патрубка), ее извлечение осуществляется с помощью ловителя по А.с. СССР № 1406337 на скребковой проволоке глубиномера. Благодаря наличию внутри штуцера захватного паза, установку и извлечение или замену забойного штуцера, возможно, осуществить и с помощью канатной техники Слик-Лайна с использованием ударного яса и зацепа оборудования, однако это может повысить стоимость процесса.

Сопоставительный анализ технического решения с прототипами показывает, что существенным отличием заявленного изобретения, является использование перфорированных патрубков, внутри которых герметично размещены забойные штуцера, позволяющие дифференцировать входное давление пластов в НКТ и оптимизировать процесс совместной эксплуатации двух газовых пластов в один лифт, что в итоге свидетельствует о соответствии заявленного технического решения изобретательскому критерию «существенные отличия».

При просмотре других известных в данной области технических решений, предлагаемая совокупность существенных признаков, позволяющая достигать технический результат, автором не обнаружена и не найдено идентичного технического решения, что позволяет сделать вывод о соответствии изобретательскому критерию „новизна".

Сопоставительный анализ технического решения с прототипами и другими известными техническими решениями в данной области с ретроспективой в 25–30 лет показывает, что предлагаемая совокупность существенных отличительных признаков, позволяющая достигать запланированный технический результат, автором не обнаружена, что позволяет сделать вывод о соответствии критерию изобретения «изобретательский уровень».

Пример промышленного применения

Рассмотрим вопрос на примере условной скважины месторождения Алтыгуйы, которая должна вскрыть продуктивные пласты красноцветного отложения $НК_7$, $НК_8$ и $НК_9$, причем пласты $НК_7$ и $НК_8$ являются газовыми, а $НК_9$ – нефтяным. Продуктивные пласты нижнего красноцвета (НК) расположены в среднем на глубинах: $НК_7$–3450; $НК_8$–3500; $НК_9$–3600 метров и имеют пластовые давления: $НК_7$–53,0 МПа; $НК_8$–57,0 МПа, $НК_9$–65,0 МПа.

Для практической реализации способа сначала бурят скважину на точно подобранную глубину под 244,5 мм эксплуатационную колонну, так чтобы она перекрыла верхние газовые пласты $НК_7$ и $НК_8$, затем спускают эксплуатационную колонну и цементируют ее до устья. После углубляют скважину до проектной глубины под 177,8 мм эксплуатационный хвостовик с заколонными расширяющимися пакерами, так чтобы она перекрыла нижний нефтяной пласт $НК_9$.

Сначала перфорируют нижний нефтяной пласт, перекрытый хвостовиком диаметром 177,8 мм на полимерно-известковом растворе (без глинистых частиц) по временному патенту Туркменистана № 380 спускают в скважину временный лифт, на башмаке которого установлен перфорированный патрубок со штуцером, осваивают скважину, исследуют работу скважины и снимают параметры самого нижнего пласта, в нашем случае $НК_9$.

При этом газогидродинамические исследования необходимо осуществлять полным (достаточным) набором забойных штуцеров и инструментальными замерами забойных и устьевых давлений, а также замеры дебитов нефти, воды и таза на каждом режиме забойного штуцера.

После, временно перекрывают созданный фильтр скважины (глинисто-песчаной пробкой или извлекаемой пакер-пробкой) и перфорируют нижний газовый пласт $НК_8$ перекрытый обсадной колонной диаметром 245 мм, аналогично предыдущему, на полимерно-известковом растворе (без глинистых частиц). Спускают в скважину временный лифт, на башмаке которого установлен перфорированный патрубок со штуцером, осваивают скважину, исследуют работу скважины и снимают параметры второго пласта снизу, в нашем случае $НК_8$. Затем, временно перекрывают созданный фильтр пласта $НК_8$ и осуществляют зги работы с вышележащим газовым пластом $НК_7$.

После осуществления вышеперечисленных работ, связанных с перфорацией всех продуктивных пластов, проведения всех газогидродинамических исследований по каждому пласту в отдельности и установления параметров их эксплуатации, промывают скважину до искусственного забоя (если при временном перекрытии использовались глинисто-песчаные пробки), если же при временном перекрытии использовались временные пакера-пробки, то их извлека-

ют из скважины с помощью канатной техники. Процесс промывки скважины до забоя завершают с таким расчетом, чтобы перфорированные интервалы были перекрыты на полимерно-известковом растворе (без глинистых частиц) но временному патенту Туркменистана № 380.

Прорабатывают места установки пакеров грушевидными фрезерами, скреперами и шаблонами соответствующих размеров.

В скважину спускают длинный ряд НКТ компонованный (снизу вверх) из оборудования: посадочного ниппеля (1), устройства для ремонта скважин по А.с. СССР № 1406337; одноствольного нижнего пакера (2) для 177.8 мм эксплуатационного хвостовика, размещенного между пластами $НК_9$ и $НК_8$ на хвостовой части (3); двуствольного пакера (4) для 244,5 мм эксплуатационной колонны заглушенный ствол (5) которого дополнительно снабжен перфорированный патрубок (6).внутри которого размещается извлекаемый штуцер направляющую воронку (7) на колонне 89 мм безмуфтовых НКТ с подземным оборудованиями по патенту Туркменистана № 603. Корректируют местоположения пакеров по показаниям магнитного локатора муфт, затем сбрасывают опрессовочное устройство по Ас. СССР № 1406337 и создают внутри НКТ соответствующее гидравлическое давление и запрессовывают все пакера, которые разобщают продуктивные пласты между собой. Извлекают из внутри длинного ряда НКТ опрессовочное устройство.

Затем, в скважину параллельно спускают короткий ряд НКТ (8) компонованный по патенту Туркменистана № 603 и собирают устьевое оборудование, осваивают скважину и пускают ее в эксплуатацию. При этом, пласт $НК_9$ работает нефтью по длинному ряду раздельно, а пласты $НК_8$, $НК_7$ работают газом по короткому ряду совместно, но раздельно от пласта $НК_8$.

Технологические эффекты от использования предлагаемого способа обуславливаются: высокой технологичностью; возможностью исследования и регулирования добычу углеводородов из каждого эксплуатационного объекта; оптимизацией технологического режима работы скважины в целом по скважине и режимы работы каждого из эксплуатационных объектов, как за счет изменения их характеристик, так и за счет изменения параметров скважинной установки; не-

зависимо воздействовать на каждый пласт и обрабатывать призабойную зону каждого объекта в отдельности.

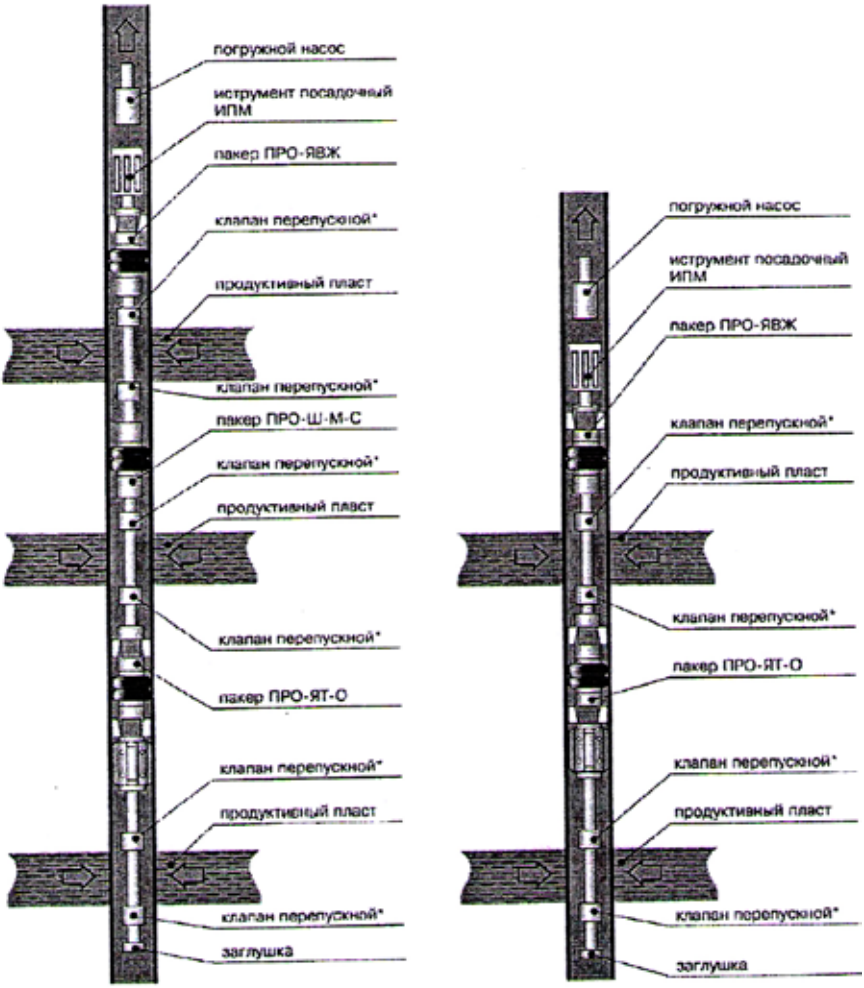


Рисунок 3.11 Схема компоновки нижней части длинного ряда по прототипу [69]

Экономический эффект указанной технологии выражается в дополнительной добыче нефти и газа и сокращении капитальных вложений на бурение и строительство дополнительных скважин. По действующим проектам разработки месторождений предусматрива-

ется эксплуатация каждого пласта отдельной сеткой размещения эксплуатационных скважин, т.е. для эксплуатации продуктивных пластов $НК_7$, $НК_8$, и $НК_9$ необходимо закладывать 3 скважины, а по заявленному способу эта работа реализовывается одной скважиной.

Следовательно, суммарный экономический эффект от использования заявленного способа будет складываться от дополнительной добычи нефти и газа, а также от сокращения капитальных вложений на бурение 2-х дополнительных скважин.

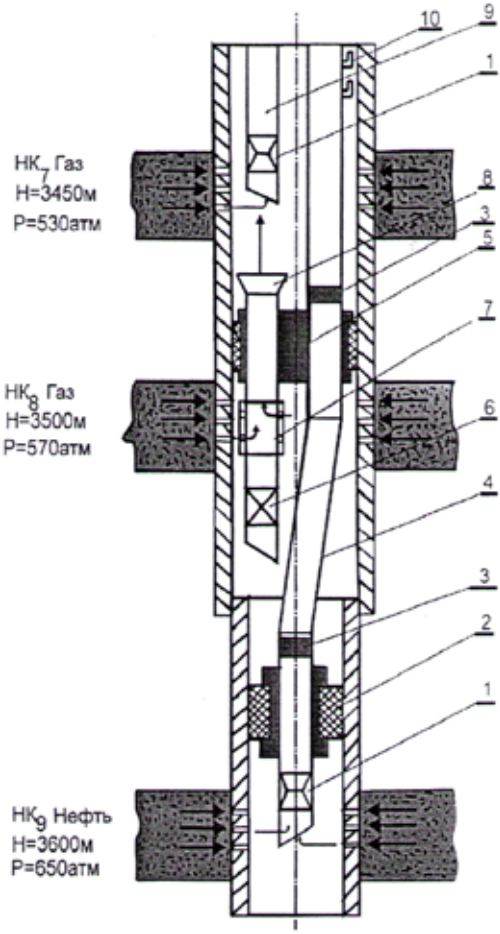


Рисунок 3.12. Схема компоновки подземного оборудования ОРСЭ по заявленному способу:

1 – посадочный ниппель устройства для ремонта скважин по Ас. СССР № 1406337: 2 – разделительный однорядный пакер (разобщитель); 3 – циркуляционный клапан; 4 – рабочий хвостовик длинного ряда колонны НКТ (73мм НКТ); 5 – разделительный двухрядный пакер (разобщитель); 6 – посадочный ниппель с пробкой-заглушкой; 7 – перфорированный патрубок с забойным штуцером; 8 -направляющая воронка; 9 – короткий ряда НКТ (89 мм трубы); 10 газлифтные клапана (при необходимости).

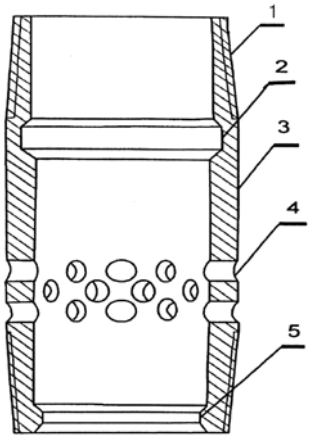


Рисунок 3.13.
Перфорированный патрубок

1 – Резьба 89 (73) мм НКТ;
2 – Паз фиксатора замка;
3 – Корпус перфорированного патрубка;
4 – Калиброванные перфорационные отверстия;
5 – Посадочный буртик сбрасываемого штуцера

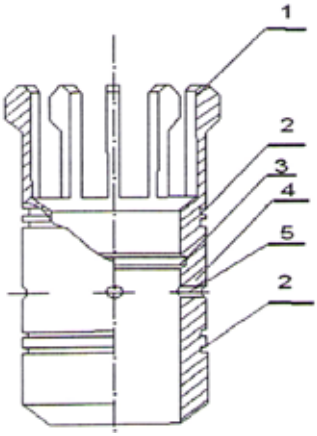


Рисунок 3.14. Радиальный
забойный штуцер

1 – Упругий замковый фиксатор;
2 – Канавки для уплотнительных колец;
3 – Захватное место для работы с канатной техникой;
4 – Корпус штуцера;
5 – Калиброванные отверстия штуцера

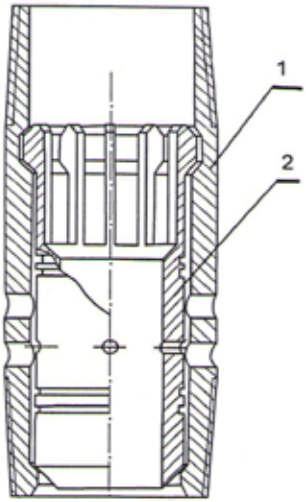


Рисунок 3.15.
Перфорированный патрубок
с радиальным штуцером

1 – Перфорированный патрубок;
2 – Радиальный штуцер

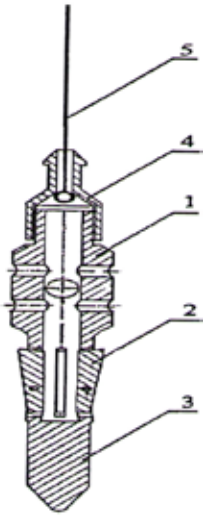


Рисунок 3.16. Ловитель
забойного штуцера

1 – Корпус ловителя;
2 – Захватные кулачки смещенного центра тяжести;
3 – Направляющий толкатель;
4 – Головка ловителя;
5 – скребковая проволока глубиномера

Таким образом, заявляемое техническое решение соответствует критериям изобретений «новизны», «изобретательский уровень», «промышленной применимости», то есть является патентоспособным.

Глава IV. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1. Экономические показатели вариантов разработки для газоконденсатных залежей при освоении методом ОРЭ

Месторождение Корпедже является многопластовым и характеризуется сложным геолого-тектоническим строением и характером насыщения флюидами. В разработке находятся как нефтяные, так и нефтегазоконденсатные и газоконденсатные залежи. Эксплуатационное разбуривание месторождения осуществляется с учетом всех этих обстоятельств. В разрезе скважин вскрываются многочисленные нефте-, газо- и водонасыщенные пласты с различными мощностями и коллекторскими свойствами. Во многих случаях залежи нефти, по сравнению с газовыми, имеют крайне ограниченное распространение по площади и локализуются в отдельных пластах и пропластках.

Поэтому, если при разбуривании газовых залежей не возникает проблем в отношении гарантирования получения удачных скважин, то попадание бурящихся на нефть скважин в нефтяные оторочки в условиях их незначительной ширины и высоты (по большинству залежей – не более 30–50м) сопряжено с определенным риском. Необходимо при этом также отметить, что специальной разведки бурением большинства нефтегазовых залежей не проводилось по экономическим соображениям из-за недостаточного объема разведочного метража в условиях сильной тектонической нарушенности залежей. Поэтому в ходе эксплуатационного разбуривания претерпевают изменение представления о геологическом строении и характере нефтегазонасыщения залежей, то есть, по существу,– ведется доразведка залежей. С этой целью практикуется также углу-

бление эксплуатационных скважин ниже проектного горизонта для оценки характера насыщения нижележащего разреза и опробования вскрытых объектов. При этом в скважинах, запроектированных на нефть, по первому обьекту опробования может быть получен газ [70].

В связи с этим разбуривание месторождения ведется по принципу «от известного к неизвестному», который на практике реализуется как заложение первых скважин на более изученных участках залежей, а последующих – в зависимости от результатов ранее пробуренных. В этих условиях требуется постоянная корректировка геологического строения и оперативное уточнение остаточных запасов нефти и газа и расстановки подлежащих бурению новых скважин [71].

Следует отметить, что разбуриваемые нефтегазовые залежи являются в основном газоконденсатными с нефтяными оторочками небольшой ширины.

Залежи нефти, как отмечалось ранее, сосредоточены в нефтенасыщенных блоках горизонтов НК-7а (блок 1а); НК-76 (блоки 1а, II и III); НК-7г (блок II), НК-7д (блок II) и НК-9 (блок IIIа), а в остальных блоках горизонтов НК-76 (блок I); НК-7в (блок 1а); НК-7г (блоки 1+ 1а и III); НК-7д (блок III), НК-8 (блок III), НК-9 (блок III) в нефтяных оторочках. В плане нефтенасыщенные зоны совпадают в блоке 1а – горизонтов НК-7а, НК-76, НК-7в; в блоке II – горизонтов НК76, НК-7г, НК-7д И (при различных значениях ВНК.

При оценке балансовых запасов нефти в качестве подсчетных объектов или выделены 14 блоков горизонтов НК-7а, НК-76, НК-7в, НК-7г, НК-7д, НК-8 и НК-9. Эти подсчетные объекты рассматриваются в работе как самостоятельные объекты разработки.

Во внимание принято комплексное геолого-промысловое изучение месторождения, анализ результатов опробования и освоения разведочных и эксплуатационных скважин, разобщенность объектов (на всем протяжении эти объекты отделены от выше- и нижележащих горизонтов непроницаемыми разделами); величина балансовых запасов нефти; удаленность горизонтов в вертикальном разрезе и несовместимость отдельных блоков в структурном плане;

распределение пористости, проницаемости коллекторов, их нефтегазонасыщение, а также физические свойства насыщающих их флюидов. Исходя из этих принципов, блоки горизонтов НК-7 и НК-9 выделяются в самостоятельные объекты.

Однако это не исключает в процессе разработки блоков с совмещенными структурными планами возвраты скважин с горизонта НК-7в (блок 1а) на горизонты НК-7а и НК-76 и с горизонта НК-7д (блок II) на горизонты НК-76 НК-7 г. Залежи нефти сосредоточены в открытых блоках и, следовательно, имеют связь с законтурной областью. В процессе разработки на залежи будет воздействовать в различном долевом участии энергия газовой шапки и водонапорной системы, а при снижении давления в пласте ниже давления насыщения – энергия растворенного в нефти газа. Все эти виды энергии являются элементами смешанного режима. Каждый из блоков рассматривается как самостоятельный объект разработки.

Разработка нефтяных залежей будет продолжаться на естественном режиме дренирования (смешанном режиме) [72].

Методы воздействия на залежи для увеличения коэффициента извлечения нефти нагнетание воды и смешивающееся вытеснение нефти газом не могут быть внедрены из-за полного отсутствия приемистости скважин (испытания проведены на горизонтах нижнего красноцвета (НК) месторождений Готурдепе, Барсагелмез, Гуйджик, Гамышлыджа), а для смешивающегося вытеснения нефти газом необходимы компрессоры, газопроводные трубы и арматура высокого давления – 90–100 МПа. Вместе с этим, для залежей, содержащих малые запасы нефти, сосредоточенные в узких нефтяных оторочках, эти методы практически неприемлемы.

Рассмотрены три варианта доразработки нефтяных залежей Корпедже.

В первом варианте на горизонте НК-9 в блоке III, где в западной части нефтяной оторочки выделен участок с запасами категории C_1 на котором действующих скважин нет, рекомендуется пробурить одну эксплуатационную скважину – № 01. Доразработку остальных залежей нефти намечается осуществлять существующим фондом добывающих скважин.

Во втором варианте, в отличие от первого, намечается разбуривание восточной части залежи нефти горизонта НК-7г в блоке III и выработка блока составляет 26,2%.

В восточной части блока имеется непродуктивная скважина № 52, по которой проведен ограничивающий залежь сброс 2. Однако расстояние от скважины № 52 до расположенных к западу от неё продуктивных скважин №№ 269, 262 и 248 достаточно велико – 500–700м, вследствие чего положение сброса 2 нельзя считать достоверно установленным – он может проходить и значительно западнее представленного на карте положения. Поэтому этот участок залежи не был охвачен разбуриванием при бурении основной сетки скважин.

Предлагается пробурить в этой зоне 5 эксплуатационных скважин. Выдачу точек скважин для строительства следует производить по принципу «от известного к неизвестному» – с запада на восток.

В северной части блока I горизонта НК-7г в западной части нефтяной оторочки по данным опробования и эксплуатации скважины № 53 (в настоящее время находится в бездействии) выделены запасы нефти категории C_1. Здесь рекомендуются к заложению две первоочередные эксплуатационные скважины.

Таким образом, по второму варианту всего предлагается пробурить 8 новых скважин на нефть.

Третий вариант отличается от первого тем, что для доразведки запасов категории C_2 и перевода их в категорию C_1 рекомендуется бурение четырех разведочных скважин и на приращенные запасы намечается пробурить пять эксплуатационных скважин.

По всем вариантам учтен перевод нефтяных и газовых скважин на вышележащие нефтяные горизонты после отработки эксплуатируемого объекта, выбытие скважин из действующего фонда, перевод прекращающих фонтанирование нефтяных скважин на газлифтную эксплуатацию и производство работ по текущему ремонту скважин [73].

4.2. Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Рассмотрены три варианта разработки газовых залежей месторождения Корпедже.

Первый вариант – базовый. Разработка предусматривается существующим фондом скважин.

Во втором варианте рекомендуется бурение 20 новых добывающих газовых скважин.

В третьем варианте рекомендуется воздержаться от бурения пяти новых скважин на горизонты НК-76, НК-7г и НК-7д за счет вскрытия этих горизонтов с применением ОРЭ в скважинах, проектируемых на нижележащие горизонты. Таким образом, по третьему варианту к бурению рекомендуются 15 новых эксплуатационных скважин на газ.

Размещение рекомендуемых к бурению в третьем варианте скважин по горизонтам приводится ниже.

Горизонт НК-9. Блок III – 6 скважин (№№ 001, 002, 003, 004, 005 и 006);

Горизонт НК-8: Блок 1–2 скважины (№№ 008, 009);

Блок II – 1 скважина – № 007;

Блок III – 1 скважина – № 0015 (бурится со вскрытием горизонта НК-9);

Горизонт НК-7д. Блок НТа – 3 скважины (№№ 0010, 0011, 0012);

Горизонт НК-7 г. Блок IV – 2 скважины (№№ 0013, 0014).

При этом вместо бурения добывающих скважин рекомендуется приобщение к проектному горизонту указанных ниже вышележащих горизонтов для эксплуатации с ОРЭ по пяти скважинам: в скважине № 0010 – горизонта НК-7г, в скважине № 0011 – горизонта НК-7г, в скважине № 0012 – горизонта НК-7г, в скважине № 0013 – горизонта НК-76, в скважине № 0014 – горизонта НК-76.

