

НОВАЯ НАУКА

Международный центр
научного партнерства



NEW SCIENCE

International Center
for Scientific Partnership

А. Р. Деряев

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Научная монография

г. Петрозаводск
МЦНП «Новая наука»
2022

УДК 62
ББК 30
Д36

Автор:

Деряев Аннагулы Реджепович

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

Рецензенты:

Пайтыков Ч.М., доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории экономики геологоразведочных работ и оценки нефтегазовых ресурсов Научно-исследовательский институт природного газа Государственного Концерна «Туркменгаз»

Гелдиев Х.А., доктор технических наук, эксперт отдела физики-математики, Академия наук Туркменистана

Деряев, Аннагулы Реджепович.

Д36 ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН : научная монография / А. Р. Деряев. – Петрозаводск : МЦПП «Новая наука», 2022. – 371 с. : рис., табл.

ISBN 978-5-00174-508-2

В монографии полностью рассмотрены такие задачи, как одновременное освоение нескольких пластов с помощью технологий и бесперебойное регулирование способности нефте- и газоотдачи пластов из-за разности давлений при одновременной работе, отдельное выявление свойств продуктивности каждого пласта с помощью вновь созданного оборудования.

В основу исследований положены материалы бурения и разные разработки на многопластовом месторождении Туркменистана при АВПД, по конструкции отдельно на каждую скважину и комплекс, состоящий из различных пакеров, циркуляционных и газлифтных клапанов и других вспомогательных внутрискважинных оборудования, установленных на двухлифтной НКТ для одновременного раздельного освоения способом газлифт-фонтан трех больших горизонтов (в составе их 9-ти пластов) испытанных на 4-х скважинах.

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

УДК 62
ББК 30

ISBN 978-5-00174-508-2

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА I. АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНЫЙ ГОТУРДЕПЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТОДОМ ОРЭ.....	9
1.1. Анализ ранее пробуренных скважин, вскрытие продуктивных пластов и их освоение на многопластовом месторождении Северный Готурдепе	9
1.2. Геолого-технические предпосылки для успешного внедрения ОРЭ на многопластовых месторождениях	14
1.3. Методы определения технологических показателей эффективности ОРЭ	20
1.4. Анализы по формированию эксплуатационных объектов в многопластовых месторождениях для ОРЭ	24
1.5. Определение набора пластов для одновременного, отдельного и совместного использования наклонной скважины на многопластовом месторождении Северный Готурдепе	33
1.6. Разработка предложений по выбору технологических схем и оборудования для ОРЭ газоконденсатных пластов в проектируемых газовых скважинах месторождения Корпедже	42
ГЛАВА II. ОБОСНОВАНИЕ БУРОВЫХ РАБОТ ДЛЯ ОРЭ С ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ НЕСКОЛЬКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ И ИХ ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ.....	66
2.1. История развития и современное состояние технологии способа ОРЭ	66
2.2. Способы ОРЭ, цели и задачи применения.....	75
2.3. Применение ОРЭ для приобщения продуктивных горизонтов и для решения технических задач по добыче нефти и газа	80
2.4. Применение метода ОРЭ для контроля и регулирования процесса разработки.....	85
2.5. Современное состояние изученности бурения направленных и многозабойных скважин с отдельной эксплуатацией одновременно нескольких горизонтов (зарубежный опыт)	89
ГЛАВА III. АНАЛИЗ И ИССЛЕДОВАНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ СХЕМ ОРЭ.....	111
3.1. Анализ существующих схем установок для ОРЭ пластов.....	111
3.2. Технологические схемы метода ОРЭ.....	133
3.3. Анализ и обобщение результатов гидро-газодинамических исследований при стационарных и нестационарных режимах фильтрации	139
3.4. Разработанные конструкции и опыт по ОРЭ на многопластовых месторождениях Туркменистана	148
3.4.1. Способ ОРЭ двух продуктивных горизонтов одной скважиной.....	148

3.4.2. Способ одновременно-раздельной и совместной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов одной скважиной и устройство для его осуществления.....	161
3.4.3. Способ одновременно раздельной добычи нефти и газа из многопластовой залежи одной скважиной	179
ГЛАВА IV. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН	
ДЛЯ МЕТОДА ОРЭ	197
4.1. Решение задач исследования для ОРЭ скважин на многопластовом месторождении	197
4.2. Разработка конструкции скважин для многопластовых месторождений с целью ОРЭ одной скважиной.....	202
4.3. Компоновка низа бурильной колонны для бурения направленной скважины при ОРЭ	216
4.4. Расчет трехинтервального профиля (с участком стабилизации зенитного угла) наклонно-направленной скважины для освоения методом ОРЭ.....	225
4.5. Технология бурения скважин с раздельной эксплуатацией одновременно нескольких горизонтов.....	236
ГЛАВА V. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ БУРОВОГО РАСТВОРА, ВСКРЫТИЕ И ОСВОЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ	253
5.1. Приготовление буровых растворов и методов регулирования их свойств в сложных термогеохимических условиях горизонтального бурения скважин (на примере Туркменистана)	253
5.2. Смазывающие свойства нефтеэмульсионных растворов на водной основе	266
5.3. Рекомендации по использованию буровых растворов для успешного ведения буровых работ на месторождении Северный Готурдепе	272
5.4. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин методом ОРЭ	288
5.5. Способ цементирования обсадной колонны в скважине, пробуренной буровым раствором на углеводородной основе.....	297
5.6. Промышленные испытания буферной жидкости «СУБЖ» для вытеснения бурового раствора на углеводородной основе	313
ГЛАВА VI. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОДНОВРЕМЕННО НЕСКОЛЬКИХ ГОРИЗОНТОВ.....	323
6.1. Определение экономической эффективности при реализации научной разработки при одновременно раздельной эксплуатации нескольких горизонтов одной скважиной.	326
6.2. Исходные данные для расчета экономических показателей	328
6.3. Расчет экономических показателей.....	330
6.3.1. Выручка от реализации.....	330
6.3.2. Прибыль от реализации	331

6.3.3. Платежи и налоги.	333
6.3.4. Капитальные вложения.....	334
6.3.5. Поток денежной наличности.....	335
6.3.6. Индекс доходности (PI)	336
6.3.7. Срок окупаемости.....	336
6.3.8. Расчеты затрат	337
6.3.9 Анализ экономической эффективности применения ОРЭ	338
ГЛАВА VII. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СПОСОБУ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	340
7.1. Рекомендации по технологии проводки, выбору оборудования и исследования скважин, осваиваемых методом ОРЭ.....	340
7.2. Рекомендации по комплексному внедрению с отдельной эксплуатацией одновременно нескольких горизонтов на газовых месторождениях Туркменистана	348
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	358
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	359

ВВЕДЕНИЕ

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. Викторov, 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. Максutow, Б.Е. Доброскок, Ю.В. Зайцев и др. По теме опубликовано множество научных статей, книг, материалов конференций и совещаний. Имеется специальное решение Центральной Комиссии по разработке нефтяных месторождений б. МНП СССР с перечнем критериев выделения эксплуатационных объектов, сформулированы требования к формированию эксплуатационных объектов в Правилах разработки нефтяных месторождений.

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.

Однако в 1990-2000-е годы появились работы, в которых со ссылкой на рыночные условия начали обосновывать целесообразность совместной

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

разработки не только многопластовых, но и многогоризонтных нефтяных месторождений. Составлены, утверждены и внедряются технологические схемы разработки на ряде месторождений Татарстана, где предусматривается совместная разработка верейских, башкирских, тульских, бобриковских и турнейских продуктивных отложений, которые в свою очередь, включают до 5-6 пластов и пропластков.

Данная монография выполнена на примере нефтяных месторождений Туркменистана, что потребовало их систематизировать по фильтрационно-емкостным характеристикам основных продуктивных красноцветных отложений и свойствам нефтей. 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, именно Северный Готурдепе.

В монографии обобщены литература, патент, опыты производственных работ и Интернет-материалы и также результаты проведенных работ в производстве. Научная работа выполнена 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.

С целью повышения качества цементирования по этой технологии специально разработана буферная жидкость “UBSS” и ингибированный буровой раствор типа «KAIR» в целях вскрытия пластов больших глубин с высокотемпературными сложными горно-геологическими условиями.

Разработаны последовательные технологии, которые дают возможность проводить исследования для определения свойств продуктивности во время работы каждого продуктивного пласта и отдельного воздействия на них.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Технология способа одновременной раздельной эксплуатации осуществлена в трудноосваиваемых 2-х разведочных и 2-х эксплуатационных скважинах водной части (акватории) месторождения Северный Готурдепе с применением самых совершенных зарубежных оборудования и технических средств. С внедрением в производство данного способа, с одновременным освоением 9-ти продуктивных пластов в каждой скважине с помощью двухлифтных НКТ получен большой приток нефти

В освоении и бурении месторождения технологией способа одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов сокращение затрат на бурения и времени освоения, увеличение нефтеотдачи пластов и их экономическая эффективность определены путем внедрения в производство данного способа. По проведенным испытательным работам показатели экономического эффективности 4-х скважин, в среднем за 1 год, по сравнению с обычными скважинами, составили-полученная общая прибыль на сумму 143 252,2 тыс. манат, а самоокупаемость расходов на выполненные работы составила 0,56 лет.

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 технология добычи нефти одновременным раздельным способом эксплуатации нескольких пластов, в полном внедрении и освоении в месторождение даст возможность в будущем достижения экономически выгодного и более совершенного технико-технологического уровня в отличие от других применяемых способов в данной области.

ГЛАВА I.

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНЫЙ ГОТУРДЕПЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТОДОМ ОРЭ

1.1. Анализ ранее пробуренных скважин, вскрытие продуктивных пластов и их освоение на многопластовом месторождении Северный Готурдепе

Нефтегазовый участок Северный Готурдепе, включающий в себя два мелких поднятия Овалтовал и Банкали, которые осложняют северное крыло Готурдепинской структуры, расположен в северной части Западно-Туркменской низменности. Основанием для постановки поисково-разведочного бурения на площадях Овалтовал и Банкали послужили результаты сейсмических работ, проведенных Западной геофизической экспедицией (ныне Балканская геофизическая экспедиция Госкорпорации «Туркменгеология»).

Первые предположения о наличии Овалтовалского поднятия были высказаны в 1947-48 гг. после получения материалов сейсморазведочных работ МОВ, проводившимися под руководством Ю.Н. Година и Н.П. Чунарева.

В 1955 г. в результате сейсмических исследований (Чунарев Н.П., Теплицкий В.А.), задачей которых являлась дополнительная расшифровка геологического строения Готурдепинской структуры, были получены новые данные, подтвердившие предположения о наличии Овалтовалского поднятия. Банкалийская складка впервые выявлена в результате работ, проведенных в 1963 году. Обе структуры оконтурены и полностью разведаны работами сейсмической партии №3/63. Результатом проведенных исследований явились

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

схематические структурные карты по условным сейсмическим горизонтам, проведенным вблизи кровли апшеронского яруса и кровли красноцветной толщи в масштабе 1:50000. Проект предварительной разведки площадей Овалтовал и Банкали был утвержден Протоколом Сопровождающего при начальнике главного управления нефтяной и газовой промышленности от 16.06.1964 г.

Овалтовалская и Банкалийская структуры представляют собой брахиантиклинальные поднятия ограниченных размеров. Перспективность этих площадей в отношении нефтегазоносности обосновывалась территориальной близостью к месторождению Готурдепе (6-9 км) к северу, а также сходством их геологического строения. Поисковое бурение на площади Овалтовал и Банкали было начато 14.09.1964 году, согласно утвержденному проекту. Целевым назначением скважин на первом этапе явилось выявление промышленной нефтегазоносности в отложениях верхнего отдела красноцветной толщи с попутной оценкой продуктивности вышележащих стратиграфических подразделений разреза: акчагыла и апшерона. На втором этапе бурение проводилось с целью поисков залежей на новых блоках, разведки выявленных залежей и поисков залежей в пределах нижнекрасноцветных отложений.

В 1965 году установлена промышленная нефтегазоносность складок Овалтовал (скважина 3) и Банкали (скважина 2).

Обобщение и анализ геологических материалов поисково-разведочного бурения позволили А.И. Бычкову (1972 г.) рассматривать эти поднятия как осложнения северного крыла Готурдепинской структуры, именуемой ныне как участок Северный Готурдепе месторождения Готурдепе.

Прибрежная часть Северного Готурдепе. Блок XXж. В скважине 29 этого блока объекты горизонтов – 11, 10, 9 были опробованы с получением притоков воды, плени нефти. Скважина эксплуатировалась из горизонтов – 3, - 2, - 1. В сентябре 1991 году скважина была ликвидирована, и вышележащие перспективные на нефть и газ пласты не были опробованы. Продуктивность

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

красноцветной толщи не освещена на полную мощность. В 2009 году в результате пересмотра геологических материалов было принято решение восстановить ствол скважины для проведения опробования вышележащих перспективных горизонтов в ниже- и среднекрасноцветных отложениях.

После восстановления технического состояния ствола скважины 29 был перфорирован объект горизонта -3 в интервале 4222-4252 м и по 22 мм штуцеру получен приток нефти дебитом 19,8 т/сут., воды 13,1 т/сут., газовый фактор – 64 м³/т. Давление на устье 24 атм, затрубном – 60 атм.

В феврале 2010 года скважину возвратили на горизонт и перфорировали объект в интервале 4082-4099 м (-1), 4121-4184 м (1+2). При освоении этого объекта дебит безводной нефти совместно сработавшим горизонтом – 1 по штуцеру 22 мм составлял 366 т/сут. Давление на устье 25 атм., затрубном – 65 атм.

В исследуемом блоке в его юго-западной части пробурена скважина 20, (фактический забой 4593м, горизонт -7), которая, вследствие аварийности ствола скважины, была ликвидирована по техническим причинам. Во вскрытом геологическом разрезе этой скважины по электрокаротажу, в пределах верхнего и нижнего отделов красноцветной толщи, выделяются перспективные в отношении нефти и газа пласты, которые подлежат доразведке бурением.

Следует отметить, что в соседнем блоке XXГ с горизонта - 7 и др. производится добыча нефти (например, ближайшая скважина 138 и др.).

Приведенные данные исследования геологических материалов позволяют полагать, что, во-первых, нефтяные залежи СК (среднего красноцвета) (например, IXд+е) и (нижнего красноцвета) отложений не прослежены, во-вторых, отложения не вскрыты на полную мощность. Не освещенный разрез блока XXЖ нами отнесен к категории С2. Для решения вышеупремянутых задач необходимо заложение разведочных скважин.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Таким образом, с целью прослеживания залежей нефти горизонтов IXд+е - 9 и вскрытия красноцветной толщи на полную мощность, к заложению рекомендуются разведочные скважины 200, 201, 202, 203 (зависимая от бурения и опробования скважин 200 и 201), 204, 205, 206, 207, 208, 213, 214, 215 проектными глубинами 4800 м, 4900 м, 5000 м, 5100 м и 5200 м со вскрытием подстилающих отложений на 30-50 м. Проектные разрезы упомянутых скважин иллюстрируются геологическими профилями I-I, II-II.

Континентальный участок месторождения – район расположения скважины 33 (забой - 5001 м). При изучении геологических материалов было выявлено, что в этой скважине вскрытая нефтяная залежь горизонта - 10 является самой глубокой на суше Прибалханского района. Здесь в интервале глубин 4920-4928 м, по штуцеру 12 мм получен приток нефти дебитом - 93,5 м³/сут., газа - 15,6 тыс. м³/сут. и воды - 37,4 м³/сут., при Р = 45/180 атм. Скважина вступила в эксплуатацию с данного интервала 08.10.1980 году. В последующем приток нефти дебитом 103 т/сут. был получен и с горизонта - 9, интервал объекта 4825-4839 м, Р=30/150 атм. По заключению материалов ГИС, во вскрытом геологическом разрезе скважины имеется достаточное количество возвратных объектов. Скважина пребывает в консервации. Соседняя скважина 14, расположенная на удалении 750 м на запад-северо-запад от неё, имеет забой – 2905 м, ВК (верхний красноцвет) и разрез скважины 33 не вскрыла. Из изложенного следует, что нефтяная залежь горизонта -10 не прослежена ни по падению, ни по простиранию складки, и отложения на полную мощность не вскрыты. Эти вопросы и являются задачей последующих скважин.

Таким образом, рекомендуется к заложению:

- разведочная скважина № 1, проектной глубиной 5100 м, располагается на продолжении линии скважин 12-13, на расстоянии 300 м на север от скважины 13;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- разведочная скважина № 2 (зависимая от скважины №1) проектной глубиной 5100 м, располагается на продолжении линии скважин 13-33 на расстоянии 400 м на северо-запад от скважины 33;

- разведочная скважина 38 (зависимая от скважины 37) проектной глубиной 5200 м.

Район расположения скважин 16 Северный Готурдепе – 398 Готурдепе (подсчетный план пачки -8). Скважина 16 (забой – 4802 м) прекращена бурением в отложениях горизонта -8. При опробовании общего интервала 4720-4683 м, по штуцеру 4 мм, был получен приток нефти дебитом 37,9 т/сут., воды - 13,6 т/сут, $P=63/179$ атм. Этот объект с возвратным объектом в интервале 4642-4653 м, - 8, эксплуатировался с 27.06.1971 года по 21.06.2000 год. Последний опробованный интервал 2680-2683 м относится к горизонту Па акчагыльского яруса и вступил в эксплуатацию 21.01.2003 году с дебитом нефти 3,9 т/сут., $P=12/54$ атм. Приведенные по скважине 16 данные позволяют отметить, что выявленные скважиной нефтяные залежи не прослежены по падению и простиранию складки и отложения на полную мощность не вскрыты.

В скважине 398 (забой 4715 м) первый нефтяной объект с общим интервалом глубин 4678-4585 м, горизонт - 9, вступил в эксплуатацию 31.03.1972 году с рабочими параметрами: штуцер 8 мм, дебит нефти – 141 т/сут., газа - 386 тыс. м³/сут., $P=87/147$ атм. Эта скважина с возвратным объектом 4585-4592 м, горизонт -8, эксплуатировалась до 2007 года. В настоящем скважина в ожидании ликвидации. Вышеприведенные по скважине 398 данные показывают, что выявленные скважиной нефтяные залежи не прослежены по падению и простиранию складки и отложения на полную мощность не вскрыты.

Проведенные исследования геологических материалов в 6,0 км полосе от скважины 16 Северный Готурдепе до скважины 398 Готурдепе позволяют полагать, что, во-первых, нефтяные залежи отложений не прослежены по

падению и простиранию, во-вторых, отложения не вскрыты на полную мощность.

Таким образом, для решения этих задач необходимо заложение разведочных скважин, в этой связи рекомендуется к заложению:

- разведочная скважина №3, проектной глубиной 5100 м, располагается в створе скважин 16-398 на расстоянии 2.4 км от скважины 398.

1.2. 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 нередко 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) [1-5].

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.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 (репрессии), 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 [5-7].

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.

Запасы месторождения Северный Готурдепе относятся к многопластовым. Нефтегазоносность месторождения Северного Готурдепе связана с отложениями апшеронского (Ia, Ib, Iv), акчагыльского (IIa, IIб) ярусов, верхнего (IIIa), среднего (VIII, IX) и нижнего красноцвета (НК, НК-1+2, НК-3+4, НК-5, НК-6, НК-7а, НК-7б, НК-8, НК-9, НК-10). Залежи апшерон-акчагыльского ярусов сконцентрированы в восточной части участка, залежи верхнего и нижнего отделов красноцветных отложений - в его западной и северо-западной частях. Залежи Северного Готурдепе по типу пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Изучены и научно проанализированы общие сведения месторождения. Полностью изучены геологическое строение, стратиграфия, тектоника месторождения Северный Готурдепе и коллекторские свойства горных пород этого месторождения. Проведены гидродинамические анализы запасов

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 Готурдепинского месторождения, составляя глубокую суть будущих работ, заложили основу высокой эффективной правильной разработки конструкции скважин для способа одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов, успешного бурения скважин до проектной глубины, выбора соответствующих растворов, с целью неcolmатирования продуктивных пластов, достижения их высокой нефтеотдачи в процессе освоения.

Геология месторождения и гидродинамический запас продуктивных пластов, а также анализы, проведенные по продуктивной способности этих пластов, успешное бурение 4-х скважин до проектной глубины и их ввод в эксплуатацию в проведении испытательных работ для способа одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов по результатам работ доказали их правильное выполнение.

А также научно проанализированы технические и технологические отличия способа одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов от действующего в настоящее время способа освоения продуктивных пластов, и также 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.

Учитывая расположение месторождения Северный Готурдепе на морском мелководье, для снижения инвестиционных затрат при освоении и бурении, а также во время эксплуатации, принято решение о необходимости месторождения разработать методом ОРЭ.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

В связи с тем, что более половины всех капитальных вложений приходится на бурение скважин, всегда возникает вопрос объединения пластов или объектов для эксплуатации одной сеткой скважин. Совместная разработка двух объектов одной скважиной (общим фильтром) осуществляется обычно по экономическим соображениям, когда раздельная их эксплуатация нерентабельна. При этом, как правило, реализовать потенциальные возможности каждого эксплуатационного объекта не удастся, 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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 ограничения 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 удастся 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 вод 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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

с применением технологии ОРЭ, разделив его на две части (высоко- и низкопроницаемые пласты).

Учет выработки запасов (контроль разработки) одновременно отдельно 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%).

1.3. 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,

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 опережающих эксплуатационных скважин, и уточняются в процессе разработки месторождения [8].

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 определены 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, равенство значений этих показателей, полученных после осуществления одновременной раздельной эксплуатации со значениями, которые были до проведения этого мероприятия позволяет оценивать технологическую эффективность

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

мероприятия. Определяются технологические показатели непосредственно замерами или соответствующими расчетами [9,10].

Добыча нефти в скважинах, оборудованных для осуществления одновременной раздельной эксплуатации (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 [11,12].

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 одну и ту же систему воздействия.

В скважине, в которой осуществляется ОРЭ, суммарный дебит по пластам может не измениться. Но может произойти перераспределение дебитов, работающих продуктивных интервалов (подключение низкопроницаемых 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.) [13].

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 выразиться 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 [14].

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

Влияние метода ОРЭ на 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.

1.4. Анализы по формированию эксплуатационных объектов в многопластовых месторождениях для ОРЭ

Систематизированное изложение условий объединения нескольких пластов в один объект эксплуатации было представлено в работе Н.Е. Быкова [15].

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 [15] дается перечень основных геолого-промысловых факторов, которые должны быть изучены при решении вопросов выделения

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 [15] 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 [16]. 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;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- 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;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- 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 эффективным мероприятиям 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 отдельно 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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

гидродинамическими методами, установление «работающих» толщин на различных режимах (по данным дебитометров 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:

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- 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 [16], 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 [16]. 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 [17] 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 [17] сформулировал следующие 6 основных критериев, присутствие которых не допускает объединения пластов в один эксплуатационный объект:

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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

Все эти требования предельно упрощены в работе [18]. Для решения вопроса объединять или не объединять нефтяные пласты в один общий эксплуатационный объект с единой сеткой добывающих и нагнетательных

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 $\eta_{\text{ср}}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважины, n – число скважин, по которым были определены значения η -коэффициента продуктивности, среднее значение квадрата коэффициента продуктивности $(\eta^2)_{\text{ср}}$, 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 [19] обнаруживает необоснованные допущения при ее выполнении.

При внедрении ОРЭ на месторождениях Туркменистана (Корпедже и Северный Готурдепе) 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 дебитометров и расходомеров); физико-химические свойства нефти, газа, воды; толщина промежуточных толщ между

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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.

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 и нефтяных скважинах месторождения Северный Готурдепе 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.

1.5. Определение набора пластов для одновременного, раздельного и совместного использования наклонной скважины на многопластовом месторождении Северный Готурдепе

Большинство нефтяных и газовых месторождений, как в нашей стране, так и за рубежом являются многопластовыми. При этом несколько

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

продуктивных пластов располагаются поэтажно один над другим. Разработка таких 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. В этой связи часто при разработке многопластовых месторождений объединяют несколько продуктивных пластов в один эксплуатационный объект, что позволяет сокращать сроки разработки месторождения, уменьшать капитальные вложения на бурение скважин и обустройство месторождений и т.д.

В то же время одновременная разработка нескольких пластов одним объектом возможна только при одинаковых физико-химических свойствах нефти в объединяемых пластах, если приток нефти и газа достаточен из каждого пласта при допустимом забойном давлении в скважине, при близких значениях пластового давления в объединяемых пластах, исключающих перетоки нефти между пластами, и близких значениях обводненности пластов. Если вышеизложенные условия не соблюдаются, то многопластовые месторождения разрабатывают методом одновременно-раздельной эксплуатации (далее ОРЭ) одной скважиной. В зависимости от конкретных геолого-технических условий разработки залежей, технических и эксплуатационных характеристик скважин применяется одна из имеющихся в настоящее время схем ОРЭ. Обязательные требования ко всем схемам ОРЭ – возможность раздельного освоения и пуска в эксплуатацию каждого пласта, замера дебитов нефти каждого пласта в отдельности, а также раздельного замера каждого пласта на обводненность, газосодержание и исследование каждого пласта на приток нефти и газа.

Для выделения в многопластовом объекте групп пластов, регулирование разработки которых целесообразно проводить совместно, можно воспользоваться следующими соотношением:

$$\omega = \frac{m_i \Delta \sigma_i}{k_* i \Delta P_i} \sqrt{1 + 2 \frac{\mu_n}{\mu_i}} = \text{const}; (i = 1, 2, \dots, N), \quad (1.1)$$

где: N – количество пластов в залежи, индексом i отмечены параметры i -го пласта; m - пористость; $\Delta \sigma$ – изменение водонасыщенности при переходе через ВНК; μ_v , μ_n – вязкость воды и нефти соответственно; ΔP – депрессия, k^* - проницаемость; ω – некоторый оценочный параметр.

Выражение (1.1) получено из условия максимизации коэффициента конечной нефтеотдачи при заданной обводненности добываемой жидкости. Известно, что скважина отключается (или переводится на другой режим работы) при обводненности добываемой жидкости приблизительно на 95–98%. Однако даже в этом случае в пласте остается значительный объем нефти, который можно существенно сократить при дифференцированном воздействии на пласт. Была поставлена следующая задача: при каких депрессиях необходимо эксплуатировать отдельные пласты многопластовой залежи, чтобы нефтеотдача всего многопластового участка в момент достижения заданной степени обводненности добываемой жидкости была максимальной? Соотношение (1.1) является решением поставленной задачи.

Метод выделения групп пластов состоит в следующем: выбираем наименее проницаемый пласт, задаем на нем максимально возможную депрессию и вычисляем значение параметра ω по (1.1) затем по значению ω с использованием фильтрационных характеристик остальных пластов вычисляем депрессии ΔP_i на каждый пласт по формуле (1.1); строим диаграмму распределения депрессии по пластам (см. рис. 1.1а) и выбираем в многопластовом объекте группы пластов для совместного воздействия с близкими значениями ΔP .

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Таблица 1.1

Горизонт	IX _{d+e}				1				2
Пласт	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I
Проницаемость K*, md	21	15	15	22	100	100	100	100	71
Вязкость нефти μ_n , spz	4,25	4,25	4,25	4,25	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60
Клеточность, м, %	0,21	0,21	0,21	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Переменность водонасыщенности, $\Delta\sigma$	0,30	0,30	0,30	0,30	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Благоприятная депрессия ΔP , атм	10	14	14	9,4	2,1	2,1	2,1	2,1	2,95

Рассмотрим площадь пластов, обозначенную тремя открытыми горизонтами, при бурении наклонной скважины № 147 на месторождении Северный Готурдепе. Первый горизонт IX_{d+e} среднего красного осадка состоит из четырех пластов (пласт I 4008-4012 м, пласт II 4017-4023 м, пласт III 4025-4030 м, пласт IV 4040-4050 м), а второй горизонт нижних красноцветных отложений, состоящий из четырех пластов (пласт I 4150-4154 м, пласт II 4165-4170 м, пласт III 4173-4175 м, пласт IV 4188-4193 м), третий горизонт красные отложения 2 состоит из одного пласта (пласт I 4238-4248 м). Показатели пластов на горизонтах месторождения представлены в таблице 1.1. В этом случае N = 9.

Второй пласт горизонта IX_{d+e} является наименее проницаемым, чем другие пласты. Максимально возможной депрессией этого пласта будем считать $\Delta P^*=14$ атм. Вычисляем по формуле (1.1) оценочный параметр ω для второго пласта горизонта IX_{d+e} по выражению (1.1):

$$\omega = \frac{0,21 \cdot 0,47}{7 \cdot 80} \sqrt{1 + 2 \frac{4,25}{1}} \approx 0,00108.$$

Размерность этого параметра в данном случае не играет роли. По фильтрационным параметрам остальных пластов вычисляем при помощи формулы (1.1.), записанной уже в виде:

$$\Delta P_i = \frac{m_i \Delta \delta_i}{k_{ki} \varpi} \sqrt{1 + 2 \frac{\mu_i}{\mu_l}}. \quad (1.2)$$

Депрессии в четырех пластах первого горизонта IXd + e:

$$\Delta P_1 = \frac{0,21 \cdot 0,47 \sqrt{1 \cdot 2 \cdot 4,25}}{21 \cdot 0,00108} \approx 10 \text{ атм.}$$

Тогда мы получаем следующие расчеты из $\Delta P_2 \approx 14$ атм (при условии), $\Delta P_3 \approx 14$ атм, $\Delta P_4 \approx 9,4$ атм.

Депрессия в четырех пластах второго горизонта AG1:

$$\omega = \frac{0,22 \cdot 0,20}{15 \cdot 14} \sqrt{1 + 2 \frac{3,60}{1}} = 0,000688$$
$$\Delta P_1 = \frac{0,22 \cdot 0,20 \sqrt{1 + 2 \cdot 3,60}}{100 \cdot 0,000688} \approx 2,1 \text{ атм.}$$

$\Delta P_1 \approx 2,1$ атм, $\Delta P_2 \approx 2,1$ атм, $\Delta P_3 \approx 2,1$ атм, $\Delta P_4 \approx 2,1$ атм.

Депрессия в пласте третьего горизонта AG2:

$$\omega = \frac{0,22 \cdot 0,20}{15 \cdot 14} \sqrt{1 + 2 \frac{3,60}{1}} = 0,000688$$
$$\Delta P_1 = \frac{0,22 \cdot 0,20 \sqrt{1 + 2 \cdot 3,60}}{71 \cdot 0,000688} \approx 2,95 \text{ атм.}$$

$\Delta P_1 \approx 2,95$ атм.

На рисунке 1.1а представлена диаграмма распределения оптимальных депрессии по пластам.

По формуле:

$$f = \frac{1}{q} \sum_{i=1}^N q_i f_i, \quad (1.3)$$

где Δf_i – коэффициент нефтеотдачи i -го пласта; q_i – активный пласт i -го слоя; q_1 – подвижной запас i -го пласта; Вычисляем максимальный коэффициент нефтеотдачи f_{opt} , соответствующий эксплуатации объекта при оптимальных депрессиях и коэффициент нефтеотдачи для совместной эксплуатации $f_{сов.}$ при $\Delta P_i \approx 14$ атм. Введем показатель Δf , характеризующий эффект разделения по пластам, соответствующий приращению нефтеотдачи за счет дифференцированного воздействия на пласт.

$$\Delta f = f_{opt} - f_{сов.}$$

На рисунке 1.16 приведен график зависимости Δf от степени обводненности добываемой жидкости. Общая средняя обводненность по пластам на месторождение Северный Готурдепе составляет примерно 25% (IXd+e -30%, 1 и 2-20%). Заметим, что в момент 25% обводненности, можем получить эффект в коэффициенте нефтеотдачи 75%.

Скважина № 147 Северной Готурдепе позволяет разделить пласты трех горизонтов на две системы. Четыре пласта горизонта IXd+e могут использоваться в одной системе, четыре пласта горизонта 1 и один пласт горизонта 2 одновременно со второй системой [20].

Значение депрессий, рассчитанные по формуле (1.2), зависят от величины депрессий, принятой в пласте с наименьшей проницаемостью горизонта IXd + e, (14 атм).