Проектом предусматривается резервный фонд – 2 проектные скважины. Во всех вариантах по скважинам действующего фонда намечается, после отработки эксплуатируемого горизонта, производство возвратов скважин на вышележащие горизонты.

Рекомендуется также продолжить эксплуатацию скважин с применением новых технологий одновременно-раздельной эксплуатации двух горизонтов в одной скважине и эксплуатация скважин с применением внутрискважинного газлифта.

Кроме запасов газа промышленных категорий, на месторождении Корпедже по балансу учтены запасы природного газа категории C_2. Разведка их с переводом в промышленные категории и ввод в разработку позволят увеличить добывные возможности месторождения по газу [74].

Основными экономическими показателями, характеризующими эффективность предлагаемых вариантов разработки, являются капитальные вложения, эксплуатационные затраты, совокупные затраты, а также себестоимость добычи нефти.

За критерий выбора вариантов разработки принимаем дисконтированный годовой поток наличности (доходы-расходы).

Расчет экономических показателей производился в соответствии с проектируемыми уровнями и динамикой технологических показателей по вариантам с использованием экономических нормативов, поставленных в зависимость от изменения технологических факторов.

В качестве объемных и технологических факторов, влияющих на уровень и динамику экономических показателей, приняты: объем эксплуатационного бурения, количество скважин, вводимых из бурения в эксплуатацию, объемы добычи нефти, газа и конденсата, фонд добывающих скважин.

С использованием технологических показателей и принятых экономических нормативов рассчитаны капитальные вложения в бурение скважин и по направлениям нефтепромыслового строительства, амортизационные отчисления на новые скважины, эксплуатационные расходы по статьям затрат.

К настоящему времени на месторождении отобрана значительная часть запасов нефти и газа, и пластовые давления по залежам существенно снизились. Как следствие, существующая система сбора и транспорта природного газа не соответствует текущим условиям эксплуатации скважин. В ближайшие годы намечается производство

реконструкции системы сбора нефти и газа и строительство новой компрессорной станции для приема газа низкого давления что было учтено при прогнозировании технологических показателей разработкки на перспективу [75].

Потребность в капитальных вложениях на перспективный период обусловлена вводом в эксплуатацию новых газовых скважин и их обустройством, поэтому для I варианта (базового), в котором, не предусматривается бурение ввод скважин, годовые капитальные вложения не рассчитывались. Наибольший объем капитальных вложений отмечается по II варианту.

Расчет эксплуатационных расходов на добычу нефти, газа и конденсата перспективный период по вариантам произведен в соответствии с действующими методикой калькулирования, нормами амортизационных отчислений и утвержденными ставками отчислений на геологоразведочные работы [76].

Предстоящие затраты представляют собой сумму капитальных и эксплуатационных затрат в соответствующем расчетном году рассматриваемого периода отработки запасов.

При ОРЭ двух горизонтов пласты разделяются друг от друга пакером. В скважину спускаются один или два ряда насосно-компрессорных труб, которые спускают параллельно или концентрично. При одновременно-раздельной эксплуатации двух и более горизонтов разработка пластов может вестись по следующим схемам: фонтан-фонтан; фонтан-насос; фонтан-газлифт; фонтан-закачка; газлифт-насос; газлифт-газлифт, газлифт-закачка; насос-насос; насос-закачка; закачка-закачка [77]. Промысловый опыт эксплуатации двух пластов одной скважиной методом ОРЭ указывает на его высокую эффективность. В среднем на 30% сокращаются капитальные вложения и эксплуатационные затраты в сопоставлении с затратами на бурение и эксплуатацию месторождений самостоятельными сетками на каждый пласт. Метод ОРЭ дает возможность уплотнять сетку скважин (добывающих и нагнетательных) без дополнительного метража бурения (рис. 4.1).

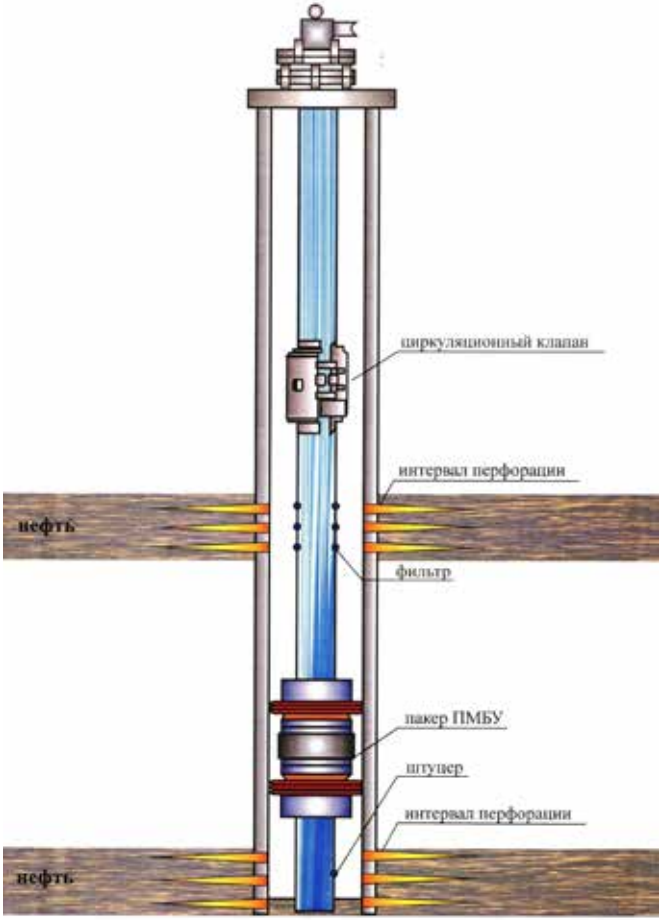


Рисунок 4.1. Схема ОРЭ газоконденсатной скважины

Выбор оптимального варианта разработки производится путем сравнительного анализа затрат и результатов по вариантам за весь период отработки запасов. Этот период по каждому из рассматриваемых вариантов принимается равным времени от начала разработки месторождения до года достижения укрупненного норматива экономического предела разработки.

По результатам технико-экономических расчетов экономически целесообразным определен вариант 3 – для газовых залежей и вариант I – для нефтяных.

4.3. Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей для газоконденсатных залежей при освоении методом ОРЭ

Разработка нефтегазового месторождения является капиталоемким технологическим процессом, требующим большой строительной программы. Капитальные вложения в разработку нефтегазового месторождения определяются по основным направлениям работ: бурение добывающих скважин, объекты нефтегазопромыслового строительства, приобретение оборудования, не входящего в сметы строек, прочие направления.

Капитальные вложения в бурение добывающих скважин определяются для каждого варианта, предусматривающего различное число скважин, исходя объемов эксплуатационного бурения и сметной стоимости одного метра проходки, принятой по фактическим данным управления разведочного бурения за один год для месторождения [78, 79].

Капитальные вложения газопромыслового строительства на месторождении (сбор, транспорт, подготовка газа, перевод скважин на ОРЭ) являются для каждого варианта, исходя из фактически выполненного объема капитальных вложений, основных фондов и удельных капитальных вложений на одну действующую скважину.

Капитальные вложения нефтепромыслового строительства на месторождении (сбор, транспорт, подготовка нефти; сбор, транспорт газа, перевод; скважин на газлифт) определяются для каждого варианта, предусматривающего личное число скважин, исходя из фактически выполненного объема капитальных вложений, основных фондов и удельных капитальных вложений на действующую скважину [80, 81].

Порядок расчета капитальных вложений в бурение и промысловое строительство определяется в соответствии с регламентом составления проектов и технологических схем разработки нефтегазовых и газоконденсатных месторождений. Расчет эксплуатационных расходов на добычу нефти, газа и конденсата производится в соответствии с действующей методикой калькулирования, норма-

ми амортизационных отчислений, утвержденными ставками отчислений на геологоразведочные работы. Нормативы эксплуатационных затраты в соответствии с фактическими данными статей калькуляции себестоимости добычи нефти и газа. Нормы амортизации основных фондов, (кроме скважин) принимаются по среднему их значению, сложившемуся в Газопромысловом управлении и Нефтегазодобывающем управлении за один год [82, 83, 84].

Принятые величины укрупненных нормативов для расчета капитальных вложений и эксплуатационных затрат вместе с необходимыми дополнительными данными приводятся в таблице 4.1.

Положительный эффект от применения технологии одновременной раздельной эксплуатации выражается в сокращении капитальных вложений на строительство скважин для каждого из эксплуатационных объектов, в сокращении эксплуатационных расходов и срока освоения многопластового месторождения, в увеличении добычи углеводородов и срока конечной конденсатаотдачи с рентабельной эксплуатацией скважин. Кроме того, применение данной технологии способствует повышению коэффициента использования скважинного оборудования и надежности скважинной установки [85, 86, 87].

Таблица 4.1

Нормативы капитальных вложений и эксплуатационных затрат по ГПУ

Показатели	**Ед. изм.**
Капитальные вложения:	
1	***2***
Бурение скважин	тыс.ман/м
Оборудование, не входящее в сметы строек	тыс.ман/скв
Сбор и транспорт нефти	тыс.ман/скв
Сбор и транспорт газа	тыс.ман/скв
Комплексная автоматизация	тыс.ман/скв
Промводоснабжение	тыс.ман/скв
Электроснабжение и связь	тыс.ман/скв
Базы производственного обслуживания НГДУ	тыс.ман/скв
Стоимость строительства дорог	тыс.ман/скв
Оборудование ОРЭ	тыс.ман/скв

1	*2*
Прочие объекты и затраты	тыс.ман/скв
Итого на промысловое обустройство:	тыс.ман/скв
Всего:	тыс.ман/скв
Основная зарплата	тыс.ман/скв
Отчисления на соц.страх	тыс.ман/скв
Расходы на подготовку и освоения	тыс.ман/скв
Расходы по содержанию и эксплуатационному оборудованию	тыс.ман/скв
Цеховые расходы	тыс.ман/скв
Производственные расходы	тыс.ман/скв
Эксплуатационные затраты	
Прочие расходы	тыс.ман/скв
Итого условно-постоянные затраты амортизации:	тыс.ман/скв
Сбор и транспортировка нефти и газа	ман/т
Технологическая подготовка нефти	ман/т
Отчисления на геологоразведочные работы	ман/т
Расходы на электроэнергию (при механизированном способе)	ман/т
Норма амортизационных отчислений	%
Цена природного газа	ман/1000м^3
Цена нефти	ман/т
Итого условно-переменные затраты:	ман/т

Система одновременно-раздельной эксплуатации из нескольких продуктивных горизонтов позволяет:

– Использование одной скважины для одновременной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов в многопластовой залежи углеводородов;

– Сокращение числа эксплуатационных скважин при обеспечении плановых показателей добычи нефти и газа;

– Снижение удельных расходов при эксплуатации скважин;

– Уменьшение числа бурения скважин, при обеспечении плановых объёмов добычи нефти и газа.

4.4. Прогнозные технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки для газоконденсатных залежей при освоении методом ОРЭ

Расчеты основных прогнозных показателей по добыче нефти, газа и конденсата по продуктивным горизонтам месторождения Корпедже выполняются в соответствии с требованиями руководящих документов на проектирование разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений.

Рассматриваются три варианта доразработки нефтяных залежей Корпедже. Прогноз добычи нефти по горизонтам и по месторождению в целом выполнен на период 2011–2030 гг.

По первому варианту доразработку залежей нефти намечается осуществлять существующим фондом добывающих скважин. Лишь на горизонте НК-9 в блоке III, где в западной части нефтяной оторочки выделен участок с запасами категории C_1 на котором в настоящее время действующих скважин нет, рекомендуется пробурить одну эксплуатационную скважину -№ 01.

Во втором варианте намечается осуществить разбуривание восточной части залежи нефти горизонта НК-7г в блоке III.

В восточной части блока имеется непродуктивная скважина № 52, по которой проведен ограничивающий залежь сброс 2. Однако расстояние от скважины № 52 до расположенных к западу от неё продуктивных скважин №№ 269,262 и 248 достаточно велико – 500–700 м, вследствие чего положение сброса 2 нельзя считать достоверно установленным – он может проходить и значительно западнее представленного на карте положения. Поэтому данный участок залежи не был охвачен разбуриванием при бурении основной сетки скважин.

Рекомендуется пробурить в этой зоне 5 эксплуатационных скважин – №№ 02 … 06. Выдачу точек скважин для строительства необходимо производить по принципу « от известного к неизвестному» – с запада на восток.

В северной части блока I горизонта НК-7г в западной части нефтяной оторочки по данным опробования и эксплуатации скважины № 53 (в настоящее время находится в бездействии) выделены запасы

нефти категории C_1. Здесь рекомендуются к заложению две первоочередные эксплуатационные скважины – №№ 07 и 08 [88].

Таким образом, по второму варианту предлагается пробурить 8 новых скважин на нефть. Рекомендуемым к бурению проектным скважинам присвоены условные номера, начинающиеся на «О» (№№ 01, 02 и т.д.).

В третьем варианте доразработки нефтяных залежей месторождения Корпедже предусматривается разведка, перевод в категорию C_1 и ввод в разработку имеющихся на месторождении запасов нефти категории C_2.

По многолетним фактическим данным разведки нижне красноцветных залежей Юго-Западного Туркменистана, коэффициент подтверждаемых запасов нефти при переводе их из категории C_2 в категорию C_1 в среднем составляет 0,5.

Расчетные параметры по запасам нефти, переводимым из категории C_2 приняты на уровне средних по месторождению [89].

Показатели эксплуатации разрабатываемых залежей с запасами категории C_1 по третьему варианту приняты такими же, как и по первому варианту.

Показатели эксплуатационного бурения по вариантам доразработки нефтяных залежей приведены в таблице 4.2. ниже.

Таблица 4.2.

Показатели эксплуатационного бурения по вариантам доразработки нефтяных залежей

Показатели	I вариант	II вариант	III вариант
Ввод в эксплуатацию новых скважин	1	8	10
Средняя глубина новых скважин, м	4200	3675	4033
Метраж эксплуатационного бурения, тыс.м	4,2	29,4	24,2

Метраж разведочного бурения по III варианту составляет 16 тыс. м. К бурению намечены четыре скважины со средней глубиной 4000 м.

В расчетах учтены фактическая динамика изменения основных показателей разработки эксплуатационных объектов за прошедший период и прогнозируемое её изменение на перспективу, и ввод в эксплуатацию новых добывающих скважин, рекомендуемых к бурению. При расчете добычи нефти по объектам разработки (по горизонтам) учтен также и перевод скважин на вышележащие горизонты. Начальные дебиты вводимых в эксплуатацию скважин оценены с учетом выработанности запасов блоков и текущего состояния работающих скважин [90, 91].

На тех участках месторождения, где границы залежей нефте- и газонасыщенных горизонтов в плане перекрываются, в расчетах добычи нефти и газа по горизонтам предусмотрено производство возвратов скважин на вышележащие горизонты после отработки эксплуатируемого объекта либо по техническим причинам. Опыт разработки многопластовых месторождений Западного Туркменистана показывает, что вследствие влияния большого числа самых разнообразных факторов достоверное прогнозирование сроков выбытия скважин из эксплуатации на длительный период весьма затруднено. В связи с этим сроки выбытия скважин из эксплуатационного фонда и перевода скважин на вышележащие горизонты оценены ориентировочно.

В сводных расчетах вариантов разработки по месторождению в целом перевод скважин на другие горизонты не показан, т.к. переводимые на другие горизонты скважины остаются в эксплуатационном фонде скважин месторождения. Время, необходимое на производство возвратных работ, учтено в принимаемом при расчетах коэффициенте эксплуатации перешедших скважин.

Залежи нефти месторождения характеризуются весьма сложными режимами дренирования, что существенно влияет на динамику газового фактора. Поэтому определение динамики газового фактора выполнено с учетом опыта разработки нижнекрасноцветных горизонтов других месторождений.

Для прогноза модели газового фактора и ресурсов нефтяного газа использовали распределение Коши.

Прогноз обводненности продукции скважин выполнен по известным характеристикам вытеснения нефти водой [92].

В соответствии с принимаемым вариантом разработки нефтегазоконденсатного месторождения Корпедже на перспективу предусматривается перевод большинства скважин на газлифт, что требует принципиального решения проблемы обеспечения газлифтных скважин рабочим агентом и, соответственно, разработки рекомендаций по проектированию газлифтных комплексов.

На текущем этапе разработки основой принципиального выбора варианта обустройства месторождения с расширением газлифтного комплекса является анализ технико-технологических параметров эксплуатации фонда действующих газлифтных скважин.

По действующим данным технико-эксплуатационная характеристика фонда действующих газлифтных скважин на месторождении Корпедже приводят к следующим заключениям:

Газлифтные скважины, оборудованы лифтами, диаметром 73 мм, спущенными до фильтровых отметок.

Основное количество скважин следует отнести к категории низкодебитных (по критериям газлифтного способа эксплуатации) [93].

Соотношение дебитов по жидкости и нефти свидетельствует о наличии эмульсий повышенной вязкости (с учетом того, что добываемая нефть является высокопарафинистой).

Отмечаются высокие (1,6–2,5 МПа) буферные давления на скважинах, что при установленных режимных штуцерах на буферах скважин диаметром 16–25 мм, что свидетельствует о высоких гидравлических сопротивлениях при движении газожидкостной смеси в системе сбора высокопарафинистой нефти включая перепад давления в режимных штуцерах скважин при большом газовом факторе).

Отмечаем, что величина общего газового фактора и, соответственно, требуемый удельный расход рабочего агента, подаваемого в скважину, зависит от комплекса факторов, включающего, в частности, выбранную при проектировании лифта, глубину ввода газа в колонну НКТ (погружение под динамический уровень).

Производимый при конструировании лифтов газлифтных скважин выбор системы ввода газа в лифт (пусковых клапанов, рабочих клапанов, пусковых отверстий) может привести к существенным

отклонениям технологических показателей работающей скважины от варианта одноточечного ввода газа под башмак подъемника, что обычно принимается за основу типовых расчетов [94].

Такое существенное расхождение наблюдается для скважин месторождения Корпедже, на которых применяются пусковые отверстия («Панчеры»). При этом затрудняется расчет величины требуемого давления рабочего агента.

Учитывая использование рабочего агента газлифта до 8,0 МПа при средних глубинах ввода газа в лифт и необходимость углубления точек ввода газа в перспективе при выработке залежей, давление рабочего агента должно быть, выбрано в пределах 9,0–10,0 МПа.

Учитывая наличие на КС «Корпедже» линии компримирования попутного газа от входного давления 0,3 МПа до 7,5 МПа, которая имеет пропускную способность 1 млрд. м^3, следует считать целесообразным продолжение на перспективу использование схемы бескомпрессорного газлифта с утилизацией (компримированием на КС) попутного газа, являющегося смесью нефтяного газа и рабочего агента. При этом предлагается природный газ, добываемый из газоконденсатных скважин с устьевым давлением 4,5–5,0 МПа компримировать до требуемого давления 9,0–10,0 МПа с использованием дожимных компрессорных станций блочного типа, например, БКС 28НМ/1 мощностью 1,1 МВт, производительностью 500м/сут. Опыт эксплуатации этих компрессорных станций имеется на месторождении «Готурдепе» и «Барсагельмез» [95].

Количество подаваемого для газлифта газа определяется исходя из среднего удельного расхода рабочего агента, определяемого по формуле:

$$R_{раб} = R_o - Г_ф$$

где R_o – общий удельный расход, требуемый для подъема жидкости газлифтом (R_o = 500м^3 /м^3,);

$Г_ф$ – пластовый (скважинный) газовый фактор.

Рассмотрены три варианта разработки газовых залежей месторождения Корпедже.

Первый вариант – базовый. Разработка предусматривается существующим фондом скважин.

Во втором варианте на горизонты НК-9, НК-8, НК-7д, НК-7г и НК-76 в 2012–2018 гг. рекомендуется бурение 20 новых добывающих газовых скважин с суммарным метражом 69 тыс.м.

В третьем варианте рекомендуется воздержаться от бурения пяти новых скважин на горизонты НК-76 и НК-7г за счет вскрытия этих горизонтов с применением ОРЭ в скважинах, проектируемых на нижележащие горизонты. Таким образом, по третьему варианту к бурению рекомендуются 15 новых эксплуатационных скважин на газ с суммарным метражом 53 тыс.м. Ввод скважин из бурения проектируется с 2012 г.– 2 скважины: в 2013 г.– 3 скважины; в 2014 г.– 2 скважины, в 2015 г.– 3 скважины, в 2016 г.– 2 скважины, в 2017 г.– 2 скважины и в 2018 г.– 1 скважина.

Во всех вариантах по скважинам действующего фонда намечается, после отработки эксплуатируемого горизонта, производство возвратов скважин на вышележащие горизонты. Залежи газа, разработка которых предусматривается с применением ОРЭ, для каждой пары горизонтов находятся в одноименных тектонических блоках и имеют аналогичную связь с законтурной областью, и, следовательно, схожие режимы дренирования. Это является благоприятным условием для обеспечения в длительный период примерно одинакового темпа падения пластового и устьевого давлений. Рекомендуется также продолжить эксплуатацию скважин с оборудованием ОРЭ и скважин с внутрискважинным газлифтом, работающих в настоящее время [96].

Определение параметров эксплуатации газовых скважин и прогноз показателей разработки газоконденсатных залежей выполнены на базе запасов газоконденсатных горизонтов и участков, по которым не установлено наличие нефтяных оторочек. При определении начальных извлекаемых запасов газа был принят ожидаемый конечный коэффициент извлечение газа, равный 0,85.

На основе анализа промысловых данных с использованием имеющихся фактических данных по замерам пластовых давлений для горизонтов были построены в безразмерной форме зависимости изменения пластового давления от накопленного отбора газа. При построении этих графиков было принято во внимание то

обстоятельство, что по газоконденсатным залежам Корпедже, как и других месторождений региона, в процессе разработки проявляется возрастающая во времени доля участия в режиме дренирования напора краевых и подошвенных вод.

Каждый из рассматриваемых горизонтов является самостоятельным эксплуатационным объектом со своей проектной сеткой скважин. Поэтому применение технологии ОРЭ позволит значительно сократить количества скважин для бурения, следовательно, и материально-технических затрат, связанных с разбуриванием месторождения в целом.

4.5. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования и характеристика показателей эксплуатации скважин

На газоконденсатном месторождении проявляется ряд геолого-промысловых, природно-климатических и технологических факторов, которые характеризуют работу скважин, как эксплуатацию в осложненных условиях.

Основными особенностями, осложняющими эксплуатацию нефтяных скважин данного месторождения, являются:

– большие глубины залегания продуктивных пластов;

– высокие начальные давления резко падают, соответственно снижается уровень жидкости в скважинах;

– эксплуатация скважин при давлениях ниже давления насыщения;

– высокие значения газовых факторов;

– кривизна и искривление столбов скважин;

– нефтяные пласты обладают резкой степенью цементации от плотных песчаников и алевролитов до рыхлых песков и алевролитов, что приводит к пескопроявлению;

– добываемая нефть высокопарафинистая;

– коэффициенты продуктивности колеблются в широких пределах;

– увеличения расчетной глубины ввода газа в подъемник газлифтных скважин от устья.

Выбор механизированных способов добычи нефти на газоконденсатном месторождении осуществляется с учетом вышеперечисленных факторов. Помимо них учитываются также рельефные климатические условия, межремонтные периоды, наличие парафина и мехпримесей в извлекаемой жидкости, надежность оборудования, необходимость обслуживающего персонала и ремонтной техники, простота обслуживания в процессе механизированной добычи нефти, добывные возможности, потребность в энергетических ресурсах [97, 98].