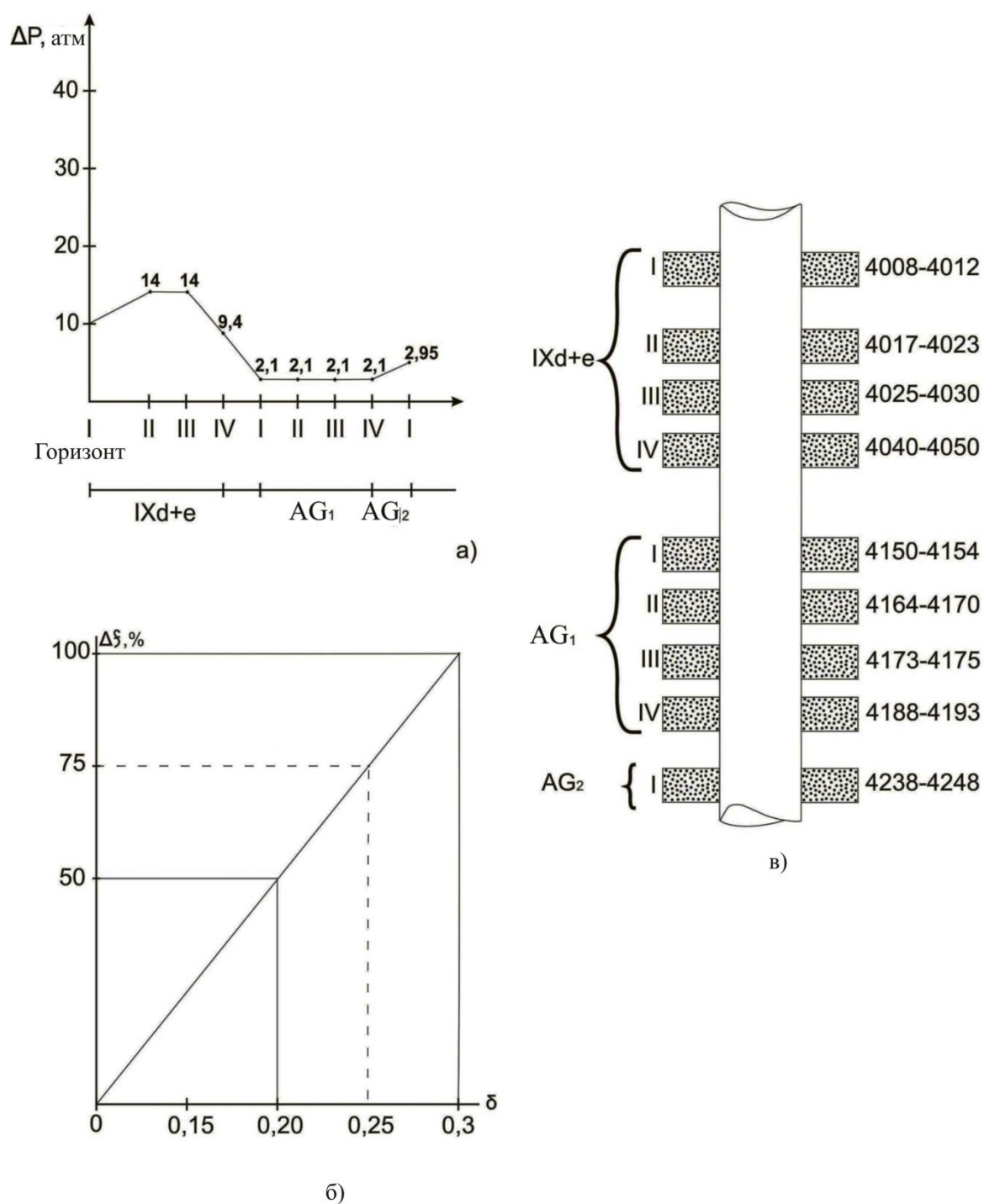


Рис. 1.1. Выбор системы выделения группы пластов многопластовой скважины № 147 Северный Готурдепе для одновременной совместно раздельной эксплуатации

Если возникновение депрессии в I и II пластах горизонта $IXd+e$ происходят при высоких давлениях (например, 14 атм, а не 30, 40 и 50 атм),

это приведет к сокращению периода эксплуатации месторождения (соответственно в высокопроницаемым III и IV пластам депрессия будет увеличиваться) и позволит сохранить необходимый темп отбора с большим коэффициентом нефтеотдачи.

Выражение (1.1) или диаграмма на рисунке 1а позволяет провести разделение многопластового объекта из несколько групп. Скважина № 147 Северный Готурдепе позволяет несколько пластов в трех горизонтах разделить на две системы. При выборе эксплуатационных систем к первой системе выделяются четыре пласта горизонта IXd+e одной и той же депрессией (I, II, III, IV), к второй системе выделяются четыре пласта горизонта 1 (I, II, III, IV) и один пласт горизонта 2 (I). Выбор будет целесообразным и это показано на рисунке 1.1а.

Дифференциальное воздействие отдельно на каждый пласт в соответствии с выражением (1.1) связано с большими техническими трудностями. В настоящее время оборудование позволяет при эксплуатации месторождения разбивать его на два или в лучшем случае на три объекта. При этой причине разбивание по горизонтам было принято за основу.

Зададим несколько значений в отношении депрессий на IXd + e и 1, 2 горизонтах по формуле (1.3) и рассчитаем соответствующие значения коэффициента нефтеотдачи в момент обводнения скважин, при 25%-ом обводнении скважин. На рисунке 1.2 приведена зависимость показателя Δf в отношении депрессий на горизонтах. Этот показатель свидетельствует о дополнительной добыче нефти при разделении на два многопластовых объекта (горизонты IXd+e и 1, 2) по сравнению с совместной эксплуатацией всех пластов. Видно, что при $\Delta P_1/\Delta P_2 < 1$ показатель Δf будет положительным, т.е. применение ОРЭ приведет к дополнительной добыче нефти.

$\Delta P_{II}/\Delta P_I$ – Оптимальное соотношение депрессий на пластах.

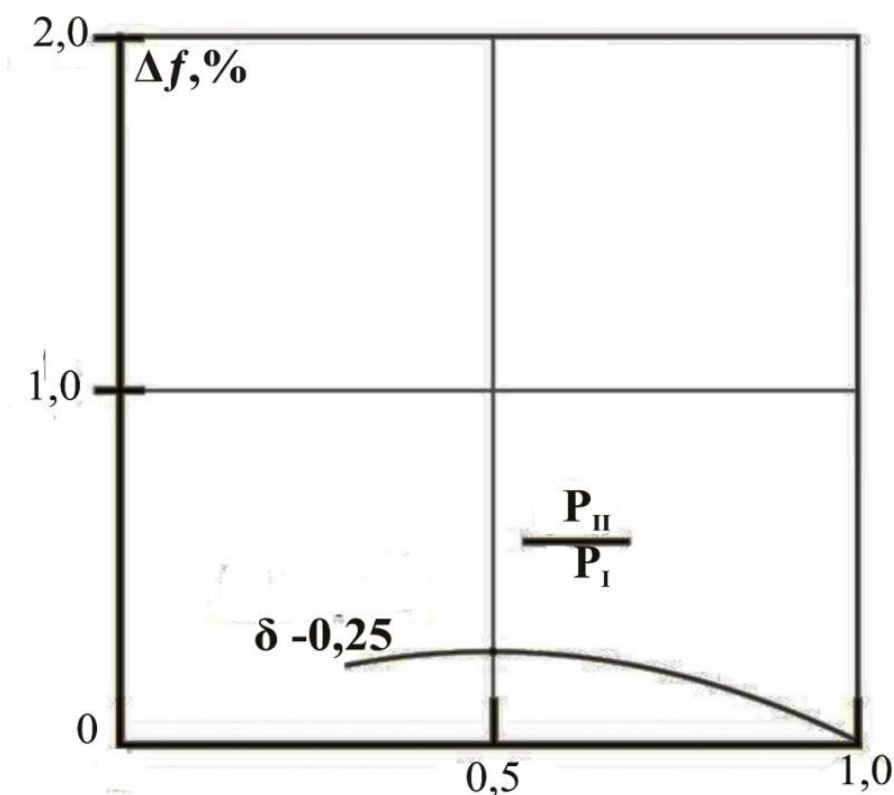
ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Δf – Показатель эффективности дифференцированного воздействия при оптимальном соотношении депрессий на пластах

Максимальное увеличение коэффициента нефтеотдачи на рассматриваемом месторождении соответствует $\Delta P_{II}/\Delta P_I \approx 0,5$. Таким образом, для максимального эффекта депрессия на пластах горизонта IX_{d+e} должна быть примерно в два раза больше, чем на горизонтах 1, 2.

Согласно результатам расчетов соотношение оптимизации выработки $\Delta P_{II}/\Delta P_I \approx 0,5$ должно выполняться независимо от абсолютных значений депрессий на горизонтах. Это позволяет получить не только дополнительный объем нефти, но и выбрать подходящий период времени разработки.

Для иллюстрации на рисунке 1.1б занесены значения показателя Δf при оптимальном соотношении депрессий на горизонтах, соответствующие рисунку 1.2.



**Рис. 1.2. Зависимость показателя эффективности
от отношения депрессий на горизонтах**

**1.6. Разработка предложений по выбору технологических схем
и оборудования для ОРЭ газоконденсатных пластов в проектируемых
газовых скважинах месторождении Корпедже**

Обоснование выбора объектов для ОРЭ

При выборе объектов для применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации двух горизонтов в одной скважине были учтены следующие геолого-технические условия разработки месторождения:

- совпадение на плане основных частей продуктивных площадей горизонтов, предназначенных для ОРЭ;
- сопоставимость количества запасов газа, дренируемых одной скважиной;
- абсолютная величина текущих запасов;
- расстояние по разрезу между горизонтами, предназначенными для ОРЭ;
- степень выработанности запасов горизонтов;
- величина пластового давления и температуры;
- режимы дренирования залежей;
- продуктивные характеристики пластов;
- возможность уменьшения количества скважин для бурения;

На основе анализа имеющихся геолого-промысловых данных для применения технологии ОРЭ пластов в одной скважине были выбраны 4 горизонта в двух сочетаниях:

- НК8 (нижний горизонт) с НК7д (верхний горизонт);
- НК7а (нижний горизонт) с НК5+6 (верхний горизонт).

Горизонт НК7д залегает непосредственно над горизонтом НК8, а горизонт НК5+6 - над горизонтом НК7а.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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.

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.

Разработка предложений по выбору технологии ОРЭ в газовых скважинах месторождения Корпедже и рационального комплекса оборудования

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;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- 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. 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.

Анализ конструктивных особенностей существующих комплексов оборудования для ОРЭ газоконденсатных 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, приведенными в таблице 1.2.

За основные показатели технологической характеристики комплексов оборудования приняты:

- рабочее давление;
- максимальный отбор газа;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- условный диаметр подъёмных труб;
- минимальный диаметр проходного отверстия;
- диаметр прохода сменных насадок дросселя;
- условный диаметр эксплуатационной колонны (подходящий для данного комплекса);
- наружный диаметр пакера;
- максимальная глубина спуска пакера;
- рабочая среда;
- максимальная температура рабочей среды;
- габариты и масса пакера (без подъёмных труб).

Таблица 1.2

Техническая характеристика установок типа УФК с концентрической подвеской насосно-компрессорных труб для одновременной раздельной добычи нефти фонтанным способом (наибольшая глубина установки пакера 3000 м, наибольшее расстояние между пластами 1000 м)

Показатели	1УФК-145-210	1УФК-168-210	2УФК-146-210	2УФК-168-210	3УФК-146-210	3УФК-168-210
Условия эксплуатации	В продукции верхнего пласта отсутствует парафин и песок; верхний - по затрубью; нижний - по трубам		В продукции верхнего пласта содержится незначительное количество парафина и песка; по трубам		В продукции обоих пластов содержится парафин и песок; верхний по наружным трубам; нижний - по внутренним	
Условный диаметр эксплуатационный колонны	146	168	146	168	146	168
рабочее давление, МПа	21	21	21	21	21	21
число рядов НКТ	1	1	2	2	3	3
Условный диаметр НКТ, мм	60; 73 и 89	60; 73 и 89	-	-	-	-

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Продолжение Таблицы 1.2

первый ряд	-	-	48	48; 60 и 73	33	48
второй ряд	-	-	-	-	60	73
третий ряд	-	-	89	89; 114	102	114
Габариты скважинного оборудования, мм.:						
наружный диаметр	118	135	118	135	118	135
длина (без НКТ)	3705	3870	6630	4910	3700	3800
Масса оборудования, кг:						
наземного	2796	2796	2796	2796	2872	2872
скважинного	95	105	141	161	120	126
Скважинное оборудование:						
золотниковый клапан	Нет	Нет	Есть	Есть	Нет	Нет
ионическая глухая подвеска	Есть	Есть	Есть	Есть	Нет	Нет
шариковый клапан:	Есть	Есть	Есть	Есть	Нет	Нет
разобщик	Нет	Нет	Нет	Нет	Есть	Есть

Примечание: Габариты наземного оборудования 3900х3200х700 мм; тип фонтанной арматуры 2АФТ-65-210; пакер однопроходной типа ППМР; пропускной клапан типа 2КП.

Анализировались комплексы:

Установка УФК с концентрической подвеской насосно-компрессорных труб для одновременно-раздельной добычи газа фонтанным способом для двух пластов (Таблица 1.2).

Установки типов УПГ и УГ с параллельной подвеской насосно-компрессорных труб для одновременно-раздельной добычи газа (Таблица 1.3).

Таблица 1.3

**Техническая характеристика установок типов УПГ и УГ
с параллельной подвеской насосно-компрессорных труб
для одновременной раздельной добычи газа**

Показатели	Для двух типов пластов		Для трех-четырех пластов
	УПГ -168-210	УПГ -168- 350К1	УГЗ-219- 350
1	2	3	4
Условия эксплуатации	По параллельным рядам труб;		При четырех пластах верхний - по затрубью

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Продолжение Таблицы 1.3

Рабочая среда	<i>Природный газ, газовый конденсат</i>	<i>Природный газ, газовый конденсат, объемная доля CO₂ до 6%</i>	<i>Природный газ, газовый конденсат</i>
1 Условный диаметр эксплуатационный колонны, мм	168	168	219
Рабочее давление,	21	35	35
Температура рабочей среды °С	100	100	150
Количество рядов НКТ	2	2	3
Условный диаметр НКТ, мм первый ряд	73; 60	73; 60	73
второй ряд	48; 60	48; 60	60
третий ряд	-	-	48
Габаритные размеры оборудования, мм:			
наземного	3215x940x1200	3215x940x1230	3590x2380x2700
скважинного (диаметр x длина без НКТ)	145x3000 (два комплекта)	145x3000 (два комплекта)	190x8800 (три комплекта)
Масса оборудования, кг:			
наземного	935	1200	3300
скважинного	370	370	855
Наибольшая глубина спуска НКТ, мм			
первого ряда	-	-	3800
второго ряда	-	-	3500
третьего ряда	-	-	3000
1	2	3	4
Наименьшее расстояние между продуктивными	-	-	10
Скважинное оборудование:			
1 пакер:			
1 число	2	2	3
тип	ППГМ1 однопроходной, ПД-2-ЯГ	ППГМ1 однопроходной, ПД-2-ЯГ двухпроходной	1ППГ-219-350 однопроходной, 1ППДГ-219-350 двухпроходной, 1ППГТ-219-350 трехпроходной

*ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН*

Продолжение Таблицы 1.3

ингибиторный клапан:			
1 число	Нет	2	Нет
тип	-	КИНГ	-
циркуляционный			
1 число	1	2	3
тип	1КЦГ; КЦГ2	КИНГ	КЦП-350
число посадочных ниппелей	2	1	-
тип разъединителя колонны	РК	РК	-
число шариковых клапанов	2	2	3
проходная подвеска	Нет	Нет	Есть

Комплекс типа КСГ для эксплуатации одного запакерованного газового пласта с забойным регулированием дебита (таблицы 1.4., 1.5. и рисунок 1.3.).

Из рассмотрения приведенных материалов следует, что комплексы УФК, КПП 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.