Многопластовое газоконденсатное месторождение по характеру насыщения отмечается наличием чисто нефтяных залежей, чисто газовых залежей и газовых залежей с нефтяными оторочками. По большинству залежей смешанный режим характеризуется преобладанием энергии выделяющегося из нефти газа и проявлением активности контурных вод на более позднем этапе разработки.

В работах [100] выдается обоснование области применения, эффективности, надежности и возможности максимального извлечения запасов нефти из многопластовых нефтегазовых горизонтов с большой глубиной залегания, сложенных слабосцементированными породами. В указанных работах приведены критерии выбора рациональных способов механизированной добычи нефти. Ниже, на примере рассмотрим возможность использования различных способов механизированной добычи нефти применительно к условиям газоконденсатного месторождения Корпедже.

Анализ условий применения УЭЦН

Основным критерием, обуславливающим нецелесообразность и невозможность применения, является большая глубина скважин – от 2965 до 4084м. Максимальная глубина спуска УЭЦН (установка электроцентробежных насосов) не превышает 1600 м. Помимо этого ограничивающего фактора, отмечается также наличие высокого газосодержания в откачиваемой жидкости и планируемые дебиты, которые значительно ниже, чем минимальная производительность УЭЦН. Эти факторы противостоят возможности применения УЭЦН на данном месторождении.

Анализ условий применения УШГН

В условиях газоконденсатных месторождений применение УШГН (установка штанговых глубинных насосов) имеет весьма

ограниченную область. Однако, УШГН отличается совершенством конструкции, широким ассортиментом выпускаемого оборудования нормального ряда, а также простотой обслуживания. Установки штанговых глубинных насосов могут быть использованы при откачке жидкости со сравнительно небольших глубин. Они уступают по развиваемому напору только гидропоршневым установкам, могут быть эффективно использованы в низкодебитных скважинах с высокой обводненностью продукции. Ограничивающими факторами их применения являются: высокие газовые факторы, большие глубины, кривизна стволов скважин. С увеличением глубины спуска насоса снижается надежность его работы, увеличивается степень утечек через зазоры, а также сокращается межремонтный период.

Современный нормальный ряд приводов глубинного насоса станка- качалки (СК) и скважинных насосов вставного типа (НСВ) позволяют теоретически осуществлять подъем жидкости из глубин 3500м.

Однако, при такой величине спуска насоса, из-за недостаточной эксплуаатационной надежности насосных труб и штанг, возникают проблемы, относящиеся к обеспеченности ремонтной базы промыслов.

В условиях месторождений Туркменистана добыча нефти установками УШГН обеспечивается из максимальной глубины, равной 2300м. Из-за влиянияразличных отрицательных факторов фактическая подача с глубины 2300м не превышает 5,3 м /сут при коэффициенте подачи не более 0,17 [99].

Таким образом, применение установок УШГН на данном месторождении не может рассматриваться как перспективное. Кроме низкой производительности, при применении УШГН предвидится нерациональное расходование материальных и энергетических ресурсов в связи с существенным снижением надежности работы оборудования УШГН при откачке жидкости со скважин с пескопроявлением, образованием парафиновых и солевых отложений, обрывах штанг и других неполадок. По имеющемуся опыту эксплуатации УШГН в таких условиях значительно снижается коэффициент эксплуатации, который по аналогичным месторождениям Туркменистана не превышает 0,7. Исходя из вышеизложенного, применение способа добычи

нефти установками УШГН не рекомендуется на данном месторождении.

Анализ условий применения УГПН (погружной поршневой насос с гидроприводом)

Блочные автоматизированные установки гидропоршневых насосов (УГПН) предназначены для эксплуатации 2–8 кустовых наклонно-направленных и глубоких скважин (свыше 4000м) с низкими динамическими уровнями (3000м) и с дебитами до 100 $м^3$ /сут. Малогабаритные размеры этих насосов позволяют спускать их в скважины с внутренним диаметром эксплуатационной колонны 117,7–155,3мм.

Принцип действия установки основан на использовании гидравлической энергии жидкости, закачиваемой под высоким давлением по специальному каналу в гидравлический забойный поршневой двигатель возвратно поступательного действия, преобразующий эту энергию в возвратно поступательное движение жестко связанного с двигателем поршневого насоса.

Эти насосы имеют высокий КПД (0,65), который незначительно уменьшается при снижении динамического уровня в скважинах. Отличительная способность гидропоршневых насосов – возможность применения одного и того же агрегата для работы с различными напорами, т.е. вести эксплуатацию скважин с различными глубинами и отбирать жидкость в нужных количествах.

В качестве гидропоршневых установок рекомендуются УГН 25–150–25, УГН 40–25 0–20, УГН 100–200–18.

Для откачки пластовой жидкости из скважин рекомендуются гидропоршневые агрегаты сбрасываемого типа ГН-59–89–10–118, ГН-59–89–25–25, ГН-59–89–40–20.

По своей добывной характеристике, простоте эксплуатации, они полностью удовлетворяют условиям эксплуатации месторождения Корпедже. Однако, на данном этапе применение указанных установок нами не предусматривается. Для их использования необходимо произвести специальные работы с точки зрения выбора рациональных технологических схем применительно к условиям данного месторождения. Необходимо также изучить энергетические технико-экономические показатели, без учета которых выбор рационального

способа не может быть осуществлен. Считаем целесообразным их применение на конечном этапе, когда скважины будут эксплуатироваться с обводненностью продукции более 90% и возникает необходимость их перевода с их механизированных способов добычи нефти на УГПН [101].

Анализ условий применения УЭВНТ

Установки погружных винтовых электронасосов (УЭВНТ) предназначены для откачки пластовой жидкости повышенной вязкости из нефтяных скважин.

Наиболее эффективна эксплуатация этими установками скважин с низким коэффициентом продуктивности, большим газосодержанием, высокой вязкостью нефти в пластовых условиях.

УЭВНТ выпускают для пластовой жидкости температурой до 70 °С, максимальная вязкость которой равна 1.10^{-3} м^2/с, содержание мехпримесей не более 0,8 г/л, объемное содержание свободного газа на приеме насоса не более 50%, сероводорода – не более 0,01 г/л.

При эксплуатации установок в условиях отличных от указанных (повышенное содержание мехпримесей, газосодержания, температуры перекачиваемой жидкости, искривление ствола скважин), ресурс насоса снижается из-за износа рабочих органов, что ведет к преждевременному выходу его из строя.

На промыслах Туркменистана внедрены электровинтовые насосы немецкого производства марки NTZ-240.ДТ16. Теоретическая подача их составляет 15–30 м^3/сут, максимальная глубина спуска 1900 м, объемное содержание свободного газа на приеме насоса не выше 50%.

Практика их применения показала возможность использования их только в вертикальных скважинах и ненадежность, невозможность применения в искривленных скважинах. Фактическая подача насоса не выше 15 м^3/сут, нежелательно содержание мехпримесей, из-за низкого качества пластика эластомер быстро выходит из строя (в течение 1–1,5 месяца).

Таким образом, электровинтовые насосы с учетом вышесказанного имеют весьма ограниченную область применения и могут быть использованы на месторождении Корпедже в вертикальных, низкопро-

дуктивных скважинах с динамическим уровнем не ниже 1700м, при пластовой температуре откачиваемой жидкости не выше 70 °С и объемном содержании свободного газа на приеме насоса не более 50%.

Анализ условий применения газлифтного способа добычи нефти

На месторождениях Туркменистана, в том числе и Корпедже, широкое применение получил газлифтный способ добычи нефти.

Добывные возможности, а также надежность применения газлифтной эксплуатации показали, что она более эффективна, чем другие способы механированной добычи.

Условия подъема жидкости в газлифтной скважине, в основном, зависят от параметров самого подъемника, величины давления рабочего агента и параметров пласта. Наибольшую роль играет высота подъема жидкости. На месторождении Корпедже специфическими факторами являются: большая высота подъема, низкие дебиты, увеличение обводненности продукции во времени, наличие ресурсов рабочего агента (газа).

Практика газлифтной эксплуатации на данном месторождении доказывает целесообразность ее применения как при непрерывном, так и периодическом лифтировании жидкости. С целью наиболее эффективной эксплуатации, скважины с дебитами выше 30 т/сут рекомендуется эксплуатировать непрерывным газлифтом. Скважины, работающие с дебитами ниже 30т/сут, целесообразно эксплуатировать периодическим газлифтом. В условиях этого месторождения периодический газлифт является наиболее реальным, обеспечивающим проектные объемы добычи до конца разработки месторождения.

При изучении геолого-эксплуатационных характеристик месторождения было выявлено, что нефтяные и газовые пласты, чередующиеся в продуктивных горизонтах, изолированы между собой непроницаемыми прослойками, имеющими сравнительно большие толщины. В значительной мере газовые пласты по площади перекрывают нефтяные, что создает благоприятные условия для осуществления методов одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) нефтегазовых объектов одной скважиной. При этом целесообразно также частично использовать технологию внутрискважинного газлифта, наиболее эффективного способа эксплуатации, не требующего дополнительных капиталовложений.

4.6. Расчет газлифтных подъемников

Расчет газлифтных подъемников непрерывного действия сводится к определению длины, диаметра подъемных труб и удельного расхода газа.

Выбор диаметра лифтовых труб газлифтной скважины осуществляется в соответствии с объемом лифтируемой жидкости в области оптимального режима работы подъемника [102, 103]. Практика показывает, что в зависимости от дебита скважин, оптимальные размеры подъемников соответствуют данным приведенным в таблице 4.3.

Таблица 4.3

Оптимальные размеры подъемников

Показатели	Ед.измерения
Дебит скважины	т/сут
Диаметр подъемника	мм

В промысловых условиях, с точки зрения технологических и механических характеристик, неограниченную область применения имеют трубы марки «М» с диаметром проходного сечения 62 мм. Рекомендуется применять универсальную схему подъемника, обеспечивающего как периодическое, так и непрерывное лифтирование жидкости (Рис 4.1.).

Приведенная схема используется в скважинах с глубиной ввода газа до 3000 м. В скважинах с глубиной до 4000м и более используется компоновка подъемника, приведенная на рисунке 4.2.

Для максимального отбора жидкости необходимо создать минимальные давления на забое. Поэтому глубина спуска подъемных труб должна быть максимальной, т.е.

$$L = H - (20:30) \quad м$$

где H – расстояние до верхних дыр фильтра, м.

Для кольцевой системы (рабочий агент – газ нагнетается в кольцевое пространство) потребный удельный расход газа при непрерывном подъемнике определяется из выражения:

$$R = \frac{0{,}388\left[Lpg - (P_1 - P_2)\right]}{d^{0,5}(P_1 - P_2)Lg\dfrac{P_1}{P_2}},\ м^3/Т$$

где: P_1 – рабочее давление, Па (рабочее давление равно 7,4; 8,4; 10; 12 МПа);

P_2 – устьевое давление (минимально допустимое по условиям эксплуатации), принимаем равным P_2 = 0,8; 1,2 Мпа

ρ – плотность нефти принимаем равной 768; 796 кг/м^3;

g – ускорение силы тяжести (9,81 м/сек^2);

d – диаметр подъемных труб, м;

L – высота подъема жидкости, м.

Удельный расход нагнетаемого газа с учетом растворимости газа определяется из выражения:

$$R_{НАГН.} = R_{ПОТР} - \left[G_0 - \alpha \left(\frac{P_1 + P_2}{2} \right) \right] \left(1 - \frac{n_в}{100} \right), \; м^3 / т$$

где: G_0 – газовый фактор (по нефти), м^3/т;

a – коэффициент растворимости газа в нефти, а = 0,299 + + 0,308 м^3/т ат

$n_в$ – обводненность продукции,%.

Расчетные значения нагнетаемого удельного расхода газа для непрерывного газлифта приведены в таблице 4.4.

Оптимальный удельный расход нагнетаемого газа, рассчитанный при глубине ввода 2300, 2500 м ($P_{раб}$ = 6,4; 7,4; 8,4 МПа) равен, соответственно, 103174 и 150 ÷ 234 м^3/т и при глубине ввода газа 3000––3500м ($P_{раб}$ = 10; 12 МПа) равен, соответственно, 136 ÷ 242 и 154 ÷ ÷ 266 м^3/т.

Таблица 4.4

Расход газа для непрерывного газлифта

№ п	Давление рабочего агента, МПа	Удельный расход нагнетаемого газа, м /т при глубине ввода газа			
		2300 м	2500 м	3000 м	3500м
1.	при $P_{раб}$ = 6,4, P_y = 0,8	174	234	–	–
2.	при $P_{раб}$ = 7,4, P_y =0,8	104	149	349	–
3.	при $P_{раб}$ = 8,4, P_y = 1,2	103	150	385	419
4.	при $P_{раб}$ = 10, P_y = 1,2	–		242	266
5.	при $P_{раб}$ = 12, P_y = 1,2	–	–	136	154

Расчет установки периодического газлифта с камерой замещения

Для периодического газлифта, применительно к условиям эксплуатации месторождения Корпедже, рекомендуется оборудовать скважины камерой замещения однорядным лифтом с установкой в нижней части НКТ пакера и обратного клапана (Рис. 4.3). В этом случае кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной выполняет роль камеры замещения [104, 105, 106].

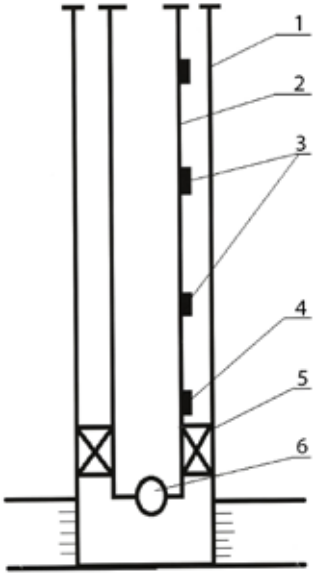


Рисунок 4.1. Схема универсального газлифтного подъемника

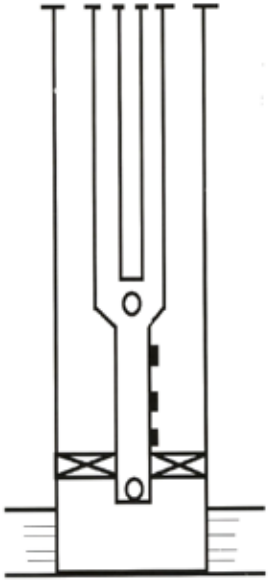


Рисунок 4.2. Схема ступенчатого газлифтного подъемника

1 – эксплуатационная колонна; 2 – лифтовые трубы; 3 – пусковые клапана; 4 – рабочий клапан; 5 – пакер; 6 – обратный клапан.

Снижение давления нагнетаемого газа для продавки жидкости обеспечивается установкой на колонне НКТ пусковых клапанов, а нижний (рабочий) клапан выполняет роль отсекателя, уменьшающего удельный расход газа.

Рабочее давление нагнетаемого газа определяется из выражения:

$$P_{раб} = \frac{h\gamma_н}{10} \cdot P_{тр} + P_у, кгс / см^2$$

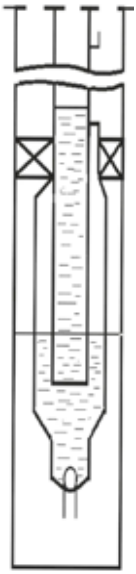


Рисунок 4.3. Схема подъемника для периодического лифтирования жидкости с камерой замещения

Высота столба жидкости, которая может быть вытеснена в подъемные трубы при полном использовании рабочего давления, будет:

$$h = \frac{(P_{раб} - P_{тр} - P_у)10}{\gamma_н} = \frac{\left(P_{раб} \cdot \frac{0{,}0064L}{d^{0,5}} \cdot P_у\right)10}{\gamma_н}, \ м$$

где: L – длина подъемника, м;

d – внутренний диаметр подъемных труб, d = 62 мм (2,5")

$P_{раб}$, $P_у$ – давление рабочее и устьевое, ат;

$\gamma_н$ – удельный вес нефти.

Длина камеры:

$$l_к = \frac{d^2}{d_{1k}^2} h$$

где $d_к$ – диаметр камеры, принимаем равным 4".

Объём жидкости, поднимаемый за один цикл при оптимальном расходе нагнетаемого газа:

$$q_{ц} = \left(h \cdot \frac{0{,}5\sqrt[3]{L^2}}{d^{0{,}5}\gamma} \right) \cdot f\gamma, \quad T$$

где f = 0,003 м – площадь внутреннего поперечного сечения 2,5" труб.

Расход газа в период нагнетания, соответствующий минимальному удельному расходу, составит:

$$V_0 = 1{,}1d^2\sqrt[3]{L^2},\ м^3/ч$$

Для периодического газлифта с отсечкой газа у камеры потребное за один цикл количество газа, приведенное к нормальным условиям, определяется из выражения:

$$V_к = f(L + h - l_к)\frac{P_{раб}}{P_o},\ м^3$$

Продолжительность периода нагнетания газа:

$$T_1 = \frac{60V_k}{V_0}$$

Продолжительность полного цикла:

$$T = \frac{q_{ц}V}{Q}, \quad мин$$

где: Q – дебит жидкости, т/сут

Продолжительность периода накопления жидкости:

$$T_2 = T - T_1,\ мин$$

Число циклов в сутки:

$$n = \frac{1440}{T}$$

Удельный расход газа на 1 тонну жидкости:

$$R_0 = \frac{V_k}{q_{ц}}, \quad м^3/т$$

Расчетные значения параметров периодического газлифта для скважин с высотой подъема с глубин 2500, 3000, 3500 м приведены в таблице 4.5.

Проектирование газлифтных подъемников, включая расстановку пусковых и рабочих клапанов, следует производить в соответствии со

Таблица 4.5.

Расчетные параметры периодического газлифта

L, м	d, мм	Pтр, МПа	$P_{раб}$, МПа	$P_у$, МПа	h, м	$l_к$, м	$q_ц$, т	$V_{ρ}$, $м^3$/ч	V_k, $м^3$	T_1, мин	T мин	$n_ц$, цикл	Q, т/сут	$R_ρ$, $м^3$/т	V, $м^3$/сут
2500	62	1,01	6,4	0,8	598	233,5	1,2	1266	550	26,06	115,2	12,5	15	458	6870
3000	62	1,21	8,4	0,8	828	323,5	1,71	1430	883	37,06	164,2	8,8	15	517	7755
3000	62	1,21	8,4	1,2	779	304,5	1,6	1430	876	41,5	153,6	9,4	15	547	8205
3000	62	1,42	10	1,2	928	362,3	2	1585	1219	46,2	192	7,5	15	610	9150

стандартными методиками [107, 108] с учетом свойств пластовых флюидов и проектируемых дебитов скважин.

В качестве газлифтных клапанов рекомендуются сильфонные клапаны типа Г-38 и Г-38Р, Г-25 и Г-25Р, устанавливаемые в карманах скважинных камер КТ 73–25 и КТ 73–38, К60–25 и К60–38. Минимальное потребное количество клапанов на одну скважину составляет 5÷6 [109, 110].

4.7. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при фонтанной и газлифтной эксплуатации скважин и технико-технологические мероприятия по увеличению добычи

При выборе режима фонтанирования (диаметра штуцера) необходимо, чтобы скважина имела оптимальный дебит при малом газовом факторе, давала меньше воды и песка, фонтанировала спокойно, без больших пульсаций. Только при выполнении этих условий удается обеспечить наиболее рациональное расходование пластовой энергии и длительное, бесперебойное фонтанирование скважины.

При выборе режима работы фонтанной скважины учитывают также и пластовые условия – близость контурной воды, возможность образования пробки в скважине, режим самого месторождения и др.

Основными причинами нарушения нормальной работы фонтанных скважин являются запарафинивание фонтанных труб,

образование песчаной пробки, разъедание штуцера, забивание штуцера или выкида парафиновыми осложениями и др [112, 113, 115].

Мероприятия по восстановлению режима эксплуатации скважин проводятся в зависимости от причины, вызвавшей его нарушение.

При образовании песчаной пробки в фонтанных трубах, вызвавшей падение буферного давления до нуля и прекращение подачи, применяют промывку насосом жидкости (нефти) в затрубное пространство для восстановления циркуляции и ликвидации пробки.

Значительное снижение давления в затрубном пространстве свидетельствует об образовании пробки на забое и о появлении воды, последнее обнаруживается взятием пробы из струи. При появлении воды необходимо увеличить давление на забой, уменьшив диаметр штуцера. Для устранения забойной пробки дают скважине поработать без штуцера или подкачивают в затрубное пространство нефть.

Падение давления на буфере при одновременном увеличении дебита скважины указывает на разъедание штуцера песком, в этом случае надо перевести фонтанную струю на другой выкид и тут же сменить штуцер.

Если указанным методом не удается ликвидировать песчаные пробки в подьемных трубах или на забое, то останавливают скважину для ремонтных работ, после выполнения, которых пускают ее в нормальную эксплуатацию.

Депарафинизация лифта является основным способом обеспечения нормальной эксплуатации фонтанных скважин. Наибольшее количество парафина откладывается в верхней части подъемных труб, на длине 400–1000 мот устья скважины и в промысловой системе сбора нефти, в которой выпадение парафина увеличивается в холодное время года. Против запарафинивания подъемных труб применяют несколько способов. Прежде всего, это меры режимного характера: уменьшение пульсации и периодичности фонтанирования, регулирование газового фактора с целью его максимального снижения.

Если эти меры результата не дают, необходима очистка подъемных труб от парафина.

Предусматривается 3 вида очистки от парафина: механическая, тепловая, химическая [111, 114].

Механическая очистка труб от парафина выполняется в процессе эксплуатации скважин без их остановки скребками различной конструкции.

При тепловом воздействии подъемные трубы подогревают паром, горячей нефтью, закачиваемыми в затрубное пространство скважины без ее остановки. Расплавленный парафин выносится струей нефти на поверхность, при этом расплавляется парафин и в выкидной линии. Тепловой способ не предупреждает отложения парафина в трубах, его применяют эпизодически, при благоприятных условиях и когда по каким-либо причинам не удается использовать другие более эффективные способы.

В качестве растворителя парафина предусматривается использование конденсата (газолин), который может добывается на месторождении в достаточном количестве.

Наиболее характерные осложнения при газлифтной добыче – появление песка и пробкообразование, отложение парафина в подъемных трубах и выкидных линиях.

Меры против поступления песка в скважину носят режимный характер и сводятся к ограничению депрессии, т.е. ограничению отбора жидкости. Величину отбора жидкости из газлифтных скважин регулируют путем изменения количества нагнетаемого рабочего агента, глубины погружения подъемных труб или их диаметра. Для предотвращения оседания песка в периоды наибольшего поступления его из пласта, не прерывая эксплуатацию, в затрубное пространство небольшими порциями подкачивают передвижным насосом нефть.

Иногда давление нагнетаемого в скважину газа резко увеличивается при одновременном прекращении подачи жидкости. Это может произойти из-за образования в подъемных трубах так называемой патронной песчаной пробки, которая перекрывает сечение подъемных труб, не давая выхода смеси нефти и нагнетаемого газа на поверхность. Для разрушения такой пробки газ нагнетают не в кольцевое пространство, а в подъемные трубы. Если таким способом не удается продавить пробку из труб на забой скважины, то приходится извлекать трубы.

При оборудовании скважин однорядным подъемником его заканчивают хвостовиком меньшего диаметра, чем основная колонна

НКТ. Спуск подъемных труб с хвостовиком до фильтра облегчает условия выноса песка жидкостью на поверхность и предотвращает образование песчаных пробок.

Мероприятия, предотвращающие отложения парафина в подъемных трубах при газлифтной эксплуатации скважин, и способы очистки труб от парафина аналогичны применяемые при фонтанной эксплуатации.

С падением пластовых давлений и обводнением пластов на некоторых этапах разработки в газоконденсатных месторождениях западной части Туркменистана предусматривается совершенствование газлифта. Предлагается колонну подъемных труб, снабженных скважинными камерами с расположенными в них газлифтными клапанами (пусковыми и рабочим), устанавливать в эксплуатационной колонне на пакере. Тем самым исключается влияние нагнетаемого газа на приток жидкости в скважину. Предусматривается проведение исследовательских работ по оптимизации режимов работы газлифтных скважин по известным методикам для определения оптимального дебита.

Также необходимо оснащение системы газлифтного газораспределения регулирующей и измерительной аппаратурой.

Все меры, указанные выше, направлены на увеличение и стабилизацию добычи газлифтным способом и уменьшение объемов нагнетаемого газа.

На разрабатываемых газоконденсатных месторождениях с истечением времени эксплуатации количество газлифтных скважин будет расти, т.к. с прекращением фонтанирования скважин возникает невидимость их перевода на механизированный способ.

При существующих режимах газлифтных подъемников глубина ввода рабочего агента (газа) находится в пределах 1400–3000 м, ввод газа в подъемник осуществляется через отверстия (панчеры) временно заменяющие рабочие клапана.

Подача газа к газлифтным скважинам осуществляется из газопровода по отдельным газонагнетательным линиям при рабочих давлениях 6,2–11 МПа.

Для работы подъемника с наибольшей эффективностью, т.е. с минимальным удельным расходом, необходимо чтобы подъемник рабо-

тал на режиме оптимального дебита, для чего необходимо наибольшее погружение под динамический уровень, т.е. длина подъемника должна быть равна глубине скважины. Минимальный удельный расход при режиме максимальной подачи обеспечивается при условии, если относительное погружение $\xi = 0{,}5$, а для оптимального режима относительный максимальный дебит будет $\xi = 0{,}6$.

Эксплуатируемые газлифтные скважины необходимо оптимизировать согласно существующих методик. Согласно расчетам, в газлифтных скважинах с точкой ввода газа 2300–2500 принимаем рабочее давление $P_{раб} = 6{,}4; 7{,}4; 8{,}4$ МПа, а в скважинах с глубиной ввода газа 3000–3500 м – 10 ÷ 12 МПа. На газоконденсатных месторождениях необходимо реализовать компрессорный газлифт по замкнутому циклу с качественной подготовкой газа для нужд газлифта и дальнейшей подачей газа в экспортный газопровод.

Глава V. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

5.1. Предложение по улучшению системы сбора, подготовки и транспорта природного и попутного газа

Рассмотрим особенности энерготехнологического комплекса газоконденсатного месторождения на примере Западной части Туркменистана, включающего добывающие скважины, систему сбора, систему подготовки и компримирования добываемого газа в аспекте целесообразности (необходимости) изменения (реконструкции) на перспективу, охватываемую составляемым проектом разработки месторождения [116].

Компрессорной станции (КС) предусматривается:

1. компримирование попутного газа, поступающего на прием КС по газопроводу в трех ступенях сжатия: от 0,3 МПа до 7,5 МПа;

2. компримирование попутного газа, поступающего на прием КС по сборным газопроводам с нефтегазосборных пунктов (ДНС-1 и ДНС-2) по месторождениям;

3. компримирование природного газа самого газоконденсатного месторождения, поступающего на прием КС по подводящему сборному газопроводу, подключенному к соответствующим групповым замерным установкам (ГЗУ).

Технико-технологическими особенностями КС являются также:

– наличие на компрессорной станции двух агрегатов (с системами охлаждения) первой и второй ступеней сжатия попутного газа от входного давления 0,3 МПа до давления 2,8 МПа, являющегося входным давлением на концевую (третью) ступень сжатия;

– наличие на компрессорной станции трех агрегатов на третьей ступени сжатия, один из которых предназначен для сжатия попутного газа, а два других для сжатия природного газа, поступающего

непосредственно на концевую ступень сжатия из подводящего газопровода природного газа;

– наличие системы охлаждения газа методом низкотемпературной механической рефрежерации, т.е. методом низкотемпературной конденсации, которая обеспечивается за счет выработки холода на парокомпрессионных машинах с использованием хладагента – фреона [117].

Ресурсы газа, которые могут быть утилизированы (направлены потребителю с требуемым качеством газа) через КС однозначно равны ее проектной производительности в год при сохранении указанного выше давления на входе в КС по двум потокам газа.

Особенностью эксплуатации УКПГ (установка комплексной подготовки газа) на текущем этапе разработки месторождения является необходимость поддержания на входе в установку давления, обеспечивающего требуемое качество экспортного газа, т.е. получение установленных контрактом на поставку газа точек росы по воде и углеводородам.

Произведенным текущим анализом параметров работы УКПГ выявляется дефицит пластовой энергии давления газа, поступающего на УКПГ в режимах, соответствующих проектной производительности.

Отмечаем, что общий (интегральный) эффект охлаждения газа по технологии низкотемпературной сепарации газа с применением рекуперативного теплообмена в значительной степени зависит от типа, установленного теплообменника т.е. его конструктивных особенностей и площади теплообменной поверхности [118, 119].

Установленные на УКПГ теплообменники обеспечивают практически двукратное по отношению к дроссельному эффекту Джоуля-Томпсона снижение температуры газа, поступающего в низкотемпературный сепаратор.

Формула для определения требуемого оперативного значения температуры сепарации газа (в низкотемпературном сепараторе) представляется в виде:

$$T_{сеп} = T_{вх} - \Delta T_{др} - \Delta T_{то}$$

$T_{вх}$ – температура газа на входе в УКПГ;

$\Delta T_{др}$ – снижение температуры на дросселе за счет эффекта Джоуля Томпсона:

$$\Delta T_{др} = \frac{\Delta P}{\varepsilon}$$

$\Delta P_{др}$ – перепад давления на дросселе, МПа; ε – коэффициент Джоуля – Томпсона, определяемый термодинамическими условиями дросселирования и принимаемый ε = 0,27 МПа/°С;

$\Delta T_{о}$ – понижение температуры газа в теплообменнике, которое по эксплуатационным данным представляется в виде:

$$\Delta T_{то} = 2\Delta T_{др}$$

Критическое значение давления на входе в УКГТГ, при котором выполняются условия подготовки кондиционного газа, определяется по соотношению:

$$P_{вх.кр.} = P_{тр} + P_{др}$$

где $P_{тр}$ – давление в начале газопровода (на выходе из УКПГ), которое, в свою очередь, определяется в зависимости от величин требуемого давления в конце трубопровода и потерь давления в трубопроводе;

$$P_{тр} = P_{кон} + \Delta P_{г.п.},$$

где: $P_{кон}$ – концевое давление, принимаемое по условиям поставки газа равным 5,6 МПа.

В результате расчетов по приведенным соотношениям необходимый перепад давления на УКПГ для получения кондиционного газа с точкой росы по воде $T_{р.в.}$ = 0 °С, составляет в летний период ΔP ~ 3,0 МПа и в зимний период ΔP ~ 1,5–2,0 МПа, что соответствует необходимости

$$P_{Тр} = P_{кон} + \Delta P_{г.п.},$$

где: $P_{кон}$ – концевое давление, принимаемое по условиям поставки газа равным 5,6 МПа.

В результате расчетов по приведенным соотношениям необходимый перепад давления на УКПГ для получения кондиционного газа с точкой росы по воде $T_{рв}$ = 0 °С, составляет в летний период ΔP ~ 3,0 МПа и в зимний период ΔP ~ 1,5–2,0, что соответствует необходимости обеспечивать на входе в УКПГ давление $P_{вх}$ ~ 9,5 МПа в летний период и 8,5 МПа в зимний период [120].

Ресурсы газа высокого давления, обеспечивающего его подготовку до требуемых кондиций на УКПГ, соответствующие приведенным

выше расчетным значениям входного давления, определяются в данном проекте разработки месторождения на рассматриваемую перспективу.

В связи с проектируемым на перспективу снижением ресурсов газа высокого давления для поддержания работы УКПГ в режимах, обеспечивающих подготовку газа до экспортной кондиции, требуется безотлагательное строительство дожимной компрессорной станции.

5.2. Конструкция газоконденсатных скважин и анализ технологических режимов их работы по устьевым параметрам

Проблема определения количества, добываемого на газовом месторождении Западного Туркменистана газового конденсата (кроме задач, решаемых при целенаправленнных глубинных исследованиях скважин) непосредственно связана с измерениями дебитов скважин по газу на групповых замерных установках, работа которых в настоящее время имеет существенные особенности.

Групповые замерные установки оборудованы измерительными комлексами типа «ДЕМАГ», которые должны были в проектном варианте работы обеспечить автоматическое измерение дебитов газа и конденсата в длительном режиме работы каждой скважины, подключенной к замерной установке.

В настоящее время, (в особых условиях эксплуатации месторождении), комплекс оборудования фирмы «ДЕМАГ» используется для кратковременных измерений дебита газа с замером количества конденсата после его сепарации в накопительной емкости, что для высокодебитных скважин не может обеспечить достаточно высокой точности измерений, производящихся в ручном режиме опорожнения накопительной емкости в дополнительный мерник с разгазированием конденсата. При этом фактически измеряемый в мернике объем недостаточен для уточненного определения дебита высокопродуктивной скважины по конденсату [121, 122].

Для уточненного определения дебита необходимо восстановление местной автоматики (без связи с общей системой автоматического управления), обеспечивающей функционирование отдельных

аппаратов комплекса вручном режиме измерения с определением объемов дебита жидкости в тарированных горизонтальных сосудах высокого давления с прослеживанием в них уровня, что предусмотрено проектным вариантом работы измерительного комплексах.

Особенностью газосборной системы газовых месторождений является подача природного газа в нефтяные скважины в качестве рабочего агента.

Определение количества газа, подаваемого на газлифт из скважин – источников рабочего агента, производится по значениям суточных дебитов скважин, полученных при измерениях на ГЗУ (групповая замерная установка). Количество газа, потребляемое каждой газлифтной скважиной из общего подводящего коллектора, определяемся расчетом расхода газа через устьевой штуцер известного диаметра (6–8 мм) при фактических значениях давления в затрубном пространстве скважины и в коллекторе, т.е. по перепаду давления на штуцере.

На газлифт подается газ из скважин с пониженным давлением, недостаточным для технологического режима работы УКПГ (установка комплексной подготовки газа).

Скважины, имеющие пониженные буферные давления, в настоящее время подключены к сепарационной установке (на территории первично сооруженной УНТС (установка низкотемпературной сепарации)) и газ из них направляется в магистральный газопровод.

На многопластовых газовых месторождениях Западного Туркменистана типовые конструкции скважин соответствуют геолого-техническим условиям строительства и эксплуатации скважин различной глубины в соответствии с параметрами разрабатываемых залежей:

Данные подвески скважины для горизонта НК-8:

1. Диаметр эксплуатационной колонны d=140мм.
2. Диаметр НКТ d = 73 мм.
3. Глубина спуска НКТ = 4050м.
4. Диаметр подъемной колонны НКТ = 4060–4066м.
5. Тип фонтанной арматуры – «Воронеж – 765».

Данные подвески скважины для горизонта НК-7а:

1. Диаметр эксплуатационной колонны d=146–168мм. (комбинированная).

2. Диаметр НКТ d = 73 мм.
3. Глубина спуска НКТ = 2835м.
4. Диаметр подъемной колонны НКТ = 2850–2870м.
5. Тип фонтанной арматуры – «Румыния – 156».

Данные подвески скважины для горизонта VIII-в:

1. Диаметр эксплуатационной колонны d=140 мм.
2. Диаметр НКТ d = 73 мм.
3. Глубина спуска НКТ = 1686м.
4. Диаметр подъемной колонны НКТ = 1696–1702м.
5. Тип фонтанной арматуры – «Воронеж – 765».

Как следует из приведенных конструкций скважин, подъемные колонны спущены до уровня фильтров, чем предусмотрены наилучшие условия выноса жидкости, поступающей на забой скважины.

Диаметр подъемных труб (73 мм) следует считать оптимальным, обеспечивающим достаточно высокие скорости потока в трубах и в то же время ограничивающим гидравлические потери при движении в трубах газожидкостного потока с высокими скоростями, что, в конечном счете, обеспечивает максимальное устьевое (буферное) давление и, соответственно, максимальное использование энергии пласта для транспорта и подготовки газа.

На текущем этапе разработки месторождения, в связи с падением пластового давления в залежах, значительное количество скважин эксплуатируется в режимах с накоплением жидкости в стволах скважин, что установлено на основе расчетов, произведенных в соответствии с временной инструкцией [123]. Используемый в данной инструкции упрощенный метод расчета скоплений жидкости на забоях скважин по разности между затрубным и буферным давлением скважины (не учитывающий величины гидравлических потерь) использован для оценки жидкостных скоплений различных скважин на газовых месторождениях.

Это дает основание рекомендовать применение поверхностно-активных веществ для выноса жидкости из скважин с целью уменьшения противодавления на пласт и соответствующего повышения давления на буфере скважины.

Учитывая значительный дебит скважин по конденсату и появление в сскважинах в ряде случаев большого количества воды, процессу вспенивания подлежит водоконденсатная смесь, для которой предпочтительно применение композиций различных ПАВ и, в частности, смеси ионогенных и неионогенных ПАВ [124].

На начальном этапе применения ПАВ для выноса жидкости с забоев предлагается метод разовых закачек расчетных объемов растворов ПАВ в затрубное пространство скважин с переходом в дальнейшем на ввод в скважину твердых ПАВ с продленным сроком воздействия на скважинные флюиды.

5.3. Анализ конструктивных особенностей существующих комплексов оборудования для одновременно раздельной эксплуатации газоконденсатных пластов

На многопластовом месторождении Корпедже газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи встречаются на различных глубинах и характеризуются различными параметрами.

Альтернативой разработки месторождения путем бурения скважин на каждую из многочисленных залежей является способ разработки, основанный на одновременно раздельной эксплуатации пластов одной скважиной, пробуренной до нижнего пласта, что дает значительный экономический эффект от сокращения затрат на бурение большого числа скважин [125, 126].

В связи с этим приводятся и анализируются различные схемы ОРЭ применительно к оптимальным конструкциям скважин, применяемым в практике бурения на месторождении Корпедже в соответствии с фактическими геолого-техническими условиями.

Разработка предложений по выбору технологии ОРЭ и рационального комплекса оборудования согласуется с общими требованиями к данному способу эксплуатации многопластовых месторождений.

В соответствии с общими требованиями технико-технологические решения по ОРЭ должны обеспечивать:

– получение оптимальных дебитов по каждому из эксплуатируемых пластов (в соответствии с проектом разработки);

– возможность оперативного регулирования общего дебита скважины при рациональном соотношении дебитов отдельных пластов;

– проведение исследовательских работ с определением характеристик каждого из пластов;

– эффективное проведение операций по освоению и глушению пластов и скважины в целом;

– возможность эффективного проведения ремонтных работ;

– наличие элементов в комплексе оборудования, обеспечивающих предотвращение открытого фонтанирования скважины;

– возможность проведения химреагентных воздействий как на поток флюидов в НКТ, так и на эксплуатируемые пласты (ингибиторами гидратообразования и др.).

Принимаемые технико-технологические решения могут значительно различаться для конкретных различных условий газоконденсатных месторождений [127, 128].

При этом выполнение всех вышеперечисленных требований с максимальной полнотой может оказаться невозможным в каких-то специфических условиях. Особенно значимыми являются факторы глубины скважин и диаметра обсадных колонн. Большая глубина скважин (как в случае месторождения Корпедже) и малый диаметр эксплуатационных колонн значительно ограничивают возможности применения внутрискважинного оборудования, отвечающего конструктивно всем требованиям, предъявленным к ОРЭ газовых пластов.

Задачей анализа существующих комплексов оборудования для ОРЭ являлось определение реального варианта разработки газоконденсатного месторождения Корпедже с применением способа ОРЭ двух пластов одной скважиной.

Анализировались скважинные комплексы оборудования, включая оборудование иностранных фирм, в сопоставлении с данными о конструкции газовых скважин месторождения Корпедже.

За основные показатели технологической характеристики комплексов оборудования приняты:

2. рабочее давление;

3. максимальный отбор газа;

4. условный диаметр подъёмных труб;

5. минимальный диаметр проходного отверстия;

6. диаметр прохода сменных насадок дросселя;

7. условный диаметр эксплуатационной колонны (подходящий для данного комплекса);

8. наружный диаметр пакера;

9. максимальная глубина спуска пакера;

10. рабочая среда;

11. максимальная температура рабочей среды;

12. габариты и масса пакера (без подъёмных труб).

Анализировались комплексы:

13. Установка УФК с концентрической подвеской насосно-компрессорных труб для одновременно-раздельной добычи газа из двух пластов фонтанным способом.

14. Установки типов УПГ и УГ с параллельной подвеской насоснокомпрессорных труб для одновременно-раздельной добычи газа.

15. Комплекс типа КСГ для эксплуатации одного запакерованного газового пласта с забойным регулированием дебита.

Из рассмотрения приведенных материалов следует, что комплексы УФК, КПГ и УГ не могут быть применены в представленных модификациях для оборудования газовых скважин месторождения Корпедже, так как требуют большего диаметра эксплуатационной колонны (146–168 мм) и рассчитаны на значительно меньшее рабочее давление.

Аналогичные комплексы оборудования с параллельной подвеской НКТ и с концентрической подвеской НКТ иностранных фирм, доступных для нашего рассмотрения модификаций, рассчитаны на меньшее рабочее давление и не могут быть непосредственно применены для скважин месторождения Корпедже.

Детальное рассмотрение комплекса оборудования типа КСГ приводит к выводу о возможности его применения на месторождении Корпедже при внесении некоторых изменений в общую компоновку элементов, что допустимо, так как каждый из элементов комплекса (выше пакера) выполняет свои функции независимо от остальных узлов.

Наше предложение основано на том, что в упрощенном варианте ОРЭ (комплекс КСГ мог бы выполнить все свои регламентные функции по отбору газа из пласта, находящегося в подпакерной зоне с регулированием его дебита с помощью «глубинного» дросселя. В тоже время в колонну НКТ выше пакера возможно ввести продукцию верхнего пласта (с соответствующим конструктивным оформлением узла ввода). При этом колонна НКТ должна быть укомплектована в зоне верхнего пласта одним циркуляционным клапаном (для одновременного освоения и глушения обоих пластов), а осуществленный в результате такой компоновки раздельный отбор газа из двух пластов может быть проконтролирован по дебитам путем изменения давления в НКТ в зоне подключения верхнего пласта.

Информативность исследовательских работ может быть доведена до приемлемого уровня при производстве расчетного определения давления в кольцевом пространстве на уровне верхней зоны перфорации эксплуатационной колонны (т.е. на уровне верхнего пласта) по известному затрубному давлению.

При известной площади сечения дроссельных отверстий (насадок) на входе газа верхнего горизонта в НКТ возможно определение дебита верхнего пласта и далее – расчетное определение дебита нижнего пласта по суммарному дебиту скважины, измеренному на ГЗУ.

Важным необходимым элементом такой компоновки оборудования является обратный клапан, встроенный в камеру ввода газа верхнего горизонта в колонну НКТ.

Необходимость установки обратного клапана определяется существенным различием в пластовых давлениях объектов, продукция которых объединяется в общей колонне НКТ.

Для такой схемы ОРЭ важным технологическим фактором является соотношение величин проектируемых депрессий на эксплуатирующиеся пласты.

При совместном подъёме продукции пластов НК-7д и НК-7г по одной колонне НКТ следует учитывать достаточно большое различие в депрессиях на верхний и нижний пласты и относительно малую величину депрессии на верхний пласт, обеспечивающей заданный отбор газа.

Очевидно, что если в скважине, оборудованной по предлагаемому варианту и работающей при депрессии на верхний пласт ΔP = 23,9кгс/см^2 и на нижний пласт ΔP = 92,5 кгс/см^2, по каким-либо причинам давление на уровне верхнего пласта увеличится, например, на 25 кгс/см^2, то это будет означать возникновение репрессии на верхний пласт при работающем нижнем пласте (со сниженным дебитом), т.е. переток газа из нижнего пласта в верхний.

Причиной увеличения давления в фильтровой зоне скважин может быть, например, загидрачивание НКТ в приустьевой зоне или в шлейфе скважины с соответствующим увеличением устьевого давления. Опасность межпластовых перетоков несколько снижается при совместной эксплуатации горизонтов в отдаленный период разработки месторождения, что, однако не изменяет общих требований к применяемому комплексу оборудования.

5.4. Уточнение параметров эксплуатации и учет потерь давления в забойном оборудовании для ОРЭ скважин

Подъем продукции двух пластов в скважине по одной колонне НКТ приводит к значительному перепаду давления между фильтровой зоной и устьем скважины, что потребовало специальных расчетов температурного режима работы скважин для выявления условий гидратообразования в приустьевой зоне НКТ.

Используя методику, изложенную в [129], расчеты производили по формуле:

$$T_x = T_{заб} - \Gamma_x \frac{1 - e^{-a_м x}}{a_м} \left[\Gamma м - \frac{D_i (P_з - H_x}{x} \right] \beta \qquad (5.1)$$

где T_x – температура газа на глубине x, °С;

Γ – средний геотермический градиент, °С/м;

D_i – дифференциальный коэффициент Джоуля-Томсона в стволе скважины. °С/кгс/см^2;

P_x – давление на глубине x, кгс/см^2;

A – термический эквивалент механической работы, 1/427, ккал/кг*м; $(P + P)$

C_p – средняя теплоемкость газа при $P_{ср} = \frac{(P_{заб} + P_x)}{2}$ ккал/кгс;

a – коэффициент, $\alpha = \frac{2\pi\pi}{GCf(\tau)}$;

здесь λ – теплопроводность горных пород, ккал/м *час*°С;

$f(\tau)$ – безразмерная функция времени $f(\tau) = Ln(1 + \sqrt{\frac{\pi\lambda_g\tau}{C_n R_c^2}}$;

Расчет произведен для проектируемой (условной) скважины, предназначенной для одновременно раздельной эксплуатации (ОРЭ).

Рассчитывается температура на устье скважины при следующих принятых данных:

Суммарный дебит по газу ΣQ_z = 54 тыс. м^3/сут;

Давление забойное (НК7д) $P_{заб}$ = 398 кгс/см^2;

Устьевое давление (до штуцера) P_y = 215 кгс/см^2;

Суммарный расход конденсата (жидкости) $G_к$ – 1108,33 кг/час;

Суммарный весовой дебит смеси $G_{см}$ = 18052,45 кг/час;

Температура забойная $T_{заб}$ =73 °С;

Расчетная длина НКТ $x = H$, H = 3360м;

Геотермический градиент $Г$ = 0,023 °С/м;

Средний коэффициент теплопроводности пород λ_n = 3 ккал/м ·час·°С; Объемная теплоемкость горных пород C_n = 4,697 ккал/кг°С;

Термический эквивалент механической работы A = 2,34· · 10^{-3}ккал/кг·м.