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Таблица 1.4

**Техническая характеристика комплексов скважинного
оборудования типа КСГ**

(комплект поставки: тескопическое соединение, циркуляционные клапаны типов КЦМ и КЦГ, скважинная камера типа КТ, ингибиторный клапан типа КИНГС, разъединитель колонны типа РК, замки для клапана-отсекателя и дросселя, клапан-отсекатель типа КА, съемный дроссель, пакер типа ПД-ЯГ, уравнильный клапан КУМ, ниппели клапана отсекателя и приемного клапана в сборе)

Показатели	КСГ-73-70-112	КСГ-73-70-112К1	КСГ-73-70-112К2	КСГ-73-70-136К3	КСГ-89-70-145К3	КСГ-89-70-140К4
Рабочее давление, МПа	70	70	70	70	70	70
Максимальный отбор газа, млн.м ³ /сут	0.75	0.75	0.75	1.7	1.7	1.7
Условный диаметр подъемных труб по ГОСТ 633-80, мм	73	73	73	89	89	89
Минимальный диаметр проходного отверстия, мм						
без клапана-отсекателя	40	40	40	56	56	56
с клапаном отсекателем	21	21	21	32	32	32
Диаметр прохода сменных насадок дросселя, мм	10-20 (через 1мм)			15-35 (через 1мм)		
Условный диаметр эксплуатационный колонны труб по ГОСТ 632-80, мм	140-146	140-147	140-148	168	168	168
Максимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны труб, гарантирующий герметичность разобщения пакером, мм	119.7	119.7	119.7	144.3	148.3	152.3
Наружный диаметр пакера, мм	112	112	112	136	140	145
Максимальная глубина спуска пакера, м	7000	7000	7000	7000	7000	7000
Рабочая среда	<i>Природный газ, газоконденсат с содержанием</i>					
	Механич примесей до 0,01 г/м ³	Объемной доли СО ₂ 10%	Объемной доли СО ₂ и Н ₂ 3 10% каждого	Объемная доля СО ₂ и Н ₂ 3 до 26% каждого		
Максимальная температура рабочей среды, С	200	200	200	125	125	125

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Продолжение Таблицы 1.4

Габариты, мм:	112	112	112	136	140	145
Диаметр						
длина (без подъемных труб)	9865	9865	9865	9000	9000	9000
Масса (без подъемных труб), кг	386	386	413	500	500	500

Таблица 1.5

Основные параметры пакеров

Диаметр эксплуатационной колонны, мм	Пакер				
	Наружный диаметр, мм	Зазор, мм	Число проходных отверстий для лифтовых	Диаметр проходного отверстия, мм	Рабочий перепад давления, МПа
114	90	6,3	1	35,2	70
	94			40	14; 21; 35; 50
127	103	6; 8	1	35,2	70
	107			40	14; 21; 35; 50
	112				
140	114	5,7	1	40	14; 21; 35; 50; 70
	118			50	14; 21; 35; 50
	122				
	118				
146	122	6; 8; 10	1	40	14; 21; 35; 50; 70
	126			50	14; 21; 35; 50
	133			50	70
	136		1	62	14; 21; 35; 50
168	140	6; 3; 7,3		40	14; 21
	145	8,3; 9,3			
	148		1	50	70
				62	14; 21; 35; 50
178	145			40	14; 21
	148	5,8; 9,8	1	62	14; 21; 35; 50
	150	10,8		40	14; 21; 35
	155		1	62	14; 21; 35; 50; 70
194	155				
	160	5,7; 10,7	1	62	14; 21; 35; 50; 70
	165			62	50
	170			76	14; 21; 35
				89	14; 21; 35

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Продолжение Таблицы 1.5

219	185		1	50	14; 21
	190	8,1; 10,1	1	89	35
	195		2	89	35
			3	100	14; 21
245	205				
	212	10,5; 11,5	1	132	14; 21
	218				
	220				
273	238	9,1; 11,1	1	155	14; 21
	242				
	246				
	248				

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 (дет. 9 на рисунке 1.3). В то же 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.

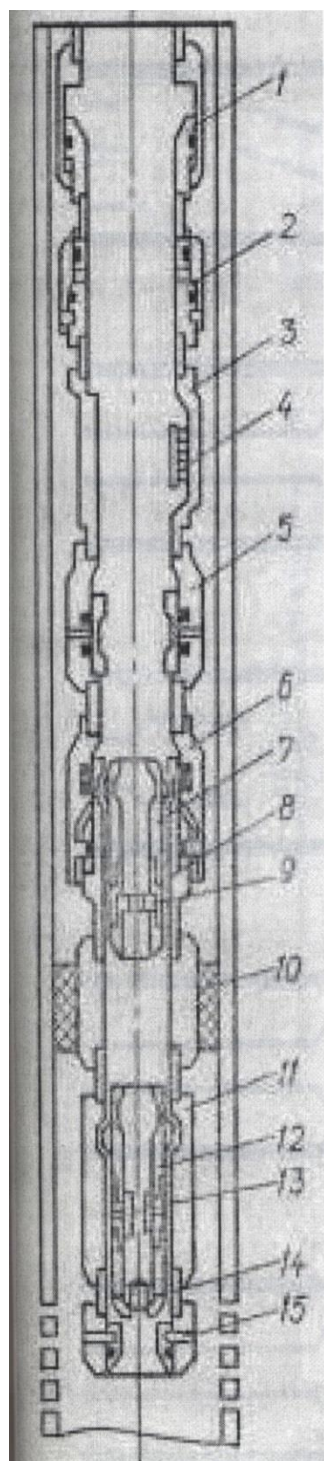
Информативность исследовательских работ может быть доведена до приемлемого уровня при производстве расчетного определения давления в кольцевом пространстве на уровне верхней зоны перфорации эксплуатационной колонны (т.е. на уровне верхнего пласта) по известному затрубному давлению.

При известной площади сечения дроссельных отверстий (насадок) на входе газа верхнего горизонта в НКТ возможно определение дебита верхнего

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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.



Комплекс скважинного оборудования типа КСГ:

- 1 — телескопическое соединение типа СТ2Г;*
- 2 — циркуляционный клапан типа КЦГ;*
- 3 — скважинная камера типа КТ;*
- 4 — ингибиторный клапан типа КИНГС;*
- 5 — циркуляционный клапан типа КЦМ;*
- 6 — разъединитель колонны типа РК;*
- 7 и 12 — замки типа ЗНЦВ1 или ЗНЦВ;*
- 8 — дроссель;*
- 9 — сменная насадка дресселя;*
- 10 — пакер типа ПД-ЯГ;*
- 11 — посадочный ниппель;*
- 13 — уравнительный клапан типа КУМ;*
- 14 — клапан - отсекатель типа КА;*
- 15 — срезной клапан пакера*

Рис. 1.3. Комплекс скважинного оборудования

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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.

Как следует, при совместном подъёме продукции пластов НК8 и НК7д 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 $ДР = 23,9 \text{ кгс/см}^2$ и на нижний пласт $ДР = 92,5 \text{ кгс/см}^2$, по каким-либо причинам давление в скважине 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 снижался при совместной эксплуатации горизонтов НК7а и НК5+6 в отдаленный период разработки месторождения, что, однако не изменяет общих требований к применяемому комплексу оборудования.

Уточнение параметров эксплуатации скважин

Как известно, подъем продукции двух пластов в скважине по одной колонне НКТ приводит к значительному перепаду давления, между

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

фильтровой зоной и устьем скважины, что потребовало специальных расчетов температурного режима работы скважин для выявления условий гидратообразования в приустевой зоне НКТ.

$$T_x = T_{заб} - \Gamma_x \frac{1 - e^{-a_m x}}{a_m} \left[\Gamma_m - \frac{D_i (P_z - H_x)}{x} \right] \beta \quad (1.4)$$

где T_x – температура газа на глубине x , °C;

Γ – средний геотермический градиент, °C/м;

D_i – дифференциальный коэффициент Джоуля-Томсона в стволе скважины, °C/кгс/см²;

P_x – давление на глубине x , кгс/см²;

A – термический эквивалент механической работы, 1/427, ккал/кг*м;
($P + P$)

C_p – средняя теплоемкость газа при $P_{cp} = \frac{(P_{заб} + P_x)}{2}$ ккал/кгс;

α – коэффициент, $\alpha = \frac{2\pi\pi}{GCf(\tau C)}$;

здесь λ – теплопроводность горных пород, ккал/м *час*°C;

$f(\tau)$ – 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 ОРЭ пластов НК8 и НК7д.

Рассчитывается температура на устье скважины при следующих принятых данных:

Суммарный дебит по газу $\Sigma Q_g = 54$ тыс. м³/сут;

Давление забойное (НК7д) $P_{заб} = 398$ кгс/см²;

Устьевое давление (до штуцера) $P_y = 215$ кгс/см²;

Суммарный расход конденсата (жидкости) $G_k = 1108,33$ кг/час;

Суммарный весовой дебит смеси $G_{см} = 18052,45$ кг/час;

Температура забойная $T_{заб} = 73$ °C;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Расчетная длина НКТ $x = H$, $H = 3360\text{м}$;

Геотермический градиент $\Gamma = 0,023\text{ }^{\circ}\text{C/м}$;

Средний коэффициент теплопроводности пород $\lambda_{\text{п}} = 3\text{ ккал/м} \cdot \text{час} \cdot ^{\circ}\text{C}$;

Объемная теплоемкость горных пород $C_{\text{п}} = 4,697\text{ ккал/кг} \cdot ^{\circ}\text{C}$; Термический эквивалент механической работы $A = 2,34 \cdot 10^3\text{ ккал/кг} \cdot \text{м}$.

В соответствии с методикой расчетов, задаваясь конечной температурой, соответствующей равновесным условиям гидратообразования ($T = 23^{\circ}\text{C}$ при $P_y = 215\text{ кгс/см}^2$) после определения приведенных значений давления и температуры:

$$P_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{сп.}}}{P_{\text{кр.}}} = 6.51$$

где $P_{\text{кр}}$ – критическое давление,

$$T_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{сп.}}}{T_{\text{кр.}}}$$

где $T_{\text{кр}}$ – критическая температура

по соответствующим функциональным зависимостям, определены:

- теплоемкость смеси $C_p = C_p^0 + \Delta C_p = 17,26 \frac{\text{ккал}}{\text{кмоль} \cdot ^{\circ}\text{C}}$,

где $\Delta C_p = f(T_{\text{пр}}, P_{\text{пр}})$

- функция $f(D_i) = 0.4$ (по величинам $P_{\text{пр}}$ и $T_{\text{пр}}$)

Далее определена величина коэффициента Джоуля-Томсона

$$D_i = \frac{T_{\text{кр}} f(D_i)}{P_{\text{кр}} C_p} = 0,158 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{кгс/см}^2}$$

После подстановки в формулу (1.4) получили $T = 23,7^{\circ}\text{C}$, что соответствует равновесному условию гидратообразования для газа с относительной плотностью $\bar{\rho} = 0,6$.

Результат расчета в части определения коэффициента Джоуля-Томсона проверялся также по аналитической формуле И.А. Чарного, выведенной на

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

основе термодинамических расчетов в соответствии с моделью реального газа Вандер-Ваальса.

Средний дроссель эффект по И.А. Чарному вычисляется по формуле (1.5):

$$T_o - T = \frac{(k - 1)T_{кр.}(P_o - P)(7.12.T_{кр.} - T_o)}{8kT_o P_{кр}} \quad (1.5)$$

где T_o - начальная температура дросселируемого потока, °K;

$k = 1,3$ - показатель адиабаты;

$T_{кр} = 190,55^\circ\text{C}$ по условиям расчета;

$P_{кр} = 46.95 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$ по условиям расчета;

$P_o = 397 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$ - начальное давление до дросселирования;

$P = P_y = 215 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$ - конечное давление (устьевое).

В результате вычислений получаем перепад температуры ($T_o - T$) равный $62,05^\circ\text{K}$ и конечную температуру $T_k = 10,95^\circ\text{C}$, что соответствует коэффициенту Джоуля-Томсона $D_i = 0.024 \frac{^\circ\text{C}}{\text{кгс/см}^2}$ с учетом поправочного (понижающего) коэффициента И.А. Чарного, учитывающего несовершенства принятой при выводе формулы модели реального газа.

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

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 [21].

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 [21], 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 $\Delta P = 3 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$ для горизонтов НК8 и НК7а.

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 $\Delta P = 3 - 4 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$

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 по базовому варианту ОРЭ на месторождении Корпедже.

Сделанный нами выбор базового варианта технологии ОРЭ позволяет использовать фонтанную арматуру, применяющуюся на месторождение Корпедже без каких-либо изменений.

**Скважинное оборудование иностранных фирм для раздельного отбора
газа из двух продуктивных пластов и подъема продукции
по одной колонне НКТ**

При анализе доступной нам технической документации (рекламного характера) была установлена принципиальная возможность применение комплекса оборудования фирмы Cummings Oil Tools Inc., который предназначен для эксплуатации двух пластов с подъемом их продукции на поверхность по одной колонне НКТ. 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 рисунке 1.3 с конструктивными уточнениями, приведенными на рисунке 1.4 Сущность этой технологической схемы можно определить, как вариант планово-оперативного регулирования работы пластов, что осуществляется путем установки на соответствующих глубинах регулирующих дроссельных устройств, обеспечивающих любое соотношение дебитов газа двух пластов.

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.

Скважинное оборудование для ОРЭ двух пластов с подъемом продукции верхнего пласта по затрубному пространству

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 он мог быть применен 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.

Анализ возможных конструктивных вариантов ОРЭ на месторождении Корпедже

При анализе фактических данных по эксплуатации фонда газовых скважин выявляются случаи дефектов эксплуатационных колонн. Это при реализации схемы ОРЭ предопределяет некоторые изменения в рекомен-

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

дованной 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 технологических 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.

При таком варианте компоновки подземного оборудования скважины контроль за разработкой пластов можно вести либо глубинными, например, геофизическими приборами (расходомерия, 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 (таблица 1.5), 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 рекомендовать использование этих колонн при проектировании строительства скважин на ближайшую перспективу, имея целью повышение эффективности и надежности ОРЭ на месторождении Корпедже.

Определение добычи конденсата на рассматриваемый период разработки месторождения Корпедже

Расчеты добычи конденсата по годам разработки являются методологически не до конца решенной задачей [23]. Инструкциями [21] 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, что выполнено в работах БалканНИПИнефть для всех объектов разработки месторождения Корпедже. 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:

$$q^{\phi}_{\kappa} = [\overline{q^{\text{ном}}_{\kappa}} - q^{\text{тов}}_{\kappa} - q^{\text{ном}}_{\kappa}]$$

где - q^{ϕ}_{κ} фактический выход конденсата, г/нм³;

$\overline{q^{\text{ном}}_{\kappa}}$ - потенциальное содержание конденсата в пластовом газе на расчетный период, г/нм³;

$q^{\text{тов}}_{\kappa}$ - содержание углеводородов C5+выше (стабильного конденсата) в товарном газе, подаваемом из УКПГ в газопровод, г/нм³;

$q^{\text{ном}}_{\kappa}$ - технологические потери конденсата при подготовке на УКПГ, г/нм³. Добыча конденсата за планируемый период должна быть рассчитана по формуле:

$$G_{\kappa} = q^{\text{факт}}_{\kappa} - V_z \text{ (т/Год)}$$

где V_z , -объем добычи газа за рассматриваемый период, м³

По данным комплекса исследований составов товарного газа, выходящего из УКПГ Корпедже, выполненного институтом

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

„БалканНИПИнефть“ среднее содержание в газе углеводородов C5+выше составляет:

$$\sum C_5 = 0.08\% \text{мол.} \quad C_{6+\text{выше}} = 0.02\% \text{мол.}$$

При молекулярных массах этих углеводородов:

$$M_{c5} = 72,15. \quad M_{c6+} = M_{c6} = 86,17.$$

в результате пересчета получается величина остаточного содержания стабильного конденсата в товарном газе:

$$q_k^{\text{пог}} = q_{c5}^{\text{ост}} + q_{c6}^{\text{ост}} = 2,576 + 0,769 = 3,345 \frac{\text{г}}{\text{нм}^3}$$

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 отпарной колонны установки регенерации ДЭГа, циркулирующего в системе сепарации.