В соответствии с методикой расчетов, задаваясь конечной температурой, соответствующей равновесным условиям гидратообразования (T= 23 °С при P_y = 215 кгс/см^2) после определения приведенных значений давления и температуры:

$$P_{пр} = \frac{P_{ср.}}{P_{кр.}} = 6,51$$

где $P_{кр}$ – критическое давление,

$$T_{пр} = \frac{T_{ср.}}{T_{кр.}}$$

где $T_{кр.}$ – критическая температура

по соответствующим функциональным зависимостям, определены:

– теплоемкость смеси $C_p = C^0{}_p + \Delta C_p = 17,26 \frac{ккал}{кмоль^0 C}$,

где $\Delta Cp = f(T_{пр}, P_{пр})$

– функция $f(D_i) = 0.4$ (по величинам $P_{пр}$ и $T_{пр}$)

Далее определена величина коэффициента Джоуля-Томсона

$$D_i = \frac{T_{кр} f(D_i)}{P_{кр} C_p} = 0{,}158 \frac{^0C}{кгс/см^2}$$

После подстановки в формулу (5.1) получили T = 23,7 °С, что соответствует равновесному условию гидратообразования для газа с относительной плотностью $\overline{\rho} = 0{,}6$.

Результат расчета в части определения коэффициента Джоуля-Томсона проверялся также по аналитической формуле И. А. Чарного, выведенной на основе термодинамических расчетов в соответствии с моделью реального газа Вандер-Ваальса [131, 132].

Средний дроссель эффект по И. А. Чарному вычисляется по формуле:

$$T_o - T = \frac{(k-1)T_{кр.}(P_o - P)(7{,}12T_{кр.} - T_o)}{8kT_oP_{кр}} \qquad (5.2)$$

где T_0 – начальная температура дросселируемого потока, °К;

κ = 1,3 – показатель адиабаты;

$T_{кркр}$ = 190,55 °С по условиям расчета;

$P_{kp} = 46.95 \frac{кгс}{см^2}$ по условиям расчета;

$P_0 = 397 \frac{кгс}{см^2}$ – начальное давление до дросселирования;

$P = P_y = 215 \frac{кгс}{см^2}$ – конечное давление (устьевое).

В результате вычислений получаем перепад температуры $(T_0 - T)$ равный 62,05° К и конечную температуру $T_к$ = 10,95 °С, что соответствует коэффициенту Джоуля -Томсона $D_i = 0.024 \frac{^\circ C}{кгс/см^2}$ с учетом поправочного (понижающего) коэффициента И. А. Чарного, учитывающего несовершенства принятой при выводе формулы модели реального газа [130].

С учетом полученного во втором расчёте значения коэффициента Джоуля-Томсона приходим к положительному выводу о возможности гидратообразования в приустьевой зоне скважины, работа которой рассчитана по заданным условиям и, необходимости предусматривать

в комплексе оборудования возможность подачи ингибитора гидратообразования в колонну НКТ (в зоне подключения верхнего пласта).

Учет потерь давления в забойном оборудовании производится в тех случаях, когда пласты высокодебитные и дебит сильно зависит от незначительного изменения депрессии на пласт.

Наиболее характерными элементами подземных комплексов при определении «дополнительных» потерь давления (по отношению к общему перепаду давления в колонне НКТ) являются пакеры и клапаны. Разработаны практические методики определения потерь давления в забойном оборудовании, например, изложенные в [129]. Конструктивные особенности применяемых в странах СНГ и иностранными фирмами пакеров и клапанов-отсекателей позволяют определить потери, возникающие в них, как потери давления при прохождении газа через отрезок трубы или диафрагму.

Расчеты произведенные нами по методике, изложенной в [129], для входящего в комплекс КСГ пакера (расчет потерь давления в отрезке трубы при параметрах потока, приведенных к среднему по длине сечению пакера) показали, что потери давления не превышают $\Delta P = 3 \frac{кгс}{см^2}$ для горизонтов НК-7д и НК-7 г.

Расчеты потерь в клапанах различных конструкций, в том числе иностранных фирм, на базе зависимостей коэффициентов расхода клапанов от их диаметров определяют потери давления в них в области $\Delta P = 3 - 4 \frac{кгс}{см^2}$

При сравнении потерь давлений в забойном оборудовании по сравнению с величинами депрессии на пласты, установленными условиями их разработки, сделан вывод о том, что учет этих потерь не влияет на принятые технико-технологические решения и позволяет использовать фонтанную арматуру, применяющуюся по базовому варианту ОРЭ на месторождении Корпедже.

5.5. Выбор скважинного оборудования для одновременно сместного отбора газа из двух продуктивных пластов одной колонной НКТ

При анализе доступной нам технической документации (рекламного характера) было установлено, что для одновременно совместного отбора газа из двух пластов с подъемом их продукции на поверхность с одним лифтом колонны НКТ на месторождения Корпедже принципиальная возможность применение комплекса оборудования фирмы Cummings Oil Tools Inc., предназначена для эксплуатации двух пластов. Это соответствует принятой нами базовой технологии ОРЭ и является технической альтернативой варианту оборудованию скважины на базе комплекса КСГ.

Принципиальная функциональная схема комплекса оборудования фирмы приведена на рис. 5.1 с конструктивными уточнениями, приведенными на рис. 5.2.

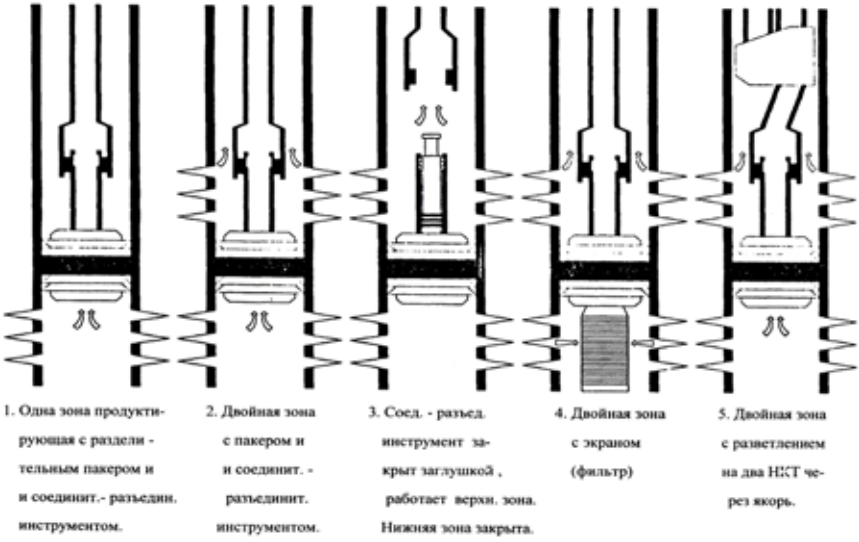


Рисунок 5.1. Функциональная схема комплекса оборудования КГС для одновременно раздельной эксплуатации двух пластов

Сущность этой технологической схемы можно определить, как вариант планово-оперативного регулирования работы пластов, что осуществляется путем установки на соответствующих глубинах ре-

гулирующих дроссельных устройств, обеспечивающих любое соотношение дебитов газа двух пластов [133].

Рисунок 5.2. Внутрискважинное оборудование для одновременно раздельной эксплуатации двух пластов месторождения Корпедже

Данная компоновка характерна тем, что она не исключает при некоторых условиях возникновения перетока газа из одного пласта

в другой, но, в тоже время, предоставляет возможности осуществления регулирующего воздействия на любой из двух эксплуатирующихся пластов с целью вывода скважины на расчетный режим эксплуатации. Регулирующее воздействие (смена дроссельных устройств) осуществляется с поверхности с помощью канатной техники при герметичном устье работающей скважины.

Компонентный состав газа (практически полное отсутствие агрессивных примесей) и проектируемые параметры разработки продуктивных пластов не исключают возможность ОРЭ двух пластов с подъемом продукции верхнего пласта по затрубному пространству.

Технология и техника такого способа ОРЭ хорошо изучена и апробирована на различных месторождениях, и могла быть применена при использовании комплекса оборудования типа КСГ. Однако реализация такой технологической схемы не может быть рекомендована для месторождения Корпедже, что связано с проблемой надежности эксплуатационных колонн. Так, при использовании эксплуатационной колонны в качестве гидравлического канала, возможны значительные колебания давления в приустьевой зоне с соответствующими изменениями напряженного состояния колонны и, как следствие, с опасностью возникновения межколонных проявлений [134].

При анализе фактических данных по эксплуатации фонда газовых скважин выявляются случаи дефектов эксплуатационных колонн.

Это при реализации схемы ОРЭ предопределяет некоторые изменения в рекомендованной компоновке подземного оборудования, а именно необходимость установки второго пакера над верхним продуктивным горизонтом.

Установка пакера над верхним продуктивным горизонтом дает возможность снизить давление в кольцевом пространстве скважины между эксплуатационной колонной и колонной НКТ (до пределов, определенных допустимым перепадом давления на пакере). Особенно эффективно снижение давления в приустьевой зоне скважины в случае заполнения кольцевого пространства какой-либо жидкостью (что одновременно снижает перепад давления на пакере).

При установке второго пакера над верхним продуктивным пластом нужно учитывать, однако, единовременное введение ряда тех-

нологических ограничений, а именно затруднение при освоении и глушении скважины, подачи ингибиторов и т.д., кроме того ограничивается возможность контроля за давлением в фильтровой части верхнего пласта [135].

При таком варианте компоновки подземного оборудования скважины контроль за разработкой пластов можно вести либо глубинными, например, геофизическими приборами (расходометрия, манометрия) в интервалах выше и ниже верхнего пласта, либо при выборочном устьевом регулировании дебита одного пласта при глушении другого постановкой с помощью канатной техники соответствующей заглушки (разъединительного инструмента), как это предусмотрено рекомендуемыми комплексами оборудования.

Другим существенным изменением конструктивного варианта ОРЭ по рекомендованной принципиальной схеме является применение в 140 мм эксплуатационной колонне 3" НКТ, что значительно снизит потери давления в колонне НКТ.

Однако при, таком варианте компоновки оборудования трубы диаметром 3" должны быть заменены на 2,5" в зоне установки пакеров, так как конструктивные размеры пакера должны быть согласованы как с диаметром эксплуатационной колонны, так и с диаметром колонны НКТ. В рекомендуемом комплексе оборудования КСГ конструкция пакера соответствует именно такому соотношению диаметров эксплуатационной и НКТ колонн.

Технологические возможности рекомендованного к применению комплекса КСГ, также, как и оборудования инофирм, расширяются при размещении их в эксплуатационных колоннах диаметром 168мм. При этом в составе комплекса КСГ может быть применен пакер с двумя проходными отверстиями, т.е. осуществлена схема ОРЭ с подъемом продукции различных пластов по двум колоннам лифтовых труб.

Аналогичные возможности предоставляются и при применении оборудования фирмы Cummings Oil Tools Inc.

Произведенный обзор материалов, рекламирующих газонефтепромысловое оборудование выявил значительно большие функциональные возможности подземного оборудования, соответствующего эксплуатационным колоннам не менее 168 мм, что дает основание ре-

комендовать использование этих колонн при проектировании строительства скважин на ближайшую перспективу, имея целью повышение эффективности и надежности ОРЭ на месторождении Корпедже.

5.6. Определение добычи конденсата газового месторождения при разработке методом одновременно раздельной эксплуатации

Расчеты добычи конденсата по годам разработки являются методологически не до конца решенной задачей [136]. Инструкциями [137] и правилами разработки газоконденсатных месторождений предусматривается определение величины коэффициента извлечения конденсата из пласта на данный период разработки месторождения. Для этого используют кривые дифференциальной конденсации, полученные экспериментально или расчетным путем.

Получают изотермы конденсации при температуре, соответствующей температуре пласта. Наиболее достоверными такие изотермы получаются в результате совмещения экспериментального и расчетного методов. Полученные изотермы конденсации дают возможность определить потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе на любой прогнозируемый период разработки любого пласта и рассчитать добычу конденсата за любой рассматриваемый интервал времени.

Фактический удельный выход конденсата, по которому необходимо вести расчет добычи конденсата за рассматриваемый период, должен быть определен в соответствии с соотношением:

$$q_к^{ф} = [\overline{q_к^{ном}} - q_к^{тов} - q_к^{ном}]$$

где – $q_к^{ф}$ фактический выход конденсата, г/нм^3;

$\overline{q_к^{ном}}$ – потенциальное содержание конденсата в пластовом газе на расчетный период, г/нм^3;

$q_к^{тов}$ – содержание углеводородов С5+выше (стабильного конденсата) в товарном газе, подаваемом из УКПГ в газопровод, г/нм^3;

$q_к^{ном}$ – технологические потери конденсата при подготовке на УКПГ, г/нм^3. Добыча конденсата за планируемый период должна быть рассчитана по формуле:

$$G_к = q_к^{факт} - V_г \ (т/год)$$

где $V_г$, -объем добычи газа за рассматриваемый период, м^3

По данным комплекса исследований составов товарного газа, выходящего из УКПГ Корпедже, среднее содержание в газе углеводородов С5+выше составляет:

$$\sum C_5 = 0{,}08\% мол. \ C_{6+выше} = 0{,}02\% мол.$$

При моллекулярных массах этих углеводородов:

$$M_{c5} = 72{,}15. \ M_{c6+} = M_{c6} = 86{,}17.$$

В результате пересчета получается величина остаточного содержания стабильного конденсата в товарном газе:

$$q_к^{тов} = q_{c5}^{ост} + q_{c6}^{ост} = 2{,}576 + 0{,}769 = 3{,}345 \frac{г}{нм^3}$$

Система сбора газа и конденсата герметична, а подготовка газа на установке низкотемпературной конденсации (УНТС), с точки зрения потерь стабильного конденсата, имеет один потенциальный источник потерь-сброс из от парной колонны установки регенерации ДЭГ-а, циркулирующего в системе сепарации.

За основу определения величины технологических потерь при сбросе паров из от парной колонны в атмосферу приняты данные исследований института и литературные данные по составу паров и содержание в них углеводородов С5+выше.

Установлено, что при фактических режимах работы аппаратов УКПГ в регенерационной колонне выпаривается вода в количестве $q = 2г / нм^3$. При принятом составе паровой фазы, сбрасываемой из испарителя:

ДЭГ – 10%, вода – 70%, конденсат – 2% удельные технологические потери конденсата при регенерации насыщенного ДЭГ-а составляют $q_к = 0{,}57 \frac{г}{нм^3}$.

Другие категории потерь конденсата, связанные с эксплуатацией устьевой арматуры скважин, сборной системы и аппаратов УКПГ, в данной работе не могут быть рассмотрены, так как имеют обычно условно – нормативный характер и могут оцениваться в целом по аналогии с нормативом потерь при транспорте нефти на уровне 1%.

Глава VI. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И КОНТРОЛЬ НАД РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН ПРИ ОРЭ

6.1. Требования к конструкциям газовых скважин для освоения их методом ОРЭ

Глубина бурения эксплуатационных скважин на площади Корпедже, в зависимости от расположения скважин на структуре, в среднем составляет: на горизонт НК-7–3300м, горизонт НК-9–3800м.

Бурение скважин планируется роторным способом. Все проектные скважины – вертикальные.

Выбор и обоснование конструкции скважин осуществляется в соответствии с интервалами совместимости разреза скважин по горно-геологическим условиям бурения на основе прогнозных кривых пластовых давлений и давлений разрыва пород (совмещенный график давлений), а также с учетом требований «Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», «Регламента расчета промежуточных колонн при бурении скважин на площадях Западной Туркмении» и геолого-технической информации по ранее пробуренным скважинам на площади Корпедже [138, 139].

Конструкция эксплуатационных скважин глубиной 3300 м на продуктивный горизонт НК-7 имеет следующий вид:

– шахтное направление из труб Ø 530мм и длиной 7 м для предотвращения размыва устья и обвязки устья скважины с желобной системой для циркуляции бурового раствора;

– удлиненное направление из труб Ø 426 мм и длиной 30 м для перекрытия верхней неустойчивой части разреза и установки противовыбросового оборудования, для эффективного управления скважиной при дальнейшем углублении под кондуктор и возможных газопроявлениях на малых глубинах;

– кондуктор из труб Ø 324 мм и длиной 700 м для перекрытия неустойчивых песчано-глинистых четвертичных отложений и эффек-

тивного управления скважиной при возможных флюидопроявлениях, с помощью противовыбросового оборудования в процессе бурения под промежуточную колонну;

– промежуточная колонна из труб Ø 245 мм и длиной 2000 м для уменьшения интервала открытого ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну, предотвращения поглощений бурового раствора плотностью 1,70 г/см^3 и эффективного управления скважиной с помощью противовыбросового оборудования в процессе бурения под эксплуатационную колонну;

– эксплуатационная колонна из труб диаметром Ø 140 мм спускается на проектную глубину с целью эксплуатации продуктивного горизонта.

Подъем цемента за всеми колоннами производится до устья.

Бурение скважин на горизонт НК-9 планируется по конструкции, разработанной в проекте на строительство эксплуатационных скважин на площади Корпедже (горизонт НК –9), с корректировкой проектных данных в зависимости от местоположения скважин на структуре и глубины вскрытия проектного горизонта НК-9 [140, 141, 142].

Конструкция эксплуатационных скважин глубиной 3700 м на продуктивный горизонт НК-9 имеет следующий вид:

– шахтное направление из труб Ø 720мм спускается на глубину 10 м для предотвращения размыва устья и обвязки устья скважины с желобной системой для циркуляции бурового раствора;

– удлиненное направление из труб Ø 530 мм спускается на глубину 30 м для перекрытия верхней неустойчивой части разреза, состоящей из рыхлых, песчано-глинистых отложений, предохранения устья скважины от размыва, а также перекрытия зоны возможного газонасыщения на малых глубинах;

– кондуктор из труб Ø 426 мм спускается на глубину 550 м в водонапорные горизонты для перекрытия верхней неустойчивой части разреза четвертичных отложений, изоляции ствола скважины от гидростатически связанных с поверхностью вод, вторичной загазованности пород из-за дренированности, а также установки противовыбросового оборудования для эффективного управления скважи-

ной при возможных нефтегазоводопроявлениях в процессе бурения под первую промежуточную колонну;

– первая промежуточная колонна из труб Ø 324 мм спускается на глубину 2000 м для перекрытия четвертичных отложений, апшеронского и акчагыльского ярусов, части верхнего отдела красноцветной толщи, в которых возможны обвалы ствола и поглощения бурового раствора в процессе проводки скважины, а также обеспечивает успешную проводку скважины до глубины спуска II промежуточной колонны и эффективное управление скважиной при возможных газонефтеводопроявлениях с помощью противовыбросового оборудования;

– вторая промежуточная колонна из труб Ø 245 мм спускается на глубину 3600 м, обеспечивает успешную проводку скважины до глубины спуска эксплуатационной колонны, а также эффективное управление скважиной при проявлениях, при вскрытии высоконапорных газоконденсатных горизонтов с помощью противовыбросового оборудования.

Башмак Ø 245 мм второй промежуточной колонны устанавливается в глинистой пачке между горизонтами НК-8 и НК-9. Глубина установки башмака корректируется по данным каротажа;

– эксплуатационная колонна из труб диаметром Ø 168 мм спускается на проектную глубину 3760 м, обеспечивает необходимые условия опробования продуктивных пластов и проведение ремонтно-изоляционных работ. Окончательная глубина спуска эксплуатационной колонны корректируется по данным ГИС.

Подъем цемента за всеми колоннами производится до устья.

Бурение скважин под кондуктор проектируется осуществлять на нефтеэмульсионном гуматно-лигносульфонатном буровом растворе, под промежуточные и эксплуатационную колонны – на полимерном, ингибированном цементом буровом растворе АЛКАР-3 по рецептуре института «Небитгазылмытаслама» [143, 144].

В процессе бурения эксплуатационных скважин отбор керна, как правило, не проектируется. Отбор отдельных образцов керна может быть запланирован с целью изучения их фильтрационных свойств и разработки мероприятий по их эффективному (без загрязнения) вскрытию.

Отдельные исследования пластов в процессе бурения и другими способами могут быть запланированы и выполнены с целью уточнения пластовых давлений, давлений гидроразрыва породи насыщения пород.

Для проводки скважин планируется использование глинистых растворов на водной основе, утяжеленных баритом и обработанных хромлигносульфонатными реагентами и ингибированные цементом.

С целью достижения наибольшего технологического эффекта производится регулировка фильтрационных и реологических свойств раствора. Для «скрытия продуктивного объекта буровой раствор подвергается специальной обработке с целью уменьшения его водоотдачи и придания фильтрату свойств, предупреждающих загрязнение пласта.

Защита пласта от загрязнения при вторичном вскрытии достигается перфорацией колонны в условиях заданной депрессии на пласт с помощью перфораторов ПКО –86 (на буровом растворе) или «Пауржет», «Энержет» (на воде), с последующим плавным (во избежание разрушений приствольной зоны) запуском объекта в работу по технологии института «Небитгазылмытаслама» [145].

Для сооружения скважин требуются буровые установки нормального ряда БУ-5000 на дизельном приводе – «Уралмаш-3Д» и дизель-электрическом – «ZJ 70 DS».

Буровые станки, кроме оборудования, входящего в комплект, должны быть оснащены также комплектными противовыбросовыми установками и дополнительным оборудованием для приготовления, очистки и хранения утяжеленных буровых растворов в условиях пустыни.

При бурении используются жесткие компоновки низа бурильных колонн согласно регламента, разработанного лабораторией технологии бурения института «Небитгазылмытаслама». Рекомендуемые компоновки предотвращают искривление ствола скважины. Их применение не требует проведения дополнительных шаблонировок и проработок ствола скважин перед спуском обсадных колонн.

Для проходки стволов скважин рекомендуется применять высокопроизводительные 3-х шарошечные долота серии МС-ЦГАУ, МС-ЦГВУ и С-ЦГВУ. Регулировка режимных параметров производится в соответствии с техническим проектом или геолого-техническим нарядом (ГТН).

6.2. Контроль над разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования

С целью изучения характера изменения нефтегазонасыщенности пластов и для наиболее полного извлечения запасов в процессе разработки нефтегазовых залежей необходимо осуществлять комплексные гидрогазодинамические, промыслово-геофизические и лабораторные исследования [146, 147, 148].

Контроль над разработкой нефтегазовых залежей, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования должен включать следующий минимум исследований по действующим добывающим скважинам:

– систематические и периодические контрольные измерения и определения пластовых, забойных и устьевых давлений. Забойное давление должно измеряться в виде разовых исследований по всем новым добывающим скважинам и после выхода их из ремонта, а также систематически – в действующих скважинах не реже двух раз в год. Определение пластового давления должно осуществляться в виде разовых исследований по всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ и систематически в действующих добывающих скважинах не реже одного раза в полугодие; исследования методом установившихся отборов должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим скважинам до и после ремонтов, геолого-технических мероприятий (ГТМ) связанных с изменением состояния призабойной зоны, так и систематически по действующим добывающим скважинам не реже одного раза в два года;

– исследования скважин методом восстановления давления производится в виде разовых исследований по всем новым добывающим, а также скважинам, вышедшим из ремонта и систематически по действующим добывающим скважинам не реже одного раза в два года.

Кроме того, осуществляется контроль динамики изменения текущей и накопленной добычи нефти, воды и газа по залежи в целом, по отдельным пластам, участкам, отдельным скважинам. По скважинам,

вскрывающим многопластовые объекты, исследования методом восстановления давления должны производиться одновременно с исследованиями профиля притока геофизической службой:

– изучение профилей притока должны осуществляться как разовые исследования по всем новым добывающим скважинам и после ГТМ, связанных с воздействием на призабойную зону, так и систематически по добывающим скважинам, оборудованным для производства глубинных измерений не реже одного раза в год.

Эти исследования могут производиться в сочетании с исследованиями методом установившихся отборов и восстановления давления, так и самостоятельно:

– контроль за положением ВНК, ГНК и ГВК измерения нефтегазонасыщенности должны осуществляться с помощью комплекса геофизических методов по наблюдательным скважинам, скважинам опорной сети не реже одного раза в полугодие, а также по добывающим скважинам процессе ГТМ;

– определение источников и интервалов обводнения, вскрытых перфорацией производится, как в процессе изучения профилей притока, так и самостоятельно при обводнении продукции скважин;

– определение температуры по стволу работающей скважины производится выборочно по отдельным скважинам не реже одного раза в год;

– определение пластовой и забойной температуры производится в процессе измерения забойного и пластового давления не реже одного раза в полугодие;

– обследование состояния эксплуатационных колонн должно проводиться по фонду добывающих скважин в процессе ремонта, ГТМ и подозрении на образование дефекта. При исследовании выявляются места повреждения колонн, состояние цементного кольца и местоположение заколонных перетоков;

– ревизию газлифтных клапанов и определение места ввода газа в подъемник рекомендуется проводить после спуска лифта и в случае резкого снижения дебита скважины;

– отбор глубинных проб нефти и их последующий анализ должны осуществляться по специально выделенным опорным скважинам,

общее количество которых должно составлять не менее 5% от всего фонда добывающих скважин;

– отбор устьевых проб нефти, газа и конденсата для определения физико химических свойств в поверхностных условиях рекомендуется осуществлять один раз в год по скважинам опорной сети.

Анализ геолого-промысловых материалов показывает, что в эксплуатационном фонде имеется ряд скважин с гидродинамическим несовершенством по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта. При составлении проекта разработки газоконденсатных залежей месторождения с целью увеличения продуктивности скважин рекомендуется определить объекты дострела и перестрела продуктивного горизонта в газовой среде усиленными зарядами [149].

Для увеличения продуктивности низкодебитных скважин рекомендуется проведение глинокислотных обработок призабойной зоны пласта и гидроразрыва пласта.

На основе полученных положительных результатов использования способа одновременной эксплуатации скважин месторождения Корпедже по трубному и затрубному пространству также рекомендуется продолжить его внедрение в малодебитных скважинах.

В настоящее время капитальный ремонт скважин осуществляется с применением глинистого раствора различной плотности. Во избежание загрязнения призабойной зоны рекомендуется проведение испытания на скважинах облегченного полимерно-углеводородного раствора, разработанного Научно-исследовательским институтом природного газа ГК «Туркменгаз», обеспечивающего сохранение параметров призабойной зоны.

Комплексное внедрение вышеуказанных мероприятий позволит поддерживать добычу газа по месторождению Корпедже на проектном уровне.

По простаивающему и бездействующему фонду нефтяных скважин и по фонду скважин, находящихся в освоении после бурения, рекомендуется производство работ по их восстановлению, освоению и вводу в действие: возвраты скважин на выше- и нижележащие горизонты, водоизоляционные работы на основе проведения комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), обследование эксплуа-

тационных колонн, извлечение аварийных НКТ и пакеров. Все работы на скважинах производить с учетом материалов ГИС, проводимого в процессе ремонта. При ремонтах необходимо применять новые технологии (технология «Сликлайн», гибкие НКТ и др.)

Сроки производства ремонтных работ будут определяться многими факторами как геологическими (выработанность эксплуатируемого объекта, отсутствие близкорасположенных скважин на возвратном объекте, результаты опробования его на данном участке и др.), так и техническими (состояние скважины, наличие необходимого обустройства и др.) Поэтому прогнозировать их по конкретным скважинам на перспективу не представляется возможным. Возможность и целесообразность производства работ, и сроки их выполнения будут определяться в процессе эксплуатации месторождения конкретно по каждой скважине.

Глава VII. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

7.1. Охрана недр и окружающей среды при разработке газовых месторождений методом ОРЭ

Вопросы техники безопасности и охраны окружающей среды рассматриваются как комплекс предусматриваемых технических мероприятий и системы контроля, обеспечивающих предупреждение недопустимых потерь углеводородного сырья и ограничение загрязнения окружающей среды в соответствии с действующими нормативами по предельно допустимым выбросам вредных веществ [150, 151]. В районе расположения разведочных и эксплуатационных скважин, а также промыслового оборудования, нет естественных источников и водоемов пресных вод и на нефтепромыслы подается морская вода. Все загрязненные воды должны быть утилизированы в амбарах и на полях испарения независимо от объема добычи нефти.

При эксплуатации добывающих скважин и нефтегазосборных сооружений комплексная система безопасности и охраны окружающей среды включает:

– контроль за состоянием скважинной арматуры;

– выбор оборудования и трубопроводов, соответствующих заданным условиям эксплуатации с учетом действующих нормативов;

– периодические испытания оборудования на прочность (опрессовки);

– защита от коррозии;

– предотвращение технологических осложнений, создающих аварийные ситуации (загидрачивание газовых коммуникаций, отложение парафина и солей в скважинах и системах сбора), с применением специальных веществ – ингибиторов.

При сборе и хранении нефти требование безопасности и сокращения выбросов углеводородов в окружающую среду обеспечиваются на стадии вооружения сборных пунктов с соблюдением стро-

ительных норм и правил, необходимое оборудование резервуаров плавающими крышами или дыхательной арматурой с обязательным обвалованием резервуарных парков для локализации аварийных разливов нефти [152].

При осуществлении газлифтного способа добычи нефти, при высоком проявлении нагнетаемого в скважину газа для обеспечения безопасности и защиты окружающей среды предусматривается (кроме выполнения проектирования и строительства основных объектов в полном соответствии с требуемыми технологическими параметрами эксплуатации по действующим СНиПам) сооружение и правильная эксплуатация дополнительного технологического оборудования, обеспечивающего безгидратный режим эксплуатации газораспределительных систем (печи для подогрева газа и установка для ингибирования). В случае сооружения печей для подогрева углеводородов произвести предварительный расчет загрязнения атмосферы продуктами сгорания и оценить необходимость определения ПДК.

Хранение и использование химреагентов предусматривается производить в соответствии с их индивидуальными особенностями и в соответствии с Правилами по технике безопасности в нефтяной промышленности, включая обеспечение работников средствами индивидуальной защиты (СИЗ), проведение инструкций и проведение мониторинга состояния оборудования, используемого для применения химреагентов (ПАВ, метанол и т.д.).

Эксплуатация электроустановок и теплотехнического оборудования предусматривается в соответствии с действующими правилами ТБ и ППТ.

По оценкам, произведенным Нефтегазовым научным и проектным институтом ГК «Туркменнефть», на нефтепромыслах с аналогичной технологией добычи и сбора нефти максимальные концентрации перечисленных выше вредных веществ на границе санитарной зоны (в радиусе 1000м от источника выброса) не превышают предельно допустимых (ПДК), которые устанавливаются для каждого вредного вещества индивидуально по методике Госкомгидромета (ОНД-86).

В связи с этим, выбросы вредных веществ в атмосферу, при соблюдении штатных (безаварийных) технологических режимов эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования, могут считаться ориентировочно соответствующими предельно допустимым выбросам (ПДВ) [153].

Детальная оценка выбросов по всем промысловым объектам учтена при составлении экологического паспорта.

Экологический паспорт разрабатывается в соответствии с ГОСТом 17.0.0.04–90 «Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов», в котором уже дается полный технологический цикл данного производства от поставки исходных продуктов до получения готовой продукции. При этом на каждом производстве тщательно проверяется и вычисляется наличие выбросов, сбросов и твердых отходов и анализируется их влияние на окружающую среду. Весь этот материал описывается и рассчитывается в соответствующих главах экологического паспорта. Здесь же выводится заключение о необходимости расчета норм ПДВ, результаты которых оформляются в виде второго тома, но в перспективе, в случае увеличения объемов добычи нефти за счет миоцено-палеогеновых и мезозойских подстилающих красноцветных отложений, необходимо будет откорректировать все расчеты по выбросам.

В настоящее время на месторождении Корпедже не применяются новые методы воздействия на пласт, выделяющие вредные отходы.

В соответствии с Законом «Об углеводородных ресурсах» и «Правилами разработки углеводородных месторождений Туркменистана», разрабатываемое месторождение должно иметь согласованный план по охране окружающей среды, который должен содержать следующее:

– полную программу мониторинга воздуха, воды, почвы, флоры и фауны и контроля за отходами;

– план хранения, транспортировки, очистки, обезвреживания и удаления отходов;

– порядок ликвидации участка после окончания работ;

– план охраны атмосферного воздуха.

Согласно ТД8 ИСО 14001. «Системы управления окружающей средой в процессе идентификации важных экологических аспектов, связанных с деятельностью функциональных единиц», следует вести мониторинг:

- выбросов в атмосферу;
- сбросов в воду;
- удаления и очистки сточных вод;
- радиоактивного заражения местности;
- использования сырья и природных ресурсов.

Все законодательные и нормативные акты по охране окружающей среды должны учитываться на стадии разработки проекта обустройства месторождения и проектах по строительству газоперерабатывающих заводов и пройти согласование в Министерстве Охраны Природы Туркменистана.

По окончании бурения дополнительных газовых скважин и ввода в эксплуатацию объектов переработки газа необходимо провести комплексное экологическое обследование территории месторождения с целью определения оценки воздействия на окружающую среду.

Глава VIII. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СПОСОБУ ОРЭ СКВАЖИН

8.1. Рекомендации по технологии проводки, выбору оборудования и исследования скважин осваемых методом ОРЭ

Рекомендации по выбору скважин в технологии проводки. После изучения геологического строения месторождения, условий эксплуатации пластов и проведения оценочных технико-экономических расчетов определяется площадь или месторождение в целом, на которых необходимо применение метода одновременной раздельной эксплуатации. Затем на данном участке проводится дополнительный анализ скважин с целью выявления возможности перевода их под одновременную раздельную добычу нефти или закачку воды.

Выбор скважин производится с учетом обеспечения наиболее благоприятных условий установки оборудования, обеспечения технологии одновременной раздельной эксплуатации. Поэтому из общего числа выбранных скважин исключаются: а) скважины, в которых по условиям разработки данного участка нет необходимости осуществлять раздельный отбор или раздельную закачку; б) скважины, не удовлетворяющие общим техническим требованиям раздельной эксплуатации; в) скважины, не удовлетворяющие дополнительным требованиям, связанным с особенностями существующего оборудования одновременной раздельной эксплуатации или закачки [154].

Не следует выбирать под раздельный отбор при использовании установок типа “тандем” скважины о резкой разницей предполагаемых дебитов или очень низкими дебитами разделяемых пластов. (Временная инструкция по одновременной раздельной закачке воды в несколько пластов черва одну скважину. ТатНИПИнефть, Бугульма, 1968. Временная инструкция по одновременному раздельному

отбору нефти на нескольких пластов одной сеткой скважин, ТатНИПИнефть, Бугульма, I969).

Особое внимание уделяется проверке технического состояния скважин. Целью проверки технического состояния скважины является исключение неудачных попыток или аварий при переводе скважин под ОРЭ или ОРЗ. Для этого необходим обследовать эксплуатационную колонну шаблоном с целью выявления дефектов в ней (смятие, отвод, порыв, наличие заусениц в интервале перфорации и т.д.) или уменьшение диаметра скважин вследствие отложения на ее стенках солей, парафина и др.

Длина шаблона зависит от типа оборудования, но должна быть не менее 2 м. Диаметр шаблона должен быть на 2–3 мм больше максимального диаметра оборудования, подлежащего спуску в эту скважину.

При обнаружении дефектов колонны необходимо провести работы по их устранению (проработать райбером, провести изоляционные работы, очистить стенки скважины от отложений солей и парафина).

Для достижения герметичного разобщения горизонтов, подлежащих переводу на раздельную эксплуатацию или закачку, особое внимание следует уделять подготовке места посадки пакеров, для чего необходимо зачистить место установки пакеров с тем, чтобы уплотняющие элементы в процессе распакеровки плотно прилегали к стенкам скважины.

Посла проведения указанных работ желательно повторно прошаблонировать колонну, чтобы убедиться в ее исправности и отсутствии каких-либо отложений на ее стенках.

Далее необходимо убедиться в исправности заколонной цементной перемычки, для чего нужно опрессовать ее с помощью опрессовочных пакеров. Для обычных условий цементирования скважин перепад давления на 1 метр цементной перемычки между разобщаемыми пластами не должен превышать 20 кГ/см^2. Цементное кольцо должно быть качественным и предотвращать перетоки из одного пласта в другой при максимально ожидаемых перепадах давления.

При отсутствии перетоков между пластами следует считать эксплуатационную колонну технически исправной. Можно переходить к пластовым исследованиям и спуску оборудования.

Перед пуском оборудования скважину необходимо промыть с целью удаления с забоя скважины грязи и ржавчины, осевших при очистке стенок скважины. В процессе промывки забойное давление не должно превышать пластовое. Если ожидается значительное поглощение промывочной жидкости, то перед промывкой лучше интервалы перфорации перекрыть песчаной пробкой, которая вшивается после полной отмывки со стенок колонны парафина, ржавчины и т.д.

Исключительно важное значение для успешного применения метода ОРЭ или ОРЗ приобретает качество цементной перемычки между пластами, подлежащими разобщению в скважине. Межпластовое цементное кольцо за обсадной колонной должно быть качественным, обеспечивающим отсутствие перетоков между продуктивными пластами. Поэтому цементаж скважин, предназначенных для ОРЭ, необходимо проводить с использованием новейших достижений техники и технологии в. этой области, в частности о использованием новых растворов с высокими тампонирующими свойствами, комбинированных буферных жидкостей и пакерных устройств на эксплуатационных колоннах.

Обсадная колонна труб должна быть исправной и герметичной, толщина стенок труб колонны должна быть соразмерной. При выборе диаметра обсадных труб необходимо учитывать конкретные условия месторождения – количество подлежащих разделению пластов, предполагаемые дебиты, качество добываемых жидкостей из этих пластов, предполагаемый способ длительной эксплуатации и тип оборудования, которым предстоит осуществить ОРЭ ила ОРЗ в этой скважине.

В скважинах, предназначенных для внедрения метода, следует применять поэтапное вскрытие, освоение и пробную эксплуатацию пластов. На первом этапе должны быть вскрыты и освоены нижние пласты. Вскрытие пластов осуществляется кумулятивным или гидропескоструйным способами. Освоение осуществляете обычным способом. Если вскрытые пласты имеют низкие коэффициенты продуктивности, проводят соответствующую обработку призабойной зоны. Эти работы проводят без применения специального оборудования, которое было бы необходимо при одновременном вскрытии всех пластов. Завершением первого этапа работ является пробная

эксплуатация пласта, которая позволит получить эксплуатационную характеристику и установить рациональный режим его эксплуатации. Опробованный пласт перекрывают песчаной пробкой или пакером. Аналогично проводят работы на вышележащие пласты.

В нагнетательных скважинах первым под закачку воды вводится малопроницаемый пласт, при этом последующее подключение под закачку воды пласта с более высокой проницаемостью не оказывает существенного влияния на приемистость малопроницаемых пластов.

Рекомендации по выбору оборудования. Оборудование одновременной раздельной эксплуатации должно отвечать следующим основным требованиям:

– обеспечивать одновременный раздельный отбор нефти (жидкости) в количествах, предусмотренных технологическими режимами в соответствии с процессом рациональной разработки месторождений;

– позволять раздельное регулирование отборов жидкости каждого пласта;

– обеспечивать возможность проведения комплекса исследований по каждому пласту в отдельности (замер дебитов, забойных давлений на различных режимах, отбор проб добываемой жидкости);

– обеспечивать надежную герметичность разобщаемых пластов при заданных перепадах забойных давлений;

– при необходимости должен быть предусмотрен отвод подпакерного газа;

– удовлетворять специфическим условиям раздельной эксплуатации конкретного месторождения (количество требующих разделения пластов, способ эксплуатации каждого из них, борьба с парафином, песком, возможность смешения добываемых жидкостей, агрессивность среды, ее температуры и т.д.);

– позволять раздельное и совместное освоение пластов, циркуляцию жидкости для глушения скважин и промывки надпакерной воны;

– желательно, чтобы подъем насосов осуществлялся без подъема пакера;

– должна быть предусмотрена возможность опрессовки пакера;

– оборудование должно быть надежно в работе.

Кроме того, оборудование должно быть простым по конструкции и в обслуживании, иметь минимально возможную металлоемкость.

При выборе оборудования необходимо установить:

а) режим эксплуатации каждого из разделяемых горизонтов (рекомендуемые добиты, пластовые и забойные давления);

б) состав и свойства добываемой жидкости;

в) возможность смешения жидкостей каждого пласта;

г) соответствие возможностей существующего оборудования специфическим особенностям раздельной эксплуатации данного месторождения;

д) экономическую целесообразность применения того или иного типа оборудования.

После выбора типов и размеров оборудования проводятся техническое оснащение скважин.

Рекомендации по исследованию скважин. Исследования скважин до перевода на ОРЭ или ОРЗ проводятся с целью уточнения гидродинамических параметров эксплуатационных объектов, определения доли участия каждого из них в суммарной добыче нефти или закачке воды. На основе этих исследований производится выбор схемы и типа специального оборудования, а также устанавливается режим отбора нефти или нагнетания воды по каждому объекту.

Скважину, где вскрыто несколько пластов, можно до перевода исследовать двумя путями:

Первый – заключается в том, что пласты в скважине изолируют друг от друга с помощью пакеров, песчаных или цементных пробок (перемычек, и затем каждый пласт исследуют отдельно).

Этот способ имеет ряд недостатков, к которым относится необходимость проведения дополнительных работ по изоляции пластов друг от друга, трудность проведения исследований промежуточных пластов (при ОРЭ более чем двух горизонтов), а при разобщении объектов с помощью пакеров необходимо применять малогабаритные приборы из-за малого диаметра подъемных труб. Эго особенно будет ощущаться при разобщении трех и более пластов.

Поэтому рекомендуется другой метод исследования много пластовых коллекторов – метод установившихся и неустановившихся

отборов. (Кузьмин В. М., Степанов В. П. Руководство по гидродинамическим исследованиям неоднородных пластов. ВНИИ, М., 1972). Исследования этим методом проводятся до разобщения объектов.

Для этого необходимо снять кривую восстановления давления и построить по каждому пласту индикаторную диаграмму притока. При интерпретации кривой восстановления давления (определении гидропроводности) учитывается не дебит скважины в целом, а дебит отдельного пласта, с учетом возможного перетока жидкости между пластами.

Последовательность исследования скважины следующая:

1) Глубинным дебитомером (расходомером) снимаются профили притока жидкости в скважину для каждого пласта не менее чем на трех установившихся режимах эксплуатации.

2) На каждом режиме замеряется забойное и пластовое давление.

3) На одном из режимов снимается кривая восстановления давления.

Кроме исследования коллекторских параметров пластов до перевода на раздельную эксплуатации необходимо:

а) установить разницу водо-нефтяного контакта;

б) исследовать интервал поступления воды в обводнившихся скважинах для определения характера обводнения продукции по удельному весу и процентному содержанию воды в продукции;

в) определить газовый фактор;

г) состав, свойства добываемой жидкости с целью определения возможности смешения продукции. При этом необходимо учесть специфические условия данного месторождения (повышенное содержание парафина, песка, содей и т.д.).

При переводе скважин на ОРЗ необходимо снять профиль приемистости подлежащее разобщению пластов не менее чем на трех режимах (причем два из них должны быть сняты при давлениях, равных предполагаемым высокому и низкому давлениям нагнетания).

Давления и объемы воды, нагнетаемой в каждый из пластов с целью обеспечения равноскоростной их выработки, даются в проектах разработки и уточняются в процессе эксплуатация месторождения в уточненных проектах.

Исследования, проведенные до перевода на ОРЭ, позволяют выявить добывные возможности каждого пласта (Дебиты жидкости или объемы закачки, пластовые и забойные давления и устьевые давления нагнетания, параметр гидропроводности, коэффициент продуктивности) и установить режим работы объектов в скважине.

По результатам этих исследований при необходимости проводятся мероприятия по дополнительному вскрытию пластов, повышению их приемистости.

Целью исследований скважин после перевода на раздельную эксплуатацию или закачку является установление оптимального режима отбора нефти или закачки воды, регулирование отбора иди закачки жидкости с течением времени, проверка работы подземного оборудования и определение эффективности применения метода.

После перевода на раздельную эксплуатацию с целью поддержания оптимального режима работы скважин периодически строятся индикаторные линии каждого пласта в отдельности. Кроме того регулярно замеряются дебиты и забойные давления по каждому из выделенных объектов, проводится регулярный сбор устьевых проб для определения коэффициента свотопоглощения и процентного содержания воды, исследуется работа глубинных штанговых и электропогружных насосов.

Для облегчения исследовательских работ оборудование устья скважин должно позволять: а) присоединение и спуск контрольно-измерительных приборов (манометров, дебитомеров, расходомеров и т.д.) без прекращения работы пластов; б) прекращение и возобновление работы разобщенных пластов независимо друг от друга; в) осуществление излива жидкости разобщенных пластов независимо друг от друга и без разборки устьевого оборудования.

8.2. Рекомендации по комплексному внедрению с раздельной эксплуатацией одновременно нескольких горизонтов на газовых месторождениях Туркменистана

В нашей научной работе исследовали применение системы одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов с применением с многопакерно-секционными компоновками.

Технология ОРЭ уникальная разработка, на основании полученных показателей экономической эффективности которой можно применить для разработки на нефтяных и газовых месторождениях.

Рассмотрим преимущества технологии применение ОРЭ в нефтяных месторождения Западной части Туркменистана.

Из накопленного опыта применение системы одновременно-раздельной эксплуатации из нескольких продуктивных горизонтов с применением с многопакерно-секционными компоновками позволяет:

– Рациональное использование газа при добыче нефти из газовых шапок может повысить не только дебит скважин по нефти, но и снизить вынос попутного газа. Для этого достаточно разделить двухпакерной компоновкой газовую часть пласта (газовую шапку) от нефтяной (нефтяную оторочку). В процессе эксплуатации можно многократно корректировать и менять режимы работы внутрискважинного газлифта с использованием канатной техники, газлифтной технологии и программного обеспечения «Газлифт».

Технология с многопакерно-секционными компоновками позволяет с хорошей рентабельностью доразрабатывать базовые высокообводненные, истощенные нефтяные пласты до достижения намеченной нефтеотдачи совместно с подключением в одновременно-раздельную разработку на определенных режимах новых безводных нефтяных залежей. При этом через один лифт скважины за счет регулирования забойными клапанами-отсекателями одновременно-раздельно или поочередно (периодически) ведется отбор и закачка в несколько нефтяных пластов, а также проводится постоянный учет и контроль за добычей флюида и закачкой рабочего агента.

Экономическая эффективность достигается за счет ограничения высоко обводненного притока жидкости с базового пласта и вовлечением в эксплуатацию нового пласта/пропластка, что позволяет получить дополнительную добычу нефти с сокращением расходов по ее подготовке и срока конечной нефтеотдачи с рентабельной эксплуатацией скважин, а также повышения коэффициента использования скважинного оборудования и надежности скважинной установки.

В ряде случаев можно проводить поочередную разработку различных нефтяных залежей путем перевода всего фонда скважин

с базового пласта на другой пласт на некоторый промежуток времени. После восстановления и стабилизации гравитационного и гидродинамического равновесия в истощенной залежи можно произвести возврат скважин к дальнейшей выработке остаточных запасов по базовому пласту. В особенности такая технология быстро может быть реализована там, где существует фонтанная добыча, компрессорный и бескомпрессорный газлифт, либо струйная эксплуатация. При этом канатной техникой на один пласт устанавливаются в мандрелях клапана-отсекатели, а в других – соответствующие забойные штуцера. Применение отсекателей предотвращают последствия вредного влияния глушения скважины на призабойную зону пласта скважины.