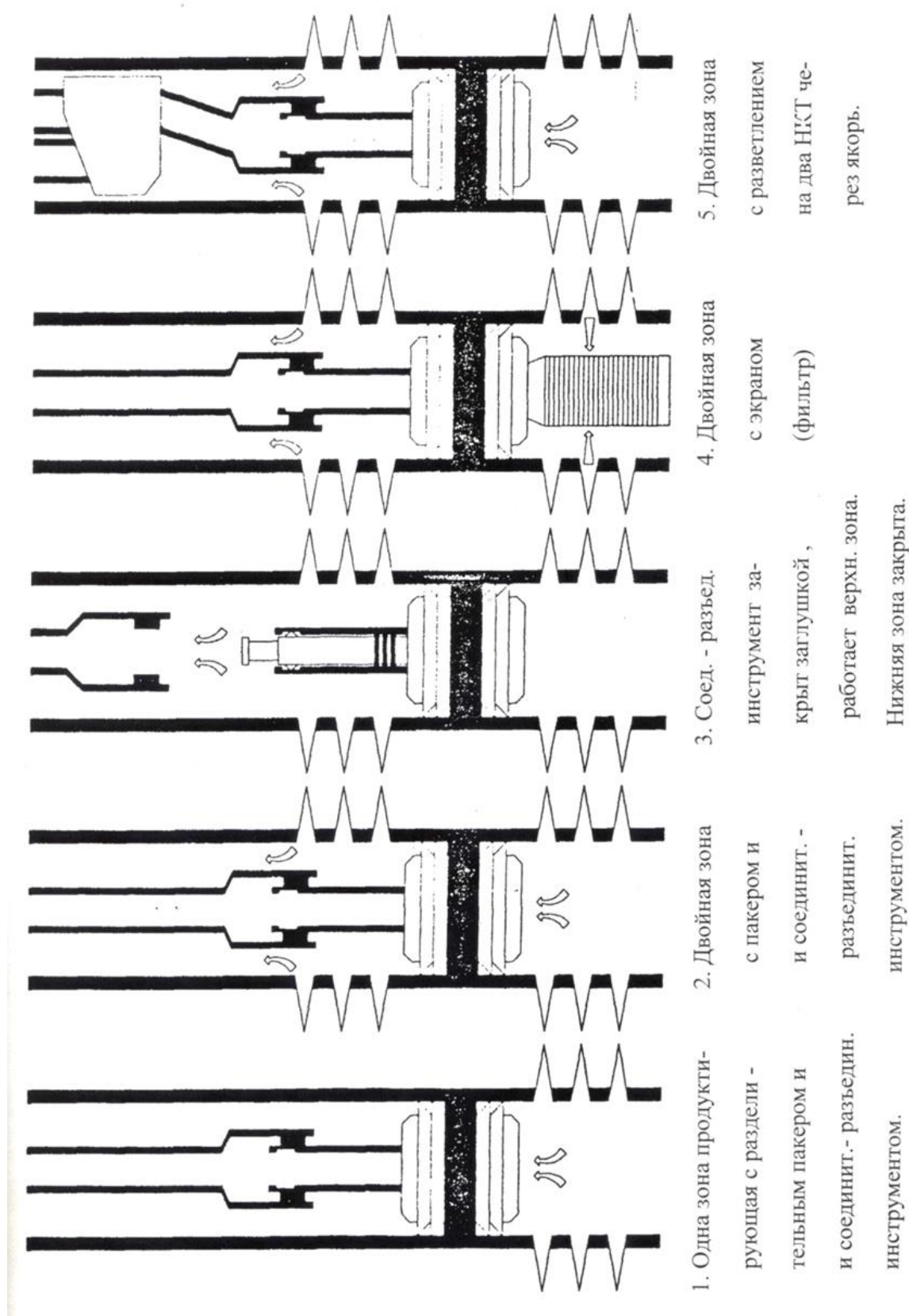
За основу определения величины технологических потерь при сбросе паров из отпарной колонны в атмосферу приняты данные исследований института „БалканНИПИнефть“ и литературные данные по составу паров и содержание в них углеводородов C5+выше.

Установлено, что при фактических режимах работы аппаратов УКПГ в регенерационной колонне выпаривается вода в количестве $q = 2 \text{ г} / \text{нм}^3$ /При принятом составе паровой фазы, сбрасываемой из испарителя:

ДЭГ – 10%, вода – 70%, конденсат – 2% [22], удельные технологические потери конденсата при регенерации насыщенного ДЭГ-а составляют

$$q_k = 0,57 \frac{\text{г}}{\text{нм}^3}$$

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%.



**Рис. 1.4. Функциональная схема комплекса оборудования КГС
для одновременно раздельной эксплуатации двух пластов**

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

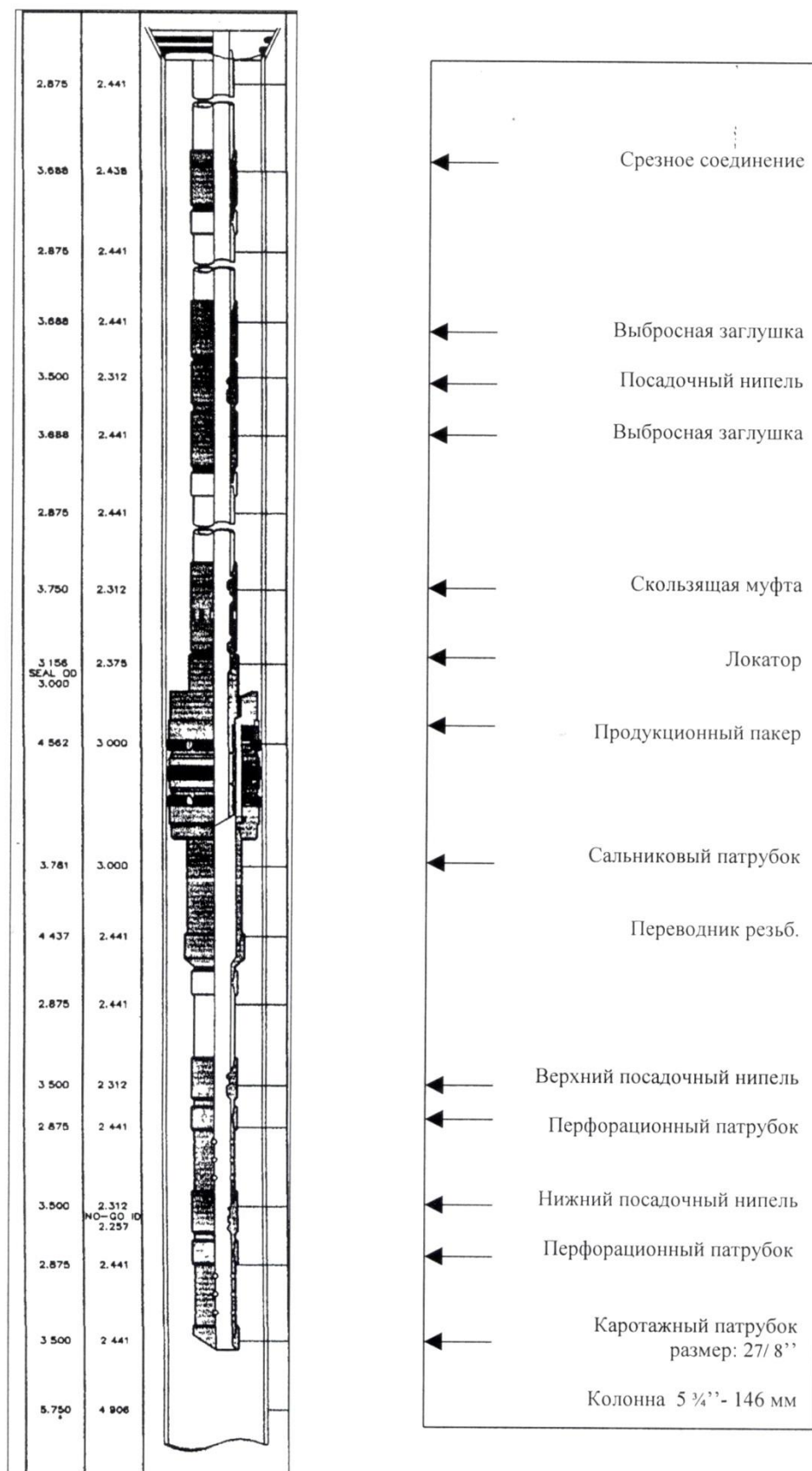


Рис. 1.5. Внутрискважинное оборудование для одновременно раздельной эксплуатации двух пластов месторождения Корпедже

ГЛАВА II.

ОБОСНОВАНИЕ БУРОВЫХ РАБОТ ДЛЯ ОРЭ 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 [24]. 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) [24]. 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 [24,25].

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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). 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.

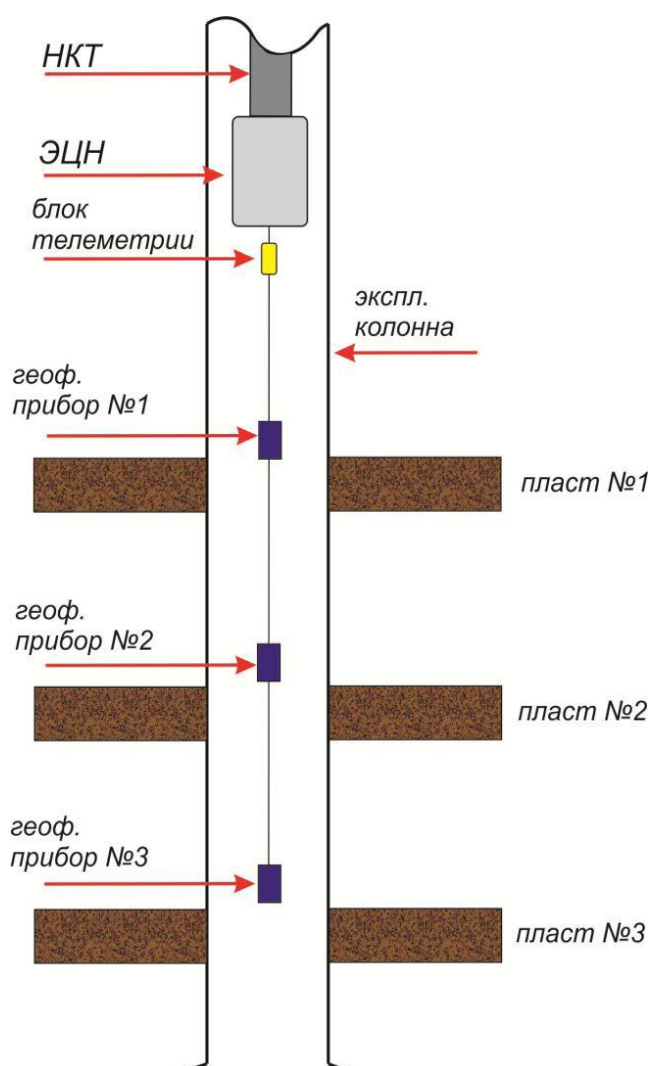


Рис. 2.1. Схема эксплуатации скважин без разделения пластов

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 [25, 27]. 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 [25, 28] 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;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- 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 [29, 30, 31]. 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.

Добыча с использованием многопакерных технологий для разобщения продуктивных интервалов является самым распространенным видом

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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).

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

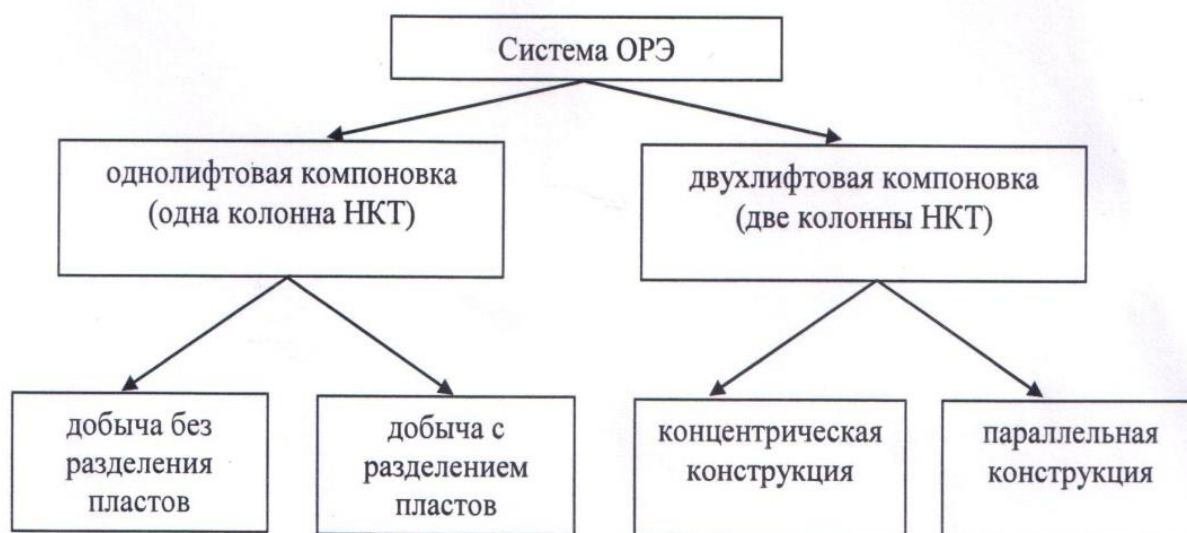


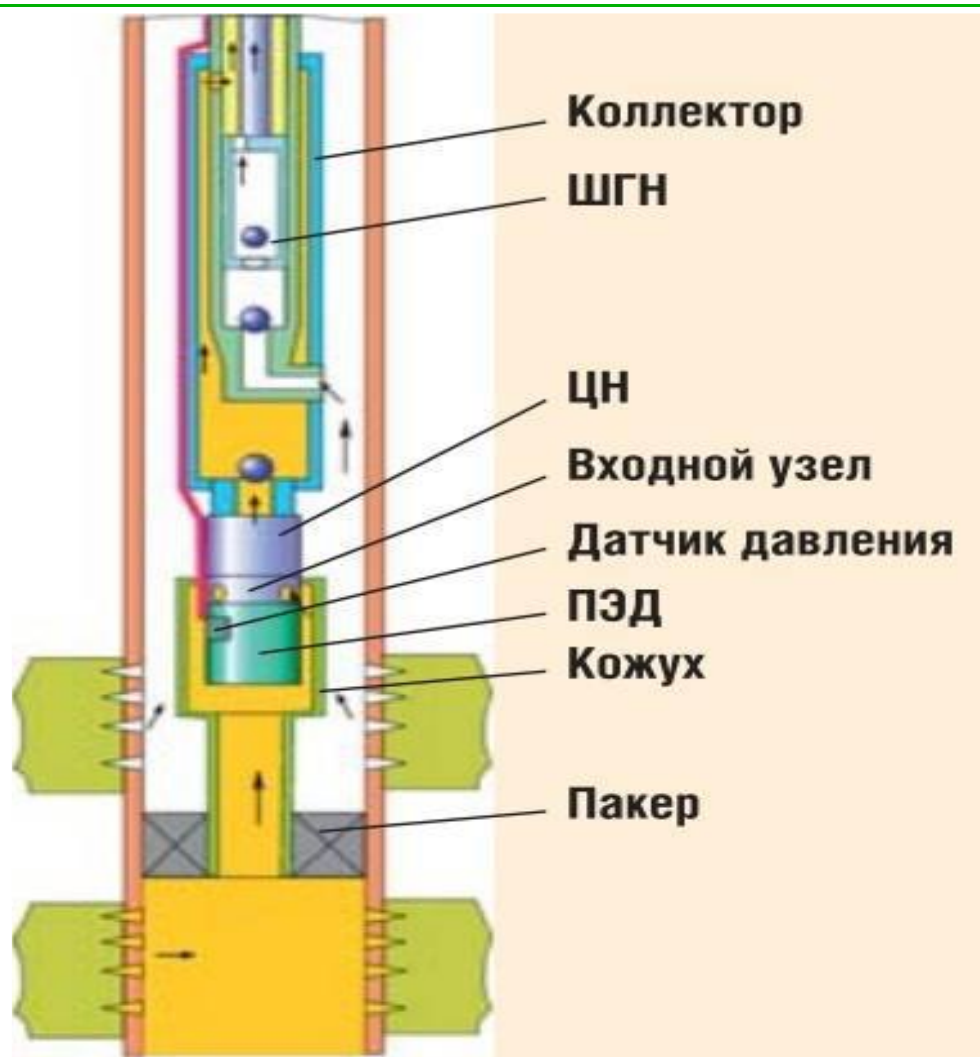
Рис. 2.2. Классификация систем ОРЭ скважин



Рис. 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)

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.



**Рис. 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.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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).

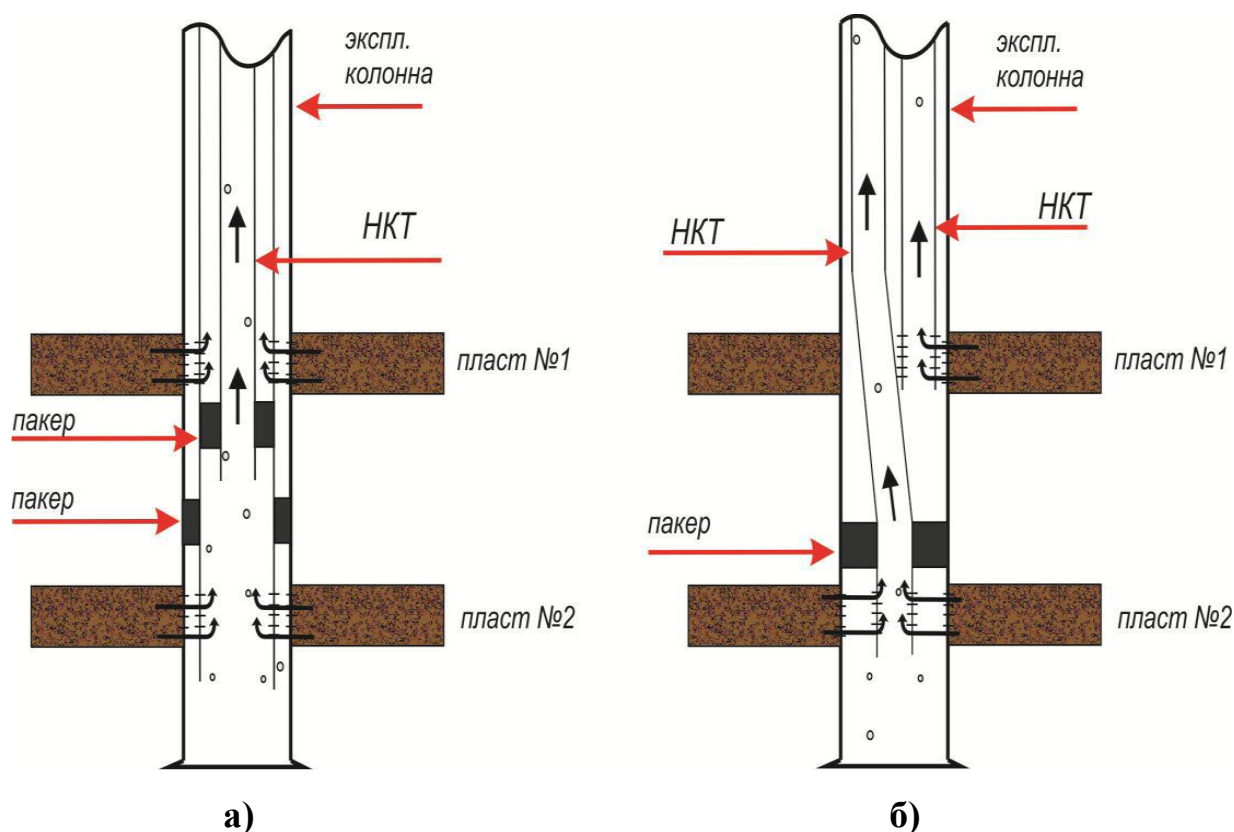


Рис. 2.6. Двухлифтовая компоновка ОРЭ

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 4-х скважинах

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

месторождения Северный Готурдепе. Особой отличительной чертой разработанной конструкции скважин от ранее используемых конструкций является то, что с целью крепления нескольких продуктивных пластов достигнуто увеличение глубины спуска технической колонны диаметром Ø244,5мм и данная техническая колонна использовалось в качестве эксплуатационной колонны.

Крепление нижних продуктивных пластов в двух испытываемых скважинах в виде эксплуатационного хвостовика без цементирования, достигнуто оборудованными снаружи на специальных фильтрах пакерами, раздувающимися под воздействием используемого раствора, и в других двух испытываемых скважинах цементированием эксплуатационной колонны Ø139,7 мм и Ø177,8 мм виде эксплуатационного хвостовика.

В одной из скважин на глубине 4400 м, с зенитным углом примерно до 42 градусов и боковым смещением колонны скважины от вертикального положения составило 300 метров. Общий магнитный азимутный угол на 264 градусов в сторону моря наклонно-направленным бурением достигнута первая работа одновременно-раздельным освоением 3 больших горизонтов (в составе их 9 пластов) в двухлифтных насосно-компрессорных трубах.

Все 4-е скважины были освоены способом «газлифт-фонтан» и в ходе опробования получен большой приток нефти.

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.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Объединение 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 [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.

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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

следующими комбинациями: фонтан-фонтан, газлифт-газлифт, насос-насос, закачка-закачка, фонтан-насос, насос-фонтан, фонтан-газлифт, газлифт-фонтан и т.д. [33]. 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 режима работы 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 [34, 35].

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 с 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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 [36, 37].

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.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 [32, 34, 35].

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 [33, 36].

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 отнести 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.

Испытание внутрискважинного газлифта успешно проводилось в Туркменистане на месторождении Северный Готурдепе. 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 [37, 38].

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 [45].

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 различия. 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.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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,

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

ограничение водопритока по одному из пластов, продление сроков фонтанной эксплуатации скважин, отдельный 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 отдельной 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 отдельной 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;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 дополнительным 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, обводненности 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. Современное состояние изученности бурения направленных и многозабойных скважин с раздельной эксплуатацией одновременно нескольких горизонтов (зарубежный опыт)

Опыт бурения скважин различного назначения позволяет сформулировать основные задачи, решаемые с применением методов, технологии и технических средств направленного бурения.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Повышение объема и качества геологической информации:

- уточнение формы геологических структур, часто очень разветвленных, и границ рудного тела путем бурения дополнительных стволов различной протяженности (от нескольких метров до нескольких сотен метров);
- определение и уточнение элементов залегания горных пород, рудных залежей методами направленного бурения и кернометрии;
- управление траекториями стволов скважин при любой их пространственной ориентации (вертикальные, горизонтальные, восстающие), в том числе при пересечении рудных залежей с заданным углом встречи.

Сокращение затрат на геологическую разведку месторождения;

- многократное пересечение рудных тел многоствольными скважинами вместо одноствольных;
- отбор технологических проб полезного ископаемого большого объема путем бурения многоствольных скважин в пределах рудного тела;
- поиск “слепых” рудных тел дополнительными стволами в сочетании с методами скважинной геофизики;
- применение более скоростного и менее затратного бескернового способа бурения шарошечными вместо колонкового для разведки месторождений с последующим пересечением рудных тел, наличие и вертикальные границы которых надежно определяются методами скважинной геофизики;
- применение кустового бурения скважин в случаях значительных затруднений по сооружению отдельных буровых площадок и коммуникаций (болотистая или горная местность, бурение под акваторию шельфа).

Борьба с осложнениями при разведке месторождений;

- вывод скважины в заданный проектом интервал при ее значительном естественном искривлении путем кооректировки траектории скважины отклонителями;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- повторное пересечение рудной залежи при ее пропуске или неудовлетворительном выходе керна;

- обход мест сложных аварий в скважине дополнительным стволом.

Облегчение условий бурения скважин:

- снижение интенсивности естественного искривления путем применения технических средств и технологий стабилизации направления скважины;

- вывод скважин в проектную точку путем анализа, обработки и использования на этапе проектирования скважин данных о закономерностях естественного искривления скважин;

- бурение вертикально-наклонных скважин с целью улучшения условий проведения спуско-подъемных операций по сравнению с наклонно забуренными скважинами, а также в случаях, когда заложение наклонной скважины невозможно по техническим характеристикам буровой установки (вращатель роторного типа, вертикально устанавливаемая буровая вышка) и получения, тем не менее, нужного угла встречи с рудной залежью;

- сокращение объема бурения скважин в сложных горно-геологических условиях (поглощения, обвалы стенок и других) за счет бурения взамен ряда одноствольных скважин одной многоствольной, основной ствол которой пересекает зону осложнений, а дополнительные стволы бурятся на более глубоких горизонтах уже в более благоприятных горно-геологических условиях.

Бурение технических скважин;

- бурение вертикально-горизонтальных скважин на угольных пластах с целью их дегазации;

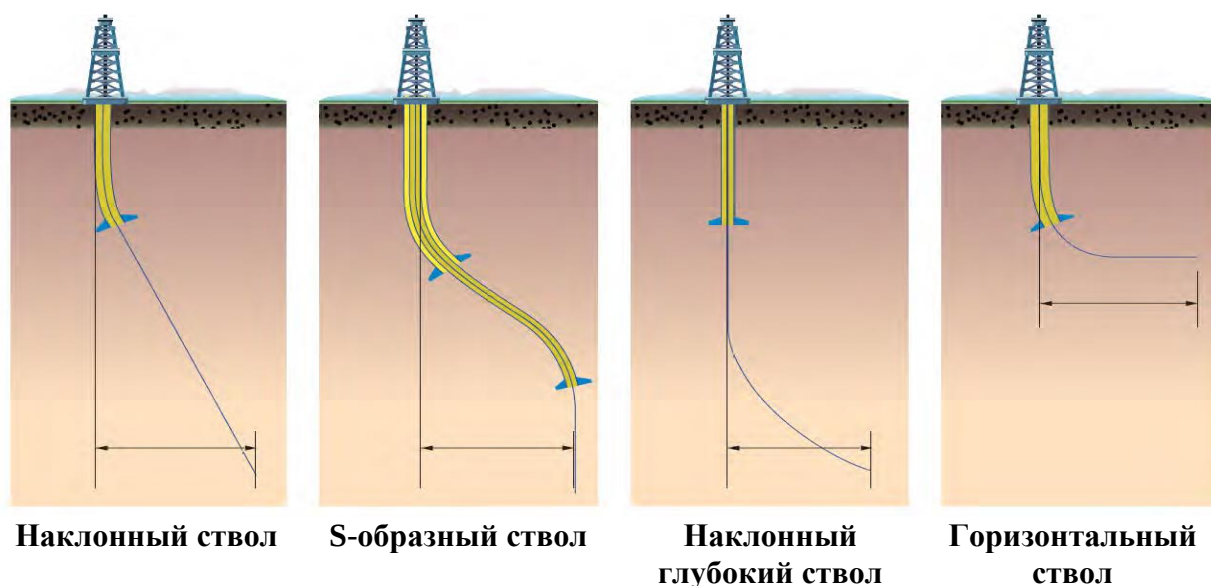
- бурение боковых наклонных скважин для ликвидации пожаров в скважинах, буримых с целью разведки или эксплуатации месторождений углеводородного сырья, тушения возгораний торфяников, мест складирования лигнина и других возгораемых промышленных отходов [52,53].

Бурение вертикально-горизонтальных, разветвленных, сложнопрофильных эксплуатационных скважин с расположением

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

горизонтальных и сложнопрофильных участков ствола в пределах нефтегазоносных коллекторов для повышения нефтегазоотдачи и дебита.

Существует большое количество видов наклонно-направленных скважин, и каждая из них имеет конфигурацию, которая может быть сложной и сильно отличаться от конфигурации других (Рисунок 2.7.): начиная со стандартных наклонных и S-образных стволов, до наклонных стволов, которые бурят с объектов, также имеющих наклон, и различных видов горизонтальных одиночных скважин и кустов. Помимо угла наклона, направление, в котором бурят скважину, также может отличаться; следовательно, наклонно-направленная скважина может иметь несколько различных форм. Каждая из форм соответствует определенным эксплуатационным требованиям. Более того, в процессе бурения, на основании информации, предоставляемой инженеру по бурению, может изменяться как угол наклона, так и направление бурения; таким образом, возможно и вполне реально говорить о «навигационном бурении» [54, 55, 56, 57].



**Рис. 2.7. Основные виды конфигурации
наклонно-направленных скважин**

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Таким образом, благодаря существующим сегодня современным технологиям, ствол скважины может иметь сложные, даже трехмерные формы, а управлять процессом бурения можно любым наиболее приемлемым способом.

Горизонтальные скважины стали бурить гораздо позднее, и их появление позволили одновременно увеличить продуктивность одиночных скважин и снизить операционные расходы на разработку отдельно взятого месторождения, а также снизить негативное влияние на окружающую среду. В реальности, горизонтальная скважина может стоить на 20 %, а то в 2-3 раза дороже, по сравнению с вертикальной или наклонной скважиной, но ее продуктивность будет в 2-10 раз выше. Следовательно, для разработки месторождения потребуется меньшее количество скважин, и их эффективность будет прослеживаться как в отношении общей стоимости, так и в плане снижения влияния на окружающую среду. Это ни в коем случае не означает, что наклонно-направленная, или более того, горизонтальная скважина является наилучшим решением в любых условиях эксплуатации (положительные факторы всегда сопоставляются с отрицательными, особенно в плане устойчивости ствола, скорости проходки, ограничений продуктивности, т.д.). Но, несомненно, то, что имеющиеся сегодня технологии имеют тенденции на приоритетный выбор наклонно-направленного и горизонтального бурения в противовес вертикальным скважинам, особенно при бурении скважин в процессе разработки месторождения. Технология вертикального бурения по-прежнему наиболее часто используется при бурении разведочных скважин. Первые попытки бурения горизонтальных скважин относятся к началу двадцатого столетия. Однако широкое распространение горизонтальное бурение получило только 80-х годах двадцатого столетия. После нескольких попыток, предпринятых в

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Северной Америке и Европе (бывший СССР, Франция, Северное море), бурение горизонтальных скважин стало настолько обычным в последующие годы, что стало считаться установившейся практикой, применяемой там, где позволяют условия.

Существует несколько типов горизонтальных скважин, используемых при бурении. Схематично горизонтальные скважины можно разделить на три основных типа согласно угловому градиенту, согласно значению, которого достигается горизонтальная секция. Это скважины с большим, средним и малым диаметрами. Для бурения скважин большого диаметра используются стандартные технологии бурения наклонно-направленных скважин. Темп набора кривизны может составлять $3-8^\circ$ каждые 30 метров, при этом могут быть использованы от 2 до 3 секций. В первой секции достигаемый угол составляет около $40-50^\circ$ и потом поддерживается неизменным на всю длину второй секции, которая может иметь значительные размеры, и лишь потом начинается третья секция. В третьей секции достигается угол до 90° . На этом этапе горизонтальная секция считается завершенной и может занимать достаточно большое расстояние (более 1500-2000 м и до 6000-7000 м). Существует несколько примеров скважин, которые были пробурены горизонтально и со смещением от 8000 до 10000 м., например, «Wytch Farm M-16Z» в Великобритании, которая имеет смещение в 10727 м. Многие эксперты в области бурения заявляют, что в ближайшие годы станет возможным достичь смещения на расстояние до 20 миль, т. е. более чем на 30 км. [58].

Для бурения скважин среднего диаметра все еще используется стандартное оборудование, хотя его и стараются модифицировать, чтобы преодолеть появляющиеся при горизонтальном бурении трудности. По сравнению с предыдущим случаем темп набора кривизны значительно

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

увеличивается (от 8° до 20° каждые 30 м), хотя в теории, возможно, получить угол и в 50° каждые 30 м. Длина горизонтальной секции может достигать более 1000 м, а диаметр отверстия может иметь те же значения, что имеют обычные скважины или скважины большого диаметра.

При бурении скважин малого диаметра, технологии делают возможным достижения темп набора кривизны от 30° до 60° на каждый метр, и поэтому становится возможным перейти к горизонтальной секции менее, чем за 3 м. Боковые стволы длиной до 300 м являются типичными для этого вида конфигураций скважин и поэтому возможно прохождение через пласты породы, чья толщина составляет всего несколько метров. Однако в этом случае приходится прибегать к помощи специального оборудования, которое сочетает в себе и особенности роторного бурения и технологии, разработанные специально для бурения скважин малого диаметра. Например, можно использовать забойные двигатели, используя короткие, тонкие секции, которые могут с легкостью проходить через изогнутую часть скважины, или для их изготовления могут использоваться материалы с низким модулем упругости на основе алюминиевых сплавов. Также, еще одним вариантом является использование труб с шарнирными соединениями. Очень часто приходится бурить более одного горизонтального ствола (именуемого «Дренаж») от одной и той же вертикальной части скважины, чтобы охватить большую часть пластового резервуара. *Многоствольные скважины* являются вариацией перечисленных конфигураций и состоят из нескольких горизонтальных скважин, которые берут свое начало из одной и той же вертикальной скважины. Форма этих скважин зависит от конкретной ситуации и результата, которого надо достичь (Рисунок 2.8.). Существуют боковые скважины, которые бурятся в противоположные стороны по отношению друг к другу (Рисунок 2.8.А) и которые оказываются особенно

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

подходящими для добычи на больших глубинах. Также целью является снижение затрат, ввиду того, что информация, собранная при бурении первой боковой скважины, может быть использована для оптимизации процесса бурения второй скважины, т. к. породы имеют схожие характеристики. Более того, возможно бурение скважин в одном направлении, но на разной глубине (Рисунок 2.8.В). Такое решение предпочтительно, когда задачей является добыча на уровнях с разной минерализацией, как это часто случается, например, в Канаде, когда производится добыча из месторождения тяжелой нефти. Также горизонтальные скважины были пробурены «веером» или «елочкой» (например, в бассейне реки Ориноко в Венесуэле), где боковые скважины в свою очередь имели другие боковые скважины с меньшим диаметром и меньшей длиной (Рисунок 2.8.С).

Многоствольные скважины могут быть пробурены как на малой глубине (250 м), так и на большой (>5000 м) а также на месторождениях любого типа: легкой нефти или тяжелой, или газовых месторождениях. К одной скважине с горизонтальной секцией, которая может иметь в длину 1300-1500 м и залегать на глубине 5300-5500 м, возможно, нарастить до 4 горизонтальных скважин [59].

На основании вышеизложенного становится очевидно, что в настоящее время бурение даже самых сложных наклонно-направленных и горизонтальных скважин сопровождается разнообразными технологиями, которые не стоят на месте и продолжают совершенствоваться. Благодаря этому данные технологии могут использоваться в любых ситуациях, независимо от их сложности и предъявляемых требований. Кроме того, становится очевидно, что бурение, в особенности горизонтальных скважин с большим отходом, измеряемым несколькими километрами, имеет неоспоримые преимущества не только в плане потенциала добычи каждой

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

скважины, который можно значительно повысить в сравнении с вертикальными и традиционными наклонными скважинами, но и в плане затрат на разработку месторождения, а также с точки зрения экологии.

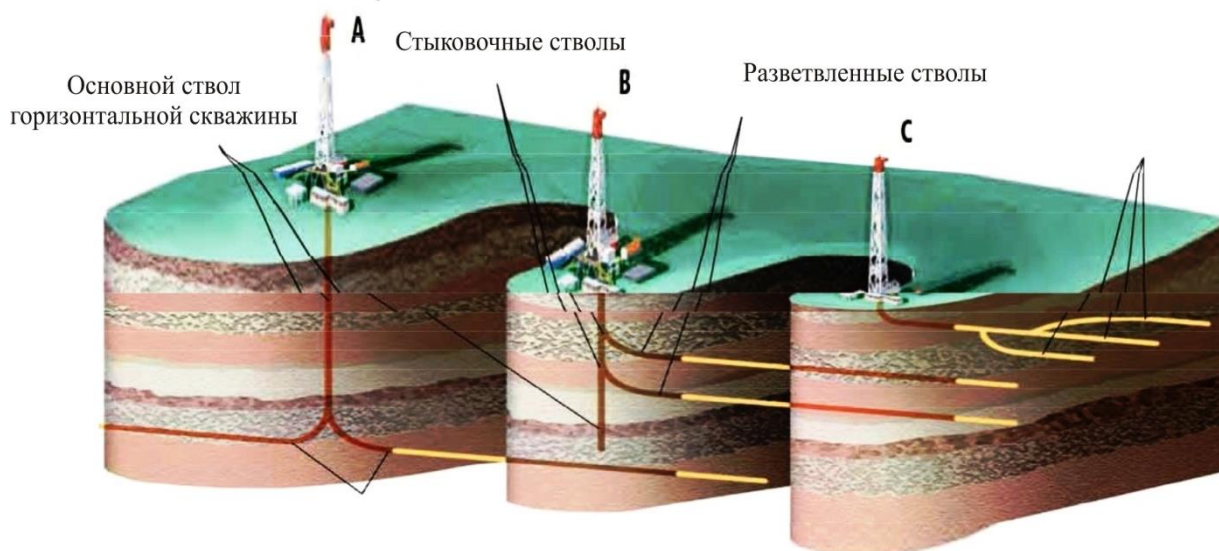


Рис. 2.8. Виды многоствольных горизонтальных скважин

Нормативные акты в ряде стран, особенно в США, требуют при разработке нефтяных месторождений в первую очередь бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, прежде всего с целью снижения влияния работ на окружающую среду (Рисунок 2.9).

Меньше скважин, к тому же расположенных на большом расстоянии от экологически уязвимых и охраняемых территорий, приводит к значительному сокращению объемов инфраструктуры, необходимой для разработки и обеспечения эксплуатации месторождения, например, буровых площадок, подъездных дорог, стоянок, транспортных средств.

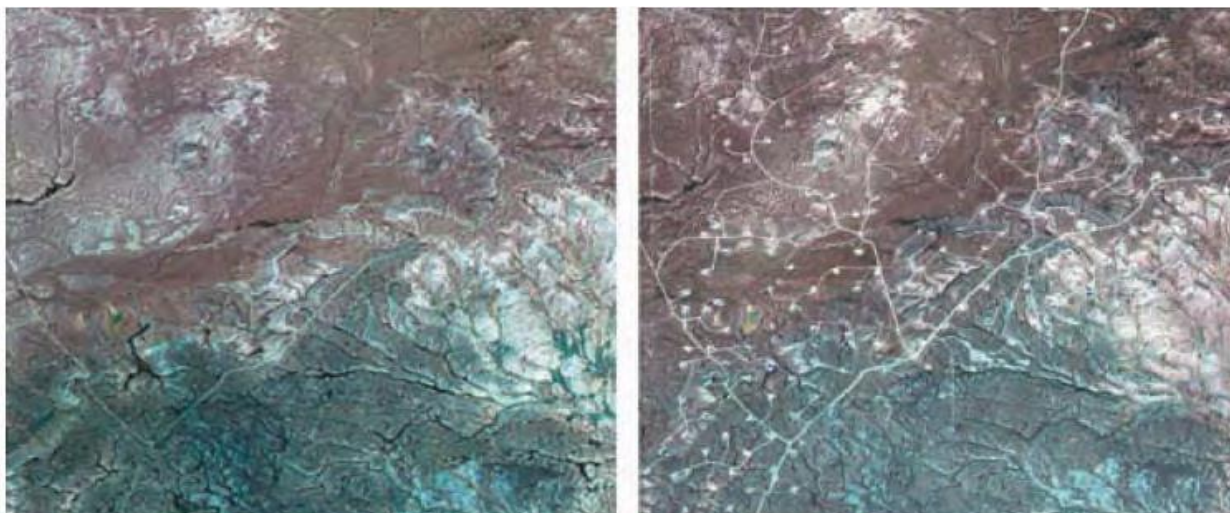


Рис. 2.9. Фотографии месторождения Джона Филд, Вайоминг, США, сделанные спутником «Ландсат» в разные моменты его эксплуатации: так месторождение, выглядело 27 августа 1986 года до начала его разработки (слева) и 18 октября 2002 года после бурения около 400 скважин (справа)

Все это снижает экологическую нагрузку на территорию и дает огромные преимущества в плане сохранения окружающей среды.

На многопластовых нефтяных месторождениях с многослойными нефтяными пластами применение многопластовых вертикальных и наклонных скважин может быть значительно эффективнее применения однопластовых горизонтальных скважин:

- во-первых, эффективнее по дебиту нефти (увеличение дебита нефти в 3-4 раза вместо увеличения в 2-3 раза);
- во-вторых, по простоте контроля и управления эксплуатацией пластов;
- в-третьих, по возможности изоляции отдельных обводненных пластов [60, 61].

При разработке многопластовых нефтяных месторождений важное значение имеют вопросы изучения гидродинамической связи между

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

добывающими и нагнетательными скважинами не только в целом по продуктивному горизонту, но и по каждому пласту для принятия своевременных мер по регулированию их разработки.

Для разработки многопластовых нефтяных месторождений одной сеткой скважин необходимо разделить продуктивную свиту на эксплуатационные объекты. Под эксплуатационным объектом обычно понимают один или несколько пластов, которые эксплуатируются скважиной совместно. Правильное выделение эксплуатационных объектов и последующая их совместная эксплуатация повышают технико-экономические показатели разработки: уменьшают капиталовложения, повышают производительность скважин, сокращают сроки разработки месторождения.

Проектирование разработки многопластовых нефтяных месторождений ведется с обязательным учетом применения одновременной раздельной эксплуатации.

При разработке многопластовых нефтяных месторождений в скважину спускают две и даже три параллельные эксплуатационные колонны для раздельной эксплуатации разных объектов. В этом случае диаметр каждой эксплуатационной колонны выбирают индивидуально с учетом названных выше факторов. Глубина спуска каждой колонны, как правило, определяется глубиной залегания соответствующего продуктивного объекта. В некоторых зарубежных фирмах иногда все эксплуатационные колонны спускают до проектной глубины скважины; при этом улучшаются условия цементирования скважины, но стоимость ее возрастает.

Продуктивные горизонты многопластового нефтяного месторождения, как правило, различаются по фильтрационным и коллекторским характеристикам. Эти характеристики могут в значительной мере изменяться как по мощности, так и по простиранию.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Однако на многопластовых нефтяных месторождениях, имеющих 3, 4 или 5 малопродуктивных нефтяных пластов, возможно одно из самых действенных средств увеличения дебитов нефти - объединение пластов в один общий эксплуатационный объект с одной общей сеткой добывающих и нагнетательных скважин. Понятно, что это сразу уменьшает капитальные затраты на строительство и обустройство скважин в 3, 4 или 5 раз.

Известны способы разработки многопластовых нефтяных месторождений:

- единой сеткой добывающих и нагнетательных скважин, без выделения двух и более эксплуатационных объектов. Но этот способ в большинстве случаев малоэффективен.

- способ, при котором каждый нефтяной пласт разрабатывается отдельно своей собственной самостоятельной сеткой добывающих и нагнетательных скважин.

- способ, по которому каждый обособленный нефтяной пласт разрабатывается своей сеткой добывающих и нагнетательных скважин. Основной недостаток этого способа состоит в многократном увеличении капитальных и текущих экономических затрат на добычу нефти. А в случаях, когда нефтяные пласты оказываются заниженной и низкой продуктивности, применение этого способа приводит к экономической нерентабельности и фактической невозможности разработки таких нефтяных месторождений.

- способ, при котором каждый нефтяной пласт разрабатывается отдельно своей собственной самостоятельной сеткой добывающих и нагнетательных скважин. При этом получается, что на нефтяной площади, где несколько нефтяных пластов, столько же самостоятельных сеток скважин, во столько же раз увеличено общее число скважин и соответственно увеличены

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

общие капитальные затраты. Недостатком этого способа может быть чрезмерное увеличение общего числа скважин и капитальных затрат.

- способ с выделением двух и более эксплуатационных объектов и применением по каждому объекту совершенно самостоятельной сетки скважин со своей плотностью. Причем сетки берут ближайшие по плотности из рекомендованного набора сеток: 600х600 м или 36 га скважину.

Регулирование процесса разработки многопластовых нефтяных месторождений проводится также путем изменения режима закачки по пластам, с применением оборудования для одновременно-раздельного нагнетания в несколько пластов через одну скважину.

Проектирование разработки и доработки многопластовых нефтяных месторождений ведется с обязательным учетом применения ОРЭ нескольких продуктивных горизонтов одной скважиной. Это позволяет сокращать число скважин, требуемое для разбуривания месторождений, сроки их разработки и снижать себестоимость добываемой продукции. Поэтому проектировать и бурить наклонно направленные скважины следует с учетом особенностей подземного оборудования для одновременно раздельной эксплуатации нескольких горизонтов одной скважиной [62].

Практика показала, что успешность и эффективность ОРЭ зависит от технического обеспечения и инженерного сопровождения технологии. В части технического обеспечения отечественными разработками накоплен значительный опыт одновременно-раздельной эксплуатации нефтяных скважин с использованием газлифтного способа добычи. Сложнее обстоит дело при одновременно-раздельной эксплуатации пластов с использованием установок ЭЦН и ШГН [64]. В этом направлении значительные работы проведены в России и ведущими компаниями мира Шлюмберже, Бейкер,

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Камко. Например, научными подразделениями Сургут НИПИнефть, НИИ «СибГеоТех» г. Нижневартовск.

Разработана техническая документация:

- РД-39-12-016-2003 «Технология одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов скважиной, эксплуатируемой УЭЦН;
- РД-39-12-017-2003 «Технология одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов скважиной, эксплуатируемой УШГН.

Технология включает:

- подбор компоновки (комплектация внутрискважинного оборудования);
- инженерное сопровождение по учету и оптимизации отборов жидкости из каждого пласта;

В настоящее время используются следующие системы одновременно-раздельной добычи:

1. Однолифтовые системы

- системы мониторинга с одним способом механической добычи без разделения пластов
- системы мониторинга (и управления) с одним способом мех добычи с разделением пластов
- системы с разделением пластов с двумя способами мех добычи.

2. Двухлифтовые системы НКТ

- параллельные конструкции (колонны НКТ расположены параллельно)
- концентрические конструкции (труба в трубе)

Рассмотрим использование современных методов одновременно-раздельной эксплуатации – двухлифтовые системы. Их основное преимущество – 100% независимая добыча из каждого из пластов. К их недостаткам относятся:

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- ограничение по диаметру эксплуатационной колонны (168 мм).
- ограниченная глубина в варианте с установкой штангово-глубинных насосов (далее УШГН)
- сложность конструкций
- необходима специализированная квалификация
- необходимость использования специализированного оборудования, включая превентор.

В настоящее время работы по внедрению систем ОРЭ активно проводятся компаниями “ТНК-ВР”, “Татнефть”, “Башнефть”, “Шлюмбердже”, “Везерфорд”, “Бейкер Хьюз” и другие.

Так, к примеру, пилотные проекты компании “ТНК-ВР” были осуществлены «Сорочинскнефть» на 2 скважинах. Требования к скважине при одновременной раздельной добыче штанговый глубинный насос + штанговый глубинный насос (далее ШГН) для двухлифтной эксплуатации:

- Минимальные интервенции (одновременная раздельная пластовая закачка, гидроразрыв пласта).
- Не более 2 разобщаемых объектов;
- > 10 м. для посадки пакера между пластами,
- требования к раздельному учету,
- небольшой пространственный угол,
- эксплуатационная колонна от 168 мм,
- глубина установки для ШГН до +/- 2500 м;
- состояние колонн и цементного кольца,
- минимум осложняющих факторов добычи,
- потенциал пластов (для рентабельности). Конструкция данного метода на рисунке 2.10.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

В компании “ТНК ВР” применялось при одновременной раздельной добыче электроцентрабежный насос + электроцентрабежный насос (далее ЭЦН) для двухлифтной эксплуатации показана на рисунке 2.11.

Преимущества данной системы:

- 100% независимая добыча из каждого из пластов.
- Спуск колонн последовательно ЭЦН+ЭЦН.

Недостатки:

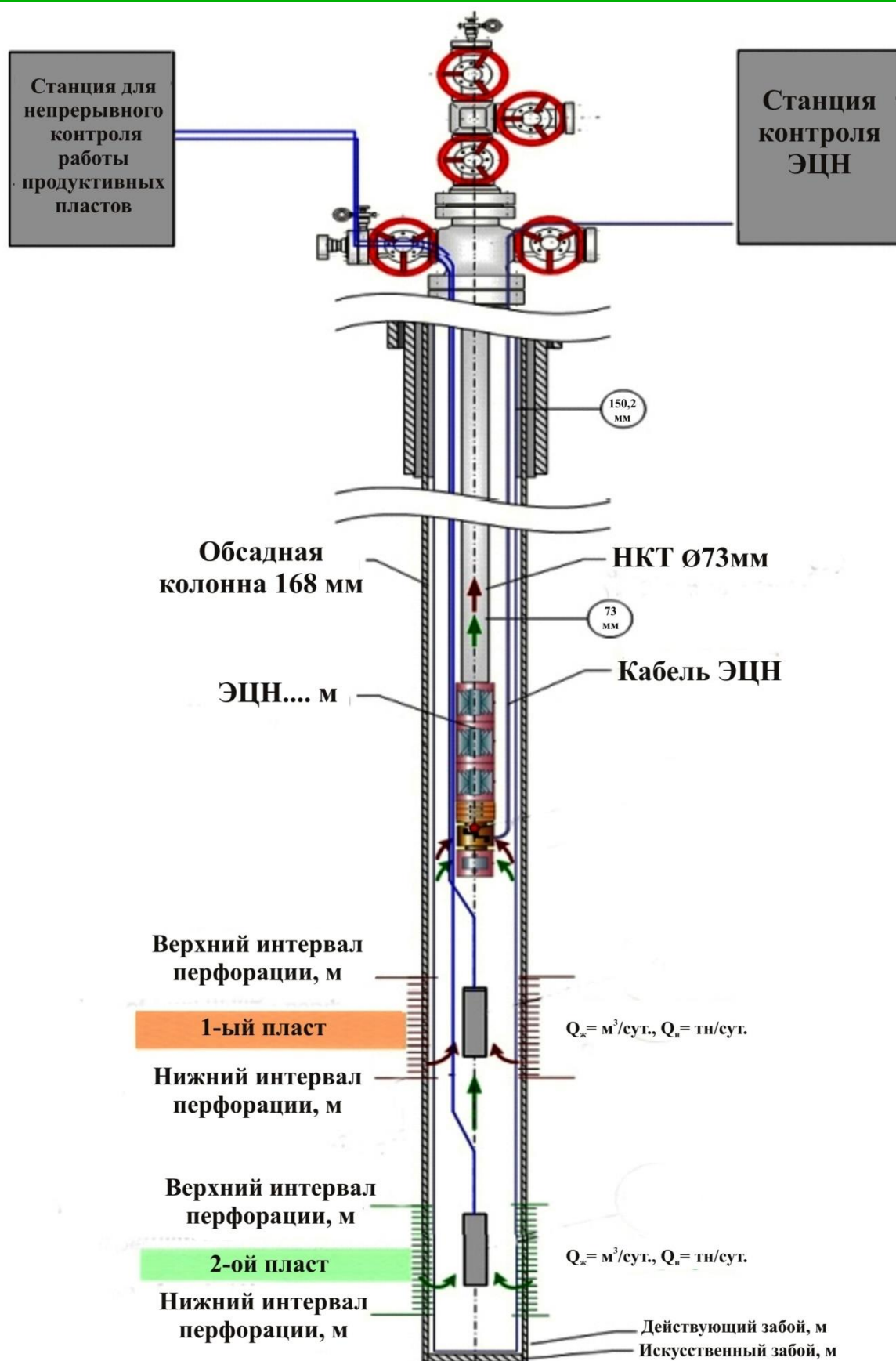
- Ограничение по диаметру эксплуатационной колонны (178 мм) при стандартных УЭЦН
- Сложность конструкции
- Сложность ремонта, требующего высококвалифицированный специализированный персонал
- Большая чувствительность к ГРП и интервенциям
- Высокая стоимость спуска и ремонта

Пилотный проект осуществлен подразделениями ТНК-ВР по типу ШГН+ЭЦН - «СНГ» в 2011 – 4 скважины, 2012 – 10 скважин. По типу ЭЦН + ЭЦН. «ТНК-Уват» 1 скважина в 2010 г.

Применение технологии ОРЭ высоко развита в компании “Татнефть”. Разработанные специалистами ТатНИПИнефть установки для ОРЭ позволяют одновременно эксплуатировать объекты с разными коллекторскими характеристиками и свойствами.

Их применение повышает рентабельность отдельных скважин за счет подключения к ним других объектов разработки или разных по продуктивности пластов одного объекта разработки.

*ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН*



**Рис. 2.10. Технология ОРЭ двух пластов с однолифтовой НКТ
с помощью ЭЦН компании "ТНК-ВР"**

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

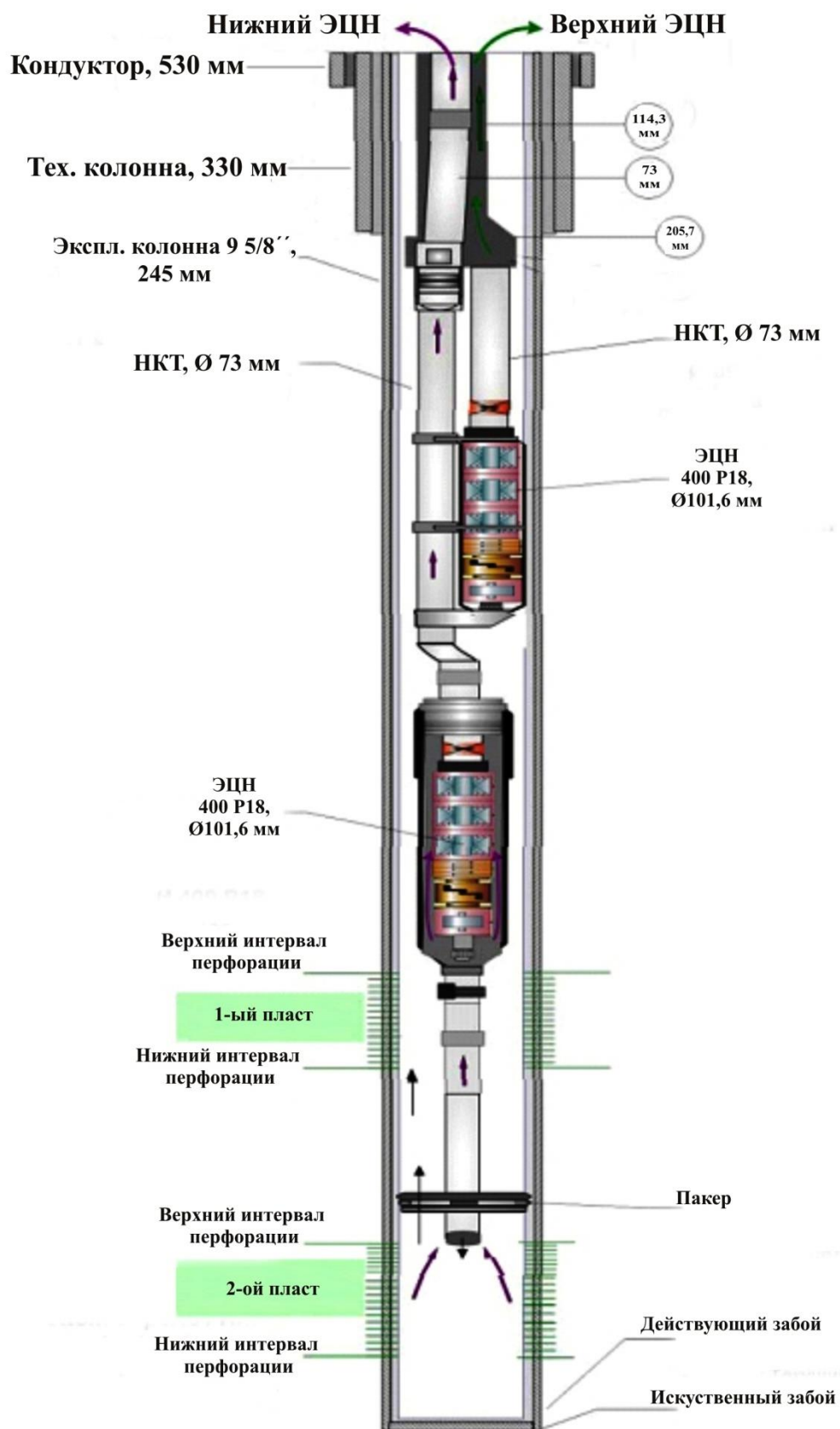
За счет оптимизации работы объектов повышается производительность скважины. Использование ствола одной скважины и организация одновременного (совместного) отбора запасов углеводородов разных объектов разработки одной сеткой скважин сокращает объемы бурения [65, 66, 67]. Таким образом, технология ОРЭ позволяет значительно оптимизировать затраты на добычу нефти.

В компании используются различные конструкции, среди которых однолифтовая конструкция ОРЭ для штанговых глубинных насосов (ШГН), двухлифтовая ШГН-ШГН с раздельным подъемом добываемой продукции, конструкции ОРЭ ШГН-ЭЦН (с электроцентробежным насосом) с совместным и раздельным подъемами продукции.

В компаниях “Везерфорд”, “Шлюмбердже”, “Бейкер Хьюз” и других компаниях с целью ведение одновременной раздельной добычи двумя параллельными лифтами из многопластовых горизонтов разработаны специальные двухствольные пакеры, которые надежно зарекомендовали себя в промысловых условиях, обладая достаточной гибкостью применения и соответствуя требованиям заканчивания скважин с применением нескольких Лифтовых колонн [69] (Рисунок 2.12). Технология одновременно-раздельной эксплуатации имеет большое количество преимуществ, ключевые из которых – уменьшение сеток бурения и обеспечение оптимальной разработки пластов. С приближением к максимальному разделению добычи, возрастает сложность технологий и их стоимость. Существует большой спектр технологий. При этом универсальной системы одновременно-раздельной эксплуатации на сегодня нет.

Применение систем ОРЭ способно существенно улучшить экономическую эффективность инвестиций во всех добывающихся компаний, обеспечить оптимальную выработку пластов и минимизировать технологическое влияние на окружающую среду [68].

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН



**Рис. 2.11. Технология ОРЭ двух пластов с двухлифтовой НКТ
с помощью ЭЦН +ЭЦН компании “ТНК-ВР”**

К настоящему времени Компанией наработан обширный опыт тестирования технологий ОРЭ, и в ближайшие годы масштаб их применения значительно расширится. В ряде случаев бурение отдельных скважин на каждый объект разработки экономически нецелесообразно. Кроме того, часто для строительства большого количества скважин имеются технические или логистические ограничения. При этом разработка пластов последовательным способом замедляет освоение запасов. Эксплуатация разных объектов одной скважиной с применением технологий ОРЭ способна сократить объемы бурения, обеспечить прирост добычи, ускорить ввод запасов в разработку и снизить вредное воздействие на окружающую среду.

Внедрение двухлифтовых систем

К настоящему времени в многих зарубежных компаниях протестирован тип систем одновременная добыча с параллельными лифтами технология «ШГН + ШГН», «ЭЦН + ЭЦН», «ШГН+ЭЦН», «фонтан+фонтан», «фонтан+газлифт», «газлифт+газлифт» [63].

Существенный рост инвестиций в технологии ОРЭ требует систематизации подходов к корпоративному управлению данным процессом. Выбор систем ОРЭ должен быть привязан к конкретным геологическим условиям, удовлетворять критериям надежности и экономической эффективности на всем цикле жизни скважины.

На фоне подскочивших за последние годы цен на нефть ОРЭ пытаются использовать в процессе разработки месторождений большинство отечественных нефтедобывающих предприятий. Рост цен воодушевил даже самых скупых нефтяников, и они принялись "оживлять" нерентабельные месторождения.

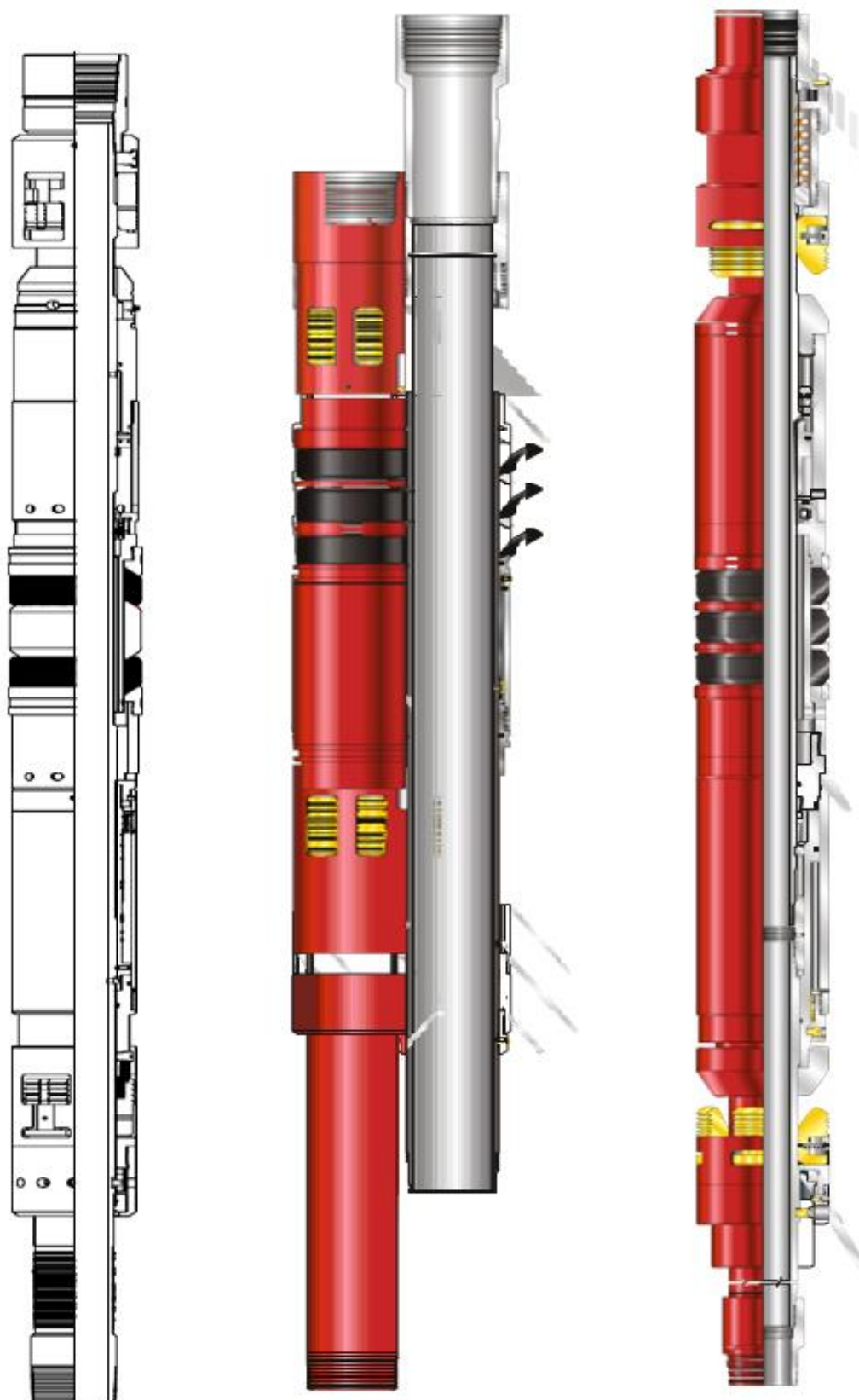


Рис. 2.12. Виды гидравлических (извлекаемых) двухлифтных пакеров для одновременной раздельно совместной эксплуатации нескольких пластов, испытанных на месторождении Северный Готурдепе

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Первая проблема, с которой столкнулись нефтяные компании, это обеспечение скважин информационными технологиями. Цель любого производителя, который решился на установку оборудования ОРЭ, кроме увеличения добычи нефти – наличие подробной информации из каждого пласта, чтобы управлять процессом добычи в онлайн-режиме.

Сегодня большинство измерений во многих месторождениях ведутся "дедовскими" методами: инженер объезжает в течение нескольких дней все скважины и дает усредненные данные. Новые технологии буквально вдохновили нефтяников, и даже самые прижимистые забыли об экономии, настроились на внедрение и ОРЭ, и систем "умная скважина".

В Западных зарубежных странах этот вопрос уже давно решили, подключив датчики к спутниковым системам. У нас же на многих месторождениях работает электрорелейная связь, где-то – сотовая, качество которой часто оставляет желать лучшего. Вдобавок, информация не всегда оказывается доступной, особенно на месторождениях с большим количеством скважин.

Поэтому, устанавливая системы ОРЭ, их производители предлагают нефтяным компаниям различные компоновки оборудования для регулировки пластового давления и утилизации добываемой вместе с нефтью воды, используемой также для получения нужного уровня давления.

ГЛАВА III.

АНАЛИЗ