В процессе эксплуатации скважин нередко нарушается герметичность эксплуатационной колонны. Использование многопакерных компоновок позволяет их отсечь и продолжить дальнейшую эксплуатацию скважины.

На многопластовых нефтяных месторождениях Западной части Туркменистана Гогрендаг, Экерем, Гамышлджа, Южный Гамышлыджа, Акпатлавук Кеймир, Восточный Челекен, Алтыгуйы, Барсагелмес, Корпедже рекомендуется осуществление комплексного применения многопакерно- секционной компоновки с целью одновременной раздельной эксплуатацией с двумя лифтами.

Рассмотрим преимущества технологии применение ОРЭ в газовых месторождениях Восточной части Туркменистана.

Разрабатывать многопластовое газовое месторождения можно раздельно скважинами, пробуренными на каждый горизонт, и скважинами, вскрывшими все продуктивные горизонты. В этом случае газ из нижнего горизонта поступает в насосно-компрессорные трубы, а из верхнего – в кольцевое пространство.

Многопластовые газовые месторождения можно разрабатывать различными системами. Рассмотрим основные из них.

1. Система сверху вниз. Вначале разрабатывают верхние горизонты, а в последующем – более глубокие. Применяют ее в случае, если запасы верхних горизонтов и пластовые давления достаточны для обеспечения потребителей газом, а бурение нижних горизонтов связано со значительными капиталовложениями, техническими труд-

ностями и прирост добычи с последних ожидается незначительный. При этом следует изучать возможность использования добывающих скважин верхнего горизонта для последующего добуривания их на нижележащие [155].

Иногда для месторождения второго вида при наличии аномально высоких давлений, когда давление в верхних пластах выше гидростатического, а в нижних приближается к гидростатическому, проходка скважин затруднена, так как требуется утяжеление глинистого раствора баритом или гематитом с целью предотвращения выбросов при вскрытии верхних горизонтов. Последующее вскрытие нижних горизонтов этим же раствором может привести к значительному поглощению глинистого раствора и засорению призабойной зоны. В результате резко ухудшится продуктивная характеристика и уменьшатся рабочие дебиты по скважинам, пробуренным на нижние горизонты.

В этом случае иногда целесообразно начинать разработку верхних горизонтов до снижения в них давления до гидростатического. Это позволит разбурить нижележащие горизонты без осложнений и приступить к разработке пласта без спуска дополнительной промежуточной обсадной колонны [156].

2. Система снизу вверх. Вначале разрабатывают нижние горизонты, а затем верхние. Применяют ее обычно для многопластовых месторождений первого вида и когда запасы газа в нижних горизонтах значительно превышают запасы верхних горизонтов, давление в которых недостаточно для обеспечения бескомпрессорной подачи газа потребителями. Кроме того, эту систему разработки можно использовать для понижения давления в нижних горизонтах до давления, отличающегося от верхнего на вес столба газа, т.е. когда месторождение первого вида можно превратить во второй. После этого можно одновременно эксплуатировать верхние и нижние горизонты, что позволяет исключить переток газа из нижележащих горизонтов в вышележащие, при следующей их разработке.

При разработке по системе снизу вверх скважинами, вначале эксплуатировавшими нижние пласты, после цементирования в них низа колонны и последующей перфорации или после установки разобщителей часто можно также эксплуатировать верхние горизонты.

3. Одновременная система разработки верхних и нижних горизонтов может быть осуществлена как раздельной эксплуатацией скважин с каждого горизонта, так и совместной эксплуатацией с применением разобщителей или без них в одной скважине. Эта система недопустима при практическом равенстве предельных удельных энергосберегающих дебитов, отнесенных к единице вскрытой толщины каждого горизонта.

Система разработки скважинами всех горизонтов наиболее удобна для месторождений второго вида. Систему эксплуатации ряда горизонтов в одной скважине можно применять в случае, когда состав газа по различным горизонтам не отличается по содержанию сероводорода и когда крепость пород и их коллекторские свойства также примерно одинаковы, что не приводит к резкому различию предельно допустимых депрессий по отдельным горизонтам и выходу из строя большинства скважин вследствие быстрого обводнения одного из горизонтов [157].

При отсутствии описанных условий такая эксплуатация ряда горизонтов в одной скважине может оказаться невыгодной. Например, в верхнем пласте могут быть получены высокие дебиты при высоких депрессиях на пласт, так как пласт представлен крепкими породами. Нижний пласт сложен рыхлыми породами и может эксплуатироваться только при небольших депрессиях. Разработка этих двух горизонтов в одной скважине приведет к тому, что нельзя будет допустить высокие депрессии, так как произойдет разрушение нижнего пласта, а, следовательно, и не будет эффекта от эксплуатации их в одной скважине без разделения.

При эксплуатации в одной скважине одновременно нескольких горизонтов месторождений первого вида, когда давления отличаются между собой на давление гидростатического столба воды, может возникнуть переток газа из одних горизонтов в другие. При остановке скважины также будет наблюдаться переток газа. Поэтому во время эксплуатации без разобщения ряда горизонтов в одной скважине с целью получения наибольшего дебита следует учитывать все факторы в данных конкретных условиях.

Одновременная разработка с разобщителями или отдельными скважинами позволяет широко использовать эжекцию газа для повышения давления газа, полученного из пластов с низким давлением.

Выбор системы разработки зависит от многих факторов: давления, запасов газа, параметров пласта, продвижения вод и допустимых рабочих дебитов с отдельных горизонтов, а также от состава газа. Если в одних пластах содержится в газе сероводород, а в других он отсутствует, то для транспортировки газа с сероводородом и без него нужны отдельные газосборные сети. Если в верхних пластах содержится сухой газ, а в нижних значительное количество конденсата, то условия эксплуатации каждого горизонта будут различными [158].

Выбор системы разработки определяется исходя из технико- экономических показателей. Для решения задачи разработки группы газовых месторождений или многопластовых месторождений строят математические и гидродинамические модели, широко используют современную вычислительную технику для компьютерного моделирования процесса разработки.

Разработка вновь открываемых месторождений проектируется с учетом как существующей системы магистральных газопроводов и месторождений, так и плана ее развития. Наиболее сложной задачей в этом случае является прогнозирование открытия новых месторождений, которую решают на базе обработки уже имеющихся геологических данных методами статистики и теории вероятностей.

После установления отборов газа по отдельным залежам, периодов нарастающей, постоянной и падающей добычи выбирают оптимальный вариант разработки путем проведения соответствующих гидро-, газо- и термодинамических расчетов и анализа полученных результатов.

Условия движения газа и соответственно уравнения, его описывающие, различны в отдельных звеньях этой системы. В связи с этим газогидродинамические расчеты сводятся к совместному решению дифференциальных уравнений, описывающих движение газа и воды в пласте, приток газа к отдельным скважинам, течение газа по стволу скважины и в газосборной системе, а также в аппаратах очистки, осушки и учета газа.

В том случае, когда фильтрационные и прочностные параметры примерно одинаковы, имеется возможность обеспечения работы всех интервалов, и в процессе разработки газовых залежей

многопластовых месторождений проявляется газовый режим, их, как правило, допустимо разрабатывать по единой сетке скважин, вскрывающих все залежи единым фильтром. При проявлении водонапорного режима решение вопроса об объединении залежей в совместные объекты эксплуатации осложняется. Если каждый продуктивный горизонт многопластовых месторождений дренируется индивидуальной сеткой скважин, то расчеты основных параметров разработки практически не отличаются от аналогичных расчетов для однопластовых месторождений как при газовом, так и при водонапорном режиме.

При разработке газовых залежей многопластового месторождения по индивидуальным сеткам скважин существенно облегчаются контроль за разработкой залежей и регулирование продвижения в залежи пластовых вод, значительно может возрасти компонентоотдача, но, естественно, требуется большее число скважин, необходимых для разработки месторождения [159].

При объединении нескольких залежей многопластового газового месторождения в один объект разработки требуется значительно меньше капиталовложений в основном за счет снижения числа эксплуатационных скважин, что обусловливает отсрочку использования части капитальных вложений по времени. Отрицательными факторами объединения нескольких залежей в единый объект эксплуатации являются:

– усложнение контроля за разработкой залежи;

– возникновение угрозы избирательного опережающего продвижения пластовых вод по наиболее проницаемым пластам и прослоям;

– появление условий для перетоков газа;

– поглощение бурового раствора при добуривании эксплуатационных скважин на поздних этапах разработки многопластового месторождения [160].

Под комбинированной системой разработки понимается такая, когда несколько газоносных пластов в ряде скважин вскрываются как единый объект эксплуатации, в других же скважинах вскрывается меньшее число этих пластов или единичные пласты. Остановимся на

факторах, препятствующих объединению отдельных продуктивных горизонтов многопластовых месторождений природных газов в единые эксплуатационные объекты. К ним в первую очередь относятся:

1) резкое различие физико-химических свойств природных газов, например, наличие в одной из них сероводорода или значительное (по сравнению с другими залежами) содержание конденсата и т.д.;

2) резкое различие начальных пластовых давлений в залежах;

3) различные режимы залежей – газовый и водонапорный;

4) продуктивные горизонты представлены различными по проницаемости коллекторами;

5) различие в предельных удельных энергосберегающих дебитах, приходящихся на единицу толщины пласта.

На многопластовых газовых месторождениях Восточной части Туркменистана Западный Ачак, Тарымкая, Ёлкуи, Балкуи, Северный Наип, Багаджа, Северный Газлыдепе, Чамчаклы, Тахтабазар, Гугуртли, Западный Шатлык, Чартак, Гундогар Тутлы, Ёламан, Гаражаовлак, Бовридешик, Тахыр, Долетабат, Сейрап, Керпичли, Малай рекомендуется осуществление комплексного применения многопакерно-секционной компоновки с целью одновременной раздельной эксплуатацию с двумя лифтами.

Массовое внедрение ОРЭ при использовании интеллектуальных нефтяных и газовых скважин с многопакерными секциями приводит:

1. Повышению нефтегазоотдачи и добычи скважины за счет дополнительного вовлечения в разработку низкопроницаемых прослоев.

2. Увеличению степени охвата и интенсивного освоения многопластового месторождения, путем раздельного вовлечения в разработку отдельных тонких разнопроницаемых пластов-прослоев;

3. Сокращению капитальных вложений на бурение скважин;

4. Интенсифицированию процесса регулирования отборов и закачки во времени и по разрезу скважины;

5. Увеличению рентабельного срока разработки и конечной нефтеотдачи месторождения;

6. Снижению эксплуатационных затрат;

7. Предотвращению вредных воздействий растворов при глушении;

8. Эксплуатированию скважин с негерметичной эксплуатационной колонной;

9. Использованию газа из газовой шапки или газовых пластов для организации бескомпрессорного газлифта (БКГ) или внутрискважинного газлифта (ВСГ).

Технология ОРЭ реализуется с помощью подбора специальной конструкции скважин и специальными внутрискважинными оборудованиями [161]. Она позволяет по сравнению с традиционной схемой использования эксплуатации при разработке залежей углеводородов:

- сократить капитальные вложения на бурение скважин (в 2–3 раза);
- снизить эксплуатационные расходы (переменные затраты) (на 20–40%);
- увеличить рентабельный срок разработки обводненных, загазованных пластов продлением их эксплуатации, и конечной нефтеотдачи с подключением дополнительных объектов;
- увеличить коэффициент нефтеотдачи пластов за счет увеличения срока их рентабельной разработки;
- проводить совместную разработку нефтяной оторочки и газовой шапки без образования газовых конусов;
- разрабатывать водоплавающие залежи без образования водяных конусов;
- уменьшить вероятность отложения гидратов, асфальтенов, смол и парафинов;
- уменьшить вероятность замерзания фонтанной арматуры и выкидных коллекторов (нагнетательных и добывающих) скважин из-за низкой проницаемости пласта;
- уменьшить вредное влияние высоких значений температуры, газового фактора, обводненности и вязкости добываемой продукции, повышенного содержания механических примесей (песка, пропанта), солей, серы и коррозионно-активных компонентов;
- повысить эффективность использования скважин и скважинного оборудования;

- уменьшить вероятность образования негерметичности эксплуатационной колонны.

В западной и восточной части Туркменистана нефтегазовые месторождении в целом около 70% являются многопластовыми. Учитывая вышеперечисленное преимущества и универсальность применение метода ОРЭ на нефтяных и газовых месторождениях с целью экономии средств и увеличение добычи, рекомендуется комплексное внедрение на западных и восточных месторождениях Туркменистана.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Газоконденсатнонефтяное месторождение Корпедже открыто в 1982 г. Добыча природного газа на Корпедже начата в 1985 г., добыча нефти – в 1995 г.Месторождение приурочено к сложно построенной антиклинали субмеридионального простирания, разбитой сбросами на тектонические блоки. Промышленная нефтегазоносность приурочена к отложениям среднего и нижнего отделов красноцветной толщи.

Коллекторами являются песчаные и алевритовые пласты разной степени глинистости. Пористость их изменяется в пределах 19,3–22,8%, нефтенасыщенность – 0,695–0,780, проницаемость по ГИС – от 0,29 до 0,63 мкм^{2,} по кернам – от0,003 до 0,076 мкм^2.

Нефти тяжелые, плотность 0,899–0,907 г/см^3, температура застывания +30 ÷ +35 °С, содержание смол 14,7 ÷ 19,7%, парафина – 21,7 ÷ 28,1%, серы – 0,26 ÷ 0,3%. Конденсаты тяжелые, плотность 0,755 ÷ 0,783 г/см^3, метановонафтенового типа. В глубоких горизонтах присутствуют нефтеконденсатные смеси.

Свободные и растворенные газы содержат 95,6 ÷ 97,8% метана, до 3% его гомологов, до 0,30% углекислого газа, до 1% азота. Сероводород в газах отсутствует.

Проведенный детальный анализ текущего состояния разработки нефтяных залежей и динамики показателей эксплуатации скважин показал, что по отдельным эксплуатационным объектам месторождения наблюдается несоответствие величин остаточных запасов нефти текущим параметрам их разработки

Рассмотрены три варианта разработки газовых залежей месторождения Корпедже.

Первый вариант – базовый. Разработка предусматривается существующим фондом скважин.

Во втором варианте рекомендуется бурение 20 новых добывающих газовых скважин с суммарным метражом 69 тыс.м.

В третьем варианте, в отличие от второго, рекомендуется воздержаться от бурения пяти новых скважин на горизонты НК-76, НК-7г и НК-7д за счет вскрытия этих горизонтов с применением ОРЭ в скважинах, проектируемых на нижележащие горизонты. При этом количество рекомендуемых к бурению скважин сокращается до 15, а метраж эксплуатационного бурения уменьшается до 53 тыс.м.

Прогноз обводненности продукции скважин выполнен по известным характеристикам вытеснения нефти водой.

Для расчета прогнозных показателей добычи природного газа использовались зависимости изменения пластового давления от накопленного отбора газа в безразмерной форме, полученные на основе анализа промысловых данных с использованием имеющихся фактических замеров пластовых давлений.

К настоящему времени на месторождении отобрана значительная часть запасов нефти и газа, и пластовые давления по залежам существенно снизились. Как следствие, существующая система сбора и транспорта природного газа не соответствует текущим условиям эксплуатации скважин. В ближайшие годы намечается производство реконструкции системы сбора нефти и газа и строительство новой компрессорной станции для приема газа низкого давления, что было учтено при прогнозировании отборов нефти и газа на перспективу.

Произведен расчет экономических показателей вариантов разработки нефтяных и газовых залежей. Экономически целесообразным является вариант 3 – для газовых залежей и вариант I – для нефтяных.

Выполнен анализ механизированной эксплуатации нефтяных скважин с точки зрения их применимости в условиях месторождения Корпедже. По рекомендуемому газлифтному способу приведены рекомендации по улучшению режима работы скважин.

Детально рассмотрены вопросы эксплуатации газовых скважин, состояние и предложения по улучшению системы сбора и подготовки газа и конденсата, выполнен анализ существующих систем ОРЭ для газовых скважин и приведены методики расчета компоновок ОРЭ для проектируемых скважин.

Разработаны конструкции проектируемых эксплуатационных газовых скважин, комплекс исследовательских работ в процессе бурения, рекомендации по вскрытию продуктивных пластов.

Предлагаемый проект ОРЭ является экономически привлекательным за счет дополнительной добычи нефти, высокого индекса доходности и низкого периода окупаемости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Gurbanguly Berdimuhamedow. Ösüşiň täze belentliklerine tarap. Saýlanan eserler. III tom.– A: Türkmen döwlet neşirýat gullugy, 2010.– 231 s.
2. Gurbanguly Berdimuhamedow. Türkmenistanyň durmuş-ykdysady ösüşiniň 2011–2030-njy ýyllar üçin Milli maksatnamasy.– A: Türkmen döwlet neşirýat gullugy, 2010.– 310 s.
3. Türkmenistanyň Nebitgaz toplumyny ösdürmegiň 2019–2025-nji ýyllar üçin Maksatnamasy.– A: Türkmen döwlet neşirýat gullugynyň Metbugat merkezi, 2019.– 7 s.
4. «Türkmenistanyň Prezidentiniň ýurdumyzy 2019–2025-njy ýyllarda durmuş-ykdysady taýdan ösdürmegiň Maksatnamasy».– A: TDNG, 2012.–80 s.
5. Разукрупнение объектов разработки для повышения их нефтеотдачи / П. В. Донков, В. А. Леонов, А. В. Сорокин, И. И. Сабанчин // Интенсификация добычи нефти и газа: тр. Международный технологического симпозиума.– М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2003.
6. 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. Международный технологического симпозиума.– М.: Ин-т нефтегазового бизнеса, 2003.
7. Леонов В. А., Донков П. В. Оптимизация технологических режимов группы добывающих скважин, взаимодействующих через пласт // Технологический форум SIS GeoQuest.– Париж, 2000 г.
8. Леонов В. А., Донков П. В. Технология нестационарного воздействия на группу пластов одной сеткой скважин //Повышение нефтеотдачи пластов: тр. Междунар. технол. симпозиума.– М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2002 г,– 173 с.

9. Справочная книга по добыче нефти/ под.ред. Ш. К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1974.– 704 с.
10. Дияшев Р. Н., Мусабирова Н. Х., Иктисанова В. А. Методическое руководство по определению оптимальных пластовых и забойных давлений.– Бугульма: ТатНИПИнефть, 1997.– 88 с.
11. Беленький В. И. Разработка нефтяных месторождений с применением метода одновременной раздельной эксплуатации двух пластов в одной скважине // Опыт одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину.– М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1964.– (Сер. Добыча: науч.-аналит. и темат. обзоры / ЦНИИТЭнефтегаз).– С. 31–43.
12. Гарифов К. М. 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.
13. Сахнов Р. В. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов с контролем депрессии / Р. В. Сахнов, И. В. Грехов, О. С. Николаев // Инженерная практика.2011.– № 3. – С. 20–23.
14. Семенов В. Н. Опыт разработки и освоения технологии ОРРНЭО механизированным способом / В. Н. Семенов // Инженерная практика.2010.– № 1.– С. 85–89.
15. Осипов М. Г. Добыча безводной нефти из залежи с подошвенной водой / М. Г. Осипов // Нефтяное хозяйство.1957.– № 12.– С. 42–51.
16. Парийчук Н. И. Опыт внедрения технологий ООО «СП-БАРС» для совместной разработки нескольких горизонтов в нефтедобывающих компаниях России / Н. И. Парийчук // Инженерная практика.2011.– № 3.– С. 69–71.
17. Морев А. В. Текущие результаты внедрения ОРЭ в ООО «Лукойл-Пермь» / А.В.Морев // Инженерная практика.2011.– № 3.– С. 40–48.
18. Адиев И. Я. Способ определения обводненности продукции скважины стационарными акустическими датчиками в условиях одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов

/ И. Я. Адиев, В. М. Коровин, И. Р. Сафиуллин // Каротажник. 2014.– № 8. – С. 41–49.
19. Быков Н. Е. Выделение эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных месторождений.– М.: Недра, 1975.– 145 с.
20. Каналин В. Г., Дементьев Л. Ф. Методика и практика выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях.– М.: Недра, 1982.–224 с.
21. Бочаров В. А. Разработка нефтяных пластов в условиях проявления начального градиента давления.– М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000.–250 с.
22. Лысенко В. Д., Грайфер В. И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений.– М.: Недра, 2001.– 287 с.
23. Баймухаметов К. С., Гайнуллин К. Х., Сыртланов А. Ш. и др. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения.– Уфа: РИЦ АНК Башнефть, 1997.– 365 с.
24. Баймухаметов К. С., Викторов П. Ф., Гайнуллин К. Х. и др. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана.– Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997.– 423 с.
25. Гелдимырадов А. Г., Деряев А. Р. Разработка газоконденсатных месторождений методом одновременной раздельной эксплуатацией // «Инструменты и механизмы устойчивого инновационного развития» монография выпуск № 67 – Уфа: Научное издание: НИЦ "Аэтерна". 2022.– С. 22–37.
26. Деряев А. Р. Определение набора пластов для одновременного, раздельного и совместного использования наклонной скважины на многопластовом месторождении Северный Готурдепе // Материалы 83-й Международной научно-практической конференции "Актуальные вопросы науки".– М: ООО Издательство Спутник +. 2022.– С. 26–29.
27. Деряев А. Р. Способ одновременно раздельной добычи нефти и газа из многопластовой залежи одной скважиной. // UNIVERSUM; Технические науки № 2(95) часть 6 – М: Издательство "МЦНО". 2022.– С. 48–55.

28. Глумов И. Ф., Уваров С. Г., Слесарева В. В. Дифференциация нефтей по разрезу при совместной эксплуатации различных объектов разработки // Тезисы докладов научно-практической конференции «Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов. Теория и практика их применения» 8-й Международной выставки «Нефть, газ, нефтехимия 2001», – Казань, 5–8 сентября 2001. – Казань, 2001.– 188 с.
29. Деряев А. Р. Способ одновременно раздельной добычи нефти и газа из многопластовой залежи одной скважиной. // UNIVERSUM; Технические науки № 2(95) часть 6 – М: Издательство "МЦНО". 2022.– С. 48–55.
30. Мамуна В. Н., Требин Г. Ф., Ульянинский Б. В. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. – Москва, изд-во ГОИНТИ, 1960 г.
31. Коротаев Ю. П., Козлов А. П. и др. Расчеты, проводимые в процессе разработки газовых месторождений.– М.: Недра, 1971.
32. Дияшев Р. Н., Лисин А. С., Мусин М. М. и др. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях // Нефтяное хозяйство.1982. – № 1.– С. 27–29.
33. Деряев А. Р. Задачи исследования для метода одновременной раздельной эксплуатации многопластовых месторождений.// Инновационные научные исследования № 2–2(16) – Уфа: Научно-издательский центр "Вестник науки". 2022.– С. 43–52.
34. Максутов Р. А., Доброскок Б. Е., Зайцев Ю. В. Одновременная раздельная эксплуатация нефтяных месторождений.– М.: Недра, 1974.
35. Саттаров М. М., Сатгаров Д. М. Выбор системы разработки многопластовых месторождений // Обз. инф., серия «Нефтепромысловое дело».– М., 1983.– Вып. 10 (59).-45 с.
36. Сандахчиев И. С. Проект пробной эксплуатации нефтяных залежей месторождения Корпедже // Отчет // 21/88, ТуркменНИПИнефть.– Небит-Даг, 1988. – 95 с.
37. Джапаров А. Уточненный проект пробной эксплуатации нефтяных и нефтегазовых залежей месторождения Корпедже // Отчет// 10/95, БалканНИПИнефть.– Небитдаг, 1998 – 54 с.

38. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Корпедже по состоянию на 01.01.94 г. Отчет по теме ДСП (Институт нефти и газа, научно-исследовательский и проектный филиал института нефти и газа). Руководитель Кузьмин А. А., – Небитдаг, 1994.
39. Проект опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатных залежей месторождения Корпедже // Отчет // 93, НИПФИНГ.– Небит-Даг, 1994.
40. Инструкцияпо комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Зотов Г. А., Алиев Э. С. – М., «Недра», 1980.
41. Муравьев В. Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / В. Н. Муравьев.– М.: Недра, 1973.– 449 с.
42. Гарифов К. М. История и современное состояние техники и технологии ОРЭ пластов в ОАО «Татнефть» / К. М. Гарифов // Инженерная практика.2010.– № 1.– С. 19–29.
43. Дияшев Р. Н., Хмелевских Е. И. Особенности совместной эксплуатации нефтяных пластов при повышенных градиентах давления / Р. Н. Дияшев, Е. И. Хмелевских.– Нефтепромысловое дело.– Сер. Добыча.– Обзор информ. ВНИИОЭНГ.– М.,1979.– 56 с.
44. Дияшев Р. Н. Особенности разработки многопластовых объектов / Р. Н. Дияшев и др.– Экспресс-информ. ВНИИОЭНГ. Сер. «Нефтепромысловое дело»,1987.– 203 с.
45. Гарипов О. М. Общие тенденции развития высокотехнологичного сервиса при разработке, установке и обслуживании многопакерных систем для одновременно-раздельной эксплуатации / О. М. Гарипов // Нефтяное хозяйство.2009.– № 9.– С. 58–61.
46. Деряев А. Р. Обоснование потенциального содержания и коэффициента извлечение конденсата на месторождении Корпедже // Сборник статей LVI Международной научно-практической конференции “Фундаментальные и прикладные научные исследования: актуальные вопросы, достижения и инновации”.– Пенза: Научное издание: МЦНС «Наука и просвещение». 2022.– С. 44–47.
47. Гарифов К. М. Результаты внедрения ОРЭ пластов ОАО «Татнефть». Последние разработки компании по ОРЭ / К. М. Гари-

фов, А. В. Глуходед, П. Н. Кубарев, В. А. Балбошин // Инженерная практика. 2011. – № 3. – С. 4–12.

48. Аминев, М. Х. Способы механизированной добычи нефти с применением пакеров для увеличения производительности скважин / М. Х. Аминев // Инженерная практика. 2010. – № 1. – С. 47–54.
49. Барышников А. В. Глубинный мониторинг продуктивности совместно эксплуатируемых пластов при реализации различных технологий / А. В. Барышников, О. А. Кофанов, Д. Р. Галеев, А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий, Р. Ф. Шаймарданов // Нефтяное хозяйство. 2011. – № 12. – С. 30–33.
50. Валеев М. Д. Разработка и результаты испытаний оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин с установками электроцентробежных насосов / М. Д. Валеев, А. Г. Газаров, В. А. Масенкин, А. Н. Немков, Т. М. Миннахмедов // Нефтяное хозяйство. 2008. – № 2. – С. 86–88.
51. Деряев А. Р. Вскрытие продуктивных горизонтов буровым раствором на углеводородной основе для одновременно-раздельной эксплуатации // Сборник статей Международной научно-практической конференции "Наука в современном обществе: закономерности и тенденции развития" – Уфа: Издательство ООО "Омега сайнс". 2022. – С. 35–39.
52. Гречаник А. С. Первый в России опыт применения двухлифтовой концентрической системы УЭЦН-УЭЦН для ОРД нефти на Усть-Тегусском месторождении / А. С. Гречаник, П. В. Желонин, Э. Я. Муслимов, А. Н. Красиков // Инженерная практика. 2011. – № 3. – С. 24–27.
53. Ибрагимов Н. Г. 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.
54. Абуталипов У. М. Разработка и применение технологий ОРЭ в ОАО АНК «Башнефть» / У. М. Абуталипов // Инженерная практика. 2010. – № 1. – С. 66–70.

55. Окунев В. С. Фальстарт или первый блин комом: сложности в применении технологии ОРЭ на нефтяном фонде / В. С. Окунев // Инженерная практика.2011.– № 3.– С. 14–18.
56. ГуревичГ.Р., Брусиловский А. И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных систем. – М., «Недра», 1984.
57. Изучение и моделирование взаимодействия систем газ, конденсат, нефть. Пластовая вода в залежах Юго-Западной Туркмении (договор 18/91). Отчет по теме ДСП (Туркменский Государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности). Руководитель Сапаров А., Таганклычев А., Зелепукин И. Ф., – Небит даг, 1991.
58. Отчет по теме 30/69 «Промысловые и лабораторные исследования физических и термодинамических свойств газоконденсатных смесей и контроль за эксплуатацией газоконденсатных скважин и пластов». Фонды «Туркменнефть», 1969.
59. Каневская Р. Д. Математическое моделирование иразработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 212 с.
60. Кулагина Т. Е., Камартдинов М. Р. Гидродинамические методы исследования скважин (пер. с анг.).– М: 2007. – 512 с.
61. ДжапаровА., Игнатьев В. Г. Разработка предложений по выбору технологических схем и оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации газоконденсатных пластов в проектируемых газовых скважинах на месторождении Корпедже (Заключительный отчет по х/д 35/99), 2000.
62. Джапаров А., Игнатьев В. Г. Технологическая схема опытнопромышленной эксплуатации газоконденсатных залежей месторождения Корпедже с применением технологии одновременно-раздельной эксплуатации газоконденсатных пластов (копия заключительного отчета по х/д 35/99), 2000.
63. ДжапаровА., Ханчаров Н. Дополнение к «Технологической схеме опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатных залежей месторождения Корпедже с применением технологии

одновременно-раздельной эксплуатации газоконденсатных пластов», 2010.
64. Задора Г. И. Оператор по добыче природного газа.– М., «Недра», 1980. – С 261; – С. 55.
65. Патент РФ 2483208, Способ последовательного освоения многообъектной скважины.
66. ВП Туркменистана № 380, 19.10.2004 С09К 7/02, Жидкость для глушения скважин.
67. А.С. СССР № 1406337, Е21В 43/13, Устройство для ремонта скважин.
68. ОП Туркменистана № 603 (от 06.06.2014 г.), Способ одновременно-раздельной эксплуатации двух продуктивных горизонтов одной скважиной.
69. Оборудование при ОРЭ научно-производственной фирмы Пакер Пакер (каталоги продукции оборудования при ОРЭ научно-производственной фирмы выпуск № 42007г и выпуск № 7.2009г).
70. Гелдимырадов А. Г. Определение потерь газа в пласте способом математического моделирования. Каталог иновационных технологий. Том II.– Ашгабат.: «Ылым», 2021.
71. Гелдимырадов А. Г. Разработка теоретических и технологических основ увеличения газоотдачи при водонапорном режиме на газовых месторождениях. Каталог иновационных технологии. – Том I–II.– Ашгабат.: «Ылым», 2021.
72. Пермяков И. Г., Шевкунов Е. Н. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. – М., Недра, 1971.
73. Дурмишьян А. Г. Газоконденсатные месторождения.– М.: Недра, 1979.
74. ЖдановН.В., Халир А. Л. М. Осушка природных газов.– М.: Недра, 1975.
75. Безртутная аппаратура БА-1000, АзНИПИнефть, – Баку, 1974 г.
76. Мамуна В. Н., Требин Г. Ф, Ульянинский Б. В. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. – Москва, изд-во ГОИНТИ, 1960 г.
77. Коротаев Ю. П., Козлов А. П. и др. Расчеты, проводимые в процессе разработки газовых месторождений.– М.: Недра, 1971.

78. Коротаев Ю. П., Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений.– М.: Недра, 1981.
79. Орлов В. С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой.– М.: Недра, 1973.
80. Панфилов М. Б., Панфилова И. В. Осредненные модели фильтрационных процессов с неоднородной внутренней структурой.– М.: Наука, 1996.
81. Сахнов Р. В. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов с контролем депрессии / Сахнов Р. В., Грехов И. В., Николаев О. С. // Инженерная практика.2011.– № 3. – С. 20–23.
82. Семенов В. Н. Опыт разработки и освоения технологии ОРРНЭО механизированным способом / Семенов В. Н. // Инженерная практика.2010. – № 1. – С. 85–89.
83. Семенов В. Н. Опыт эксплуатации оборудования ОРЭ производства ЗАО ЭЛКАМ-нефтемаш / Семенов В. Н. // Инженерная практика.2011.– № 3. – С. 51–54.
84. Справочная книга по добыче нефти / под редакцией Гиматудинова Ш. К.– М.: Недра. 1974. – 704 с.
85. Стрижов И. Н., Ходанович И. Е. Добыча газа.– М.: Гостоптехиздат, 1946.
86. Сухачев Ю. В. Совершенствование технологий испытания поисково-разведочных скважин / Сухачев Ю. В., Кукарский Д. В., Коваль М. С., Пудашкина А. В. // Территория Нефтегаз.2011. – № 8. – С. 82–86.
87. Тагиров К. М., Нефантов В. И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии.– М.: Недра, 2003.
88. Сандахчиев И. С., Атамамедов Е. Проект пробной эксплуатации Корпе-джинской группы месторождений // Отчет // 85.4315.86, ТуркменНИ- ПИнефть.– Небит-Даг, 1986. – 37 с.
89. Шаисламов Ш. Г., Янтурин Р. А., Янтурин А. Ш., Лаптев В. В. Об одновременной эксплуатации нескольких пластов (пропластков) одной скважиной // Бурение и нефть. 2007. – № 10.

90. Прокудин А. В. Результаты внедрения оборудования ОРЭ на месторождениях ООО Лукойл – Западная Сибирь / Прокудин А. В. // Инженерная практика. 2013. – № 2. – С. 42–44.
91. Тавлуй И. В. Опыт эксплуатации и планы развития одновременно-раздельной эксплуатации в ОАО «Удмуртнефть» / Тавлуй И. В., Гаврилюк Ю. А., Агафонов А. А., Лютиков А. Н. // Нефтяное хозяйство. 2011. – № 6. – С. 48–51.
92. Тарифов К. М., Глуходед А. В., Кубарев П. Н., Балбошин В. А. Результаты внедрения ОРЭ пластов ОАО Татнефть / Последние разработки компании по ОРЭ // Инженерная практика. 2011. – № 3.
93. Муслимов Р. Х., Шавалиев А. М., Хисамов Р. Б. и др. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения: В 2-х т. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
94. Нескоромных В. В., Калинин А. Г. Направленное бурение. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008.
95. Нескоромных В. В. Направленное бурение / Учебное пособие для горно-геологических специальностей вузов. – Иркутск: ИрГТУ, 2004.
96. Никитин Б. А. Особенности проектирования наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большим отклонением от вертикали при разработке морских, нефтяных и газовых месторождений // Техника и технология бурения. 1998. – № 7.
97. Гулуев А. Т. «Прогнозирование развития способов добычи нефти на месторождениях объединения «Туркменнефть» на 1975–1980 гг. Фонды института «Небитгазылмытаслама», 1990.
98. Гулуев А. Т. «Исследование условий применения механизированной добычи на месторождениях Западной Туркмении. Фонды института «Небитгазылмытаслама», 1990.
99. Игнатенко Ю. К., Акопян Н. Р. и др. Временная инструкция по удалению жидкости из газовых и газоконденсатных скважин с помощью пенообразующих веществ. – Ставрополь, 1977. – С. 12–15.
100. Рамазанов Р. Г. Обоснование выбора эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях с высоковязкой нефтью

(на примере небольших нефтяных месторождений Татарии): Дис. канд. техн наук.–Бугульма, 1992. – С. 174.
101. Репин Н. Н. Предупреждение образования эмульсий при добыче и сборе нефти / Репин Н. Н., Юсупов О. М., Валеев М. Д., Карпова И. К. // Тематический науч.-техн. обзор: Сер. Нефтепромысловое дело.– М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – 59 с.
102. Орлов В. С., Муравьев В. М., Середа Н. Г. Проектирование и ана лиз разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой.– М.: Недра, 1973.
103. Основы нефтяного и газового дела. / со авт. В. М. Муравьев, Н. Г. Середа – М.: Недра, 1967.
104. Ивановский В. Н. ОРЭ и интеллектуализация скважин: вчера, сегодня, завтра // Территория Нефтегаз. Вып. 3.– М., 2010.
105. Иванишин В. С. Особенности разработки многопластовых нефтяных залежей с низкопроницаемыми коллекторами.– М.: Недра, 1981.
106. Ивачев Л. М. Промывочные жидкости и тампонажные смеси.– М.: Недра, 1987.
107. Лысенко В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений.– М.: Недра, 2000.–517 с.
108. РД-39-0137035-212-87. Временное руководство по определению забойного и пластового давления динамического и статического уровней и давления у пиема насоса.– М., 1987.
109. Инструкция по исследованию газоконденсатных месторождений на газоконденсатность.– М.: Недра, 1975.
110. Ефремов Е. П., Яшин А. Н., Халимов Э. М. Влияние совместной разработки на нефтеотдачу многопластовых объектов // НХ.– 1981.– № 8.– С. 32–36.
111. Адиев И. Я. Методическое руководство по применению технологии определения обводненности продукции пластов при их одновременно-раздельной эксплуатации (с использованием акустических стационарных информационно-измерительных систем) / И. Я. Адиев // Методическое руководство ОАО НПФ Геофизика. Уфа.2014.– 13 с.

112. Базив В. Ф., Закиров С. Н. Некоторые проблемы разработки многопластовых месторождений // Нефтяное хозяйство. 2002. – № 11. – С. 58–60.
113. Деряев А. Р. Анализ современного состояния метода одновременной раздельной эксплуатации скважин. // Сборник статей III научно-практической конференции "Science and technology research:". – Петрозаводск: Научное издание: МЦНП "Новая наука". 2022. – С. 22–29.
114. Бирюков В. И., Виноградов В. Н., Мартиросян М. М. и др. Абразивное изнашивание газопромыслового оборудования. – М.: Недра, 1977.
115. Деряев А. Р. Определение набора пластов для одновременного, раздельного и совместного использования наклонной скважины на многопластовом месторождении Северный Готурдепе. // Материалы 83-й Международной научно-практической конференции "Актуальные вопросы науки". – М: ООО Издательство Спутник +. 2022. – С. 26–29.
116. Изучение процессов обводнения нефтяных залежей с помощью характеристик вытеснения. Авт., Островский Я. М., Джапаров А., ТуркменНИИНТИ, – Ашхабад, 1980.
117. Деряев А. Р. Технология бурения наклонно-направленной скважины с раздельной эксплуатацией одновременно нескольких горизонтов на месторождении Северный Готурдепе // Материалы 83-й Международной научно-практической конференции "Актуальные вопросы науки". – М: ООО Издательство Спутник +. 2022. – С. 30–35.
118. Деряев А. Р. Промышленное испытание буферной жидкости "СУБЖ" для вытеснения бурового раствора на углеводородной основе.// Наука и образование в России и зарубежом № 02 – М: Издательство ООО "Московский двор". 2022. – С. 34–43.
119. Деряев А. Р. Разработка конструкции наклонно-направленной скважины с целью одновременной раздельной эксплуатации. // Материалы XI международной заочной научно-практической конференции "Современные инновации в России и за рубежом:

прошлое, настоящее, будущее". Современные инновации № 1 (41) – М: Издательство "Проблемы науки". 2022.– С. 8–12.
120. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справ. руководство: в 2 т. / Под ред. Ю. П. Коротаева, Р. Д. Маргудова.– М.: Недра, 1984.– Т. 1.
121. Кременецкий М. И., Ипатов А. И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. РГУНГ, Макс-Пресс, 2008. – 475 с.
122. Игнатьев М. Интеллектуальные системы управления // Нефтегазовая вертикаль, – № 13–14. 2010. – С. 73–88.
123. Белоус В. Б., Мажар В. А., Гуляев Д. Н., Ипатов А. И., Кременецкий М. И. Новая технология мониторинга нефтяных скважин, эксплуатаирующих совместно нескольких пластов // Нефтяное хозяйство, – № 12. 2006. – С. 62–67.
124. Молчанов А. А., Абрамов Г. С. Бескабельные системы для исследований нефтегазовых скважин (теория и практика) / под общей редакцией А. А. Молчанова.– Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 450 с.
125. Афанасьев И. С. Одновременно-раздельная эксплуатация скважин. Создание «интеллектуальной» скважины / И. С. Афанасьев, А. Г. Пасынков, Д. Л. Худяков, Р. Р. Габдулов, В. И. Никишов, П. И. Сливка // Нефтяное хозяйство.2008.– № 11. – С. 66–70.
126. Гриценко А. И., Алиев З. С., Ермилов О. М., Ремизов В. В., Зотов Г. А. Руководство по исследованию скважин.– М: Наука, 1995. – 522 с.
127. Гарипов О. М., Леонов В. А., Шарифов М.З. Технологии и оборудование для одновременно раздельной закачки воды в несколько пластов одной скважиной // Вестник недропользователя. 2007. – № 17.
128. Сахаров В. А., Мохов М. А. Гидродинамика газожидкостных смесей в вертикальных трубах и промысловых подъемниках.– М.: Нефть и газ, 2004. – 391с.
129. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти.– М.: Нефть и газ, 1977. – 826с.

130. Чарный И. А. Основы газовой динамики.– Гостоптехиздат – 1961.
131. Хисамов Р. С. Особенности геологического строения и разработки многопластовых нефтяных месторождений / Хисамов Р. С.– Казань: изд-во Мониторинг, 1996. – С. 288.
132. Шаисламов Ш Г., Янтурин Р. А., Янтурин А Ш., Лаптев В. В. Об одновременной эксплуатации нескольких пластов (пропластков) одной скважиной // Бурение и нефть. 2007. – № 10. – 129 с.
133. Ерастов С. А. Технологии ОРЭ и ОРЗ для контроля, мониторинга и управления эксплуатацией многопластовых месторождений «РН-Юганскнефтегаз»: итоги 2010 года / С. А. Ерастов, Р. Н. Асмандияров, Э. Р. Назаргалин, П. И. Сливка // Инженерная практика.2011.– № 3.– С. 88–91.
134. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М., «Недра», 1980.
135. Использование многопакерных компоновок для одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях. / Протокол заседания (нефтяная секция) ЦКР Роснедра. – № 3367 от 28.04.05 г.– М., 2005.
136. Коновалов А. Н. Задачи фильтрации многофазовой несжимаемой жидкости. – Новосибирск: Наука. Сиб. Отделение, 1998. – 166 с.
137. Эрлагер Р. Гидродинамические методыф исследования скважин / 11-е издание, 2003 (перевод с английского). – М., 2007. – 512 с.
138. Деряев А. Р., Гулатаров Х., Мантрова С. В., Рекомендации по буровым растворам для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов на месторождении Северный Готурдепе, Сборник института Нефти и газа, выпуск 8, Ашгабат, Туркменская служба издания. 2014.
139. Деряев А. Р., Еседулаев Р., Основы технологии бурения при освоении нефтегазовых пластов методом ОРЭ. Научная монография. – Ашгабат: Ылым. 2017. – С. 147–173.
140. Деряев А. Р. Технологические особенности вскрытия многопластовых продуктивных горизонтов и освоение их для одновременно-раздельной эксплуатации. // Сборник статей института “Нефть и газ” выпуск 11. (2015 г.)– С. 183–193.

141. Деряев А. Р. Разработка конструкции скважин для метода одновременно-раздельной эксплуатации нескольких нефтяных пластов. «Наука и техника в Туркменистане». – № 6. 2013. – С 71–77.
142. Методические указания по выбору конструкций нефтяных и газовых скважин, проектируемых для бурения разведочных и эксплуатационных на площадях – Москва Миннефтепром, 1973.
143. Элияшевский И. В., Сторонский М. Н., Орсуляк Я. М. Типовые задачи и расчеты в бурении,– М.: Недра, 1982.
144. Калинин А. Г. Бурение нефтяных и газовых скважин,– Москва ЦентрЛитНефтеГаз. 2008.
145. Пути повышения эффективности буровых работ на месторождениях Западной Туркмении // Тр / СевКавНИПИнефть.– Грозный: 1982.– вып. 22.–77 с.
146. Азизов Ф. Х. Опыт применения технологии ОРРНЭО. Установки ОРЗ, ОРД и компоновки для изоляции негерметичной эксплуатационной колонны / Ф. Х. Азизов // Инженерная практика.– 2011.– № 3.–С. 101–103.
147. Атнабаев А. И. Внедрение технологий ОРЭ в ОАО «Белкамнефть» / А. И. Атнабаев, Ю. Н. Петрусевич // Инженерная практика.2010.– № 1.– С. 44–45.
148. Емельянов А. В. Скважинные компоновки для одновременной добычи и обработки ПЗП / А. В. Емельянов // Инженерная практика.2011.– № 3.– С. 58–62.
149. Казанцев И. Ю. Опыт внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на Верхнеколик-Еганском месторождении / И. Ю. Казанцев, А. О. Гордеев, И. А. Вахрушева, А. А. Луценко // Нефтяное хозяйство.2010.– № 2.– С. 44–47.
150. Алиев З. С., Шеремет В. В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскывающих газовых и нефтяные пласты.– М: Недра, 1995.
151. Гулатаров Х., Деряев А. Р., Еседулаев Р. Э. Особенности технологии бурения горизонтальных скважин способом электробурения, (Монография), Наука, – Ашгабат, 2019. – С. 276–301.
152. Регламент скважинных исследований. Часть I. Гидродинамические исследования скважин. ОАО «Сибнефть», 2003.

153. Положительное решение по заявке № 2009141279/03(058660) от 10.11.2009 г. / Ипатов А. И., Павлов А. А. «Способ эксплуатации скважины».
154. Дияшев Р. Н., Хмелевских Е. И. Особенности совместной эксплуатации неоднородных нефтяных пластов при повышенных градиентах давления // ВНИИОЭНГ, Неф. ТНТО, серия Добыча. 1974. – 100 с.
155. Коваленко А., Патраков Д. Одновременная раздельная эксплуатация; выявляем нераскрытый птециал ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии. 2012. – № 12.
156. Козловский Е. А. Кольская сверхглубокая. – М.: Недра, 1984.
157. Конев А. П. Раздельная эксплуатация двух пластов одной скважиной // Нефтяник. 1956. – № 2.
158. Григорьев В. С. Прогнозирование угдеводородоотдачи пластов // Газовая промышленность. 1990. – № 6. – С. 45–47.
159. Григорьев В. С. Повышение конденсатоотдачи при разработке залежей с применением сайкдинг-процесса // Нефтяная и газовая промышленность. 1985. – № 3. – С. 32–36.
160. Коротаев Ю. П. Новые технологии разработки месторождений природного газа // Материалы Всесоюзной конференции. Основные направления и проблемы развития энергетики СССР на перспективу. 1989. – Вып. IV.

Subscribe to print 30/09/2022. Format 60×90/16.
Offset Paper. Garnitura Arno Pro. Conv. Pec. liter. 12. Edition of 300 copies.
Typeset in Accent Graphics Pablishing and Communiation, Hamilton, Canada

Printed by Allegra Complex,
1290 Venables St #7, Vancouver, BC V6A 4B4, Canada

ISBN 978-1-77192-641-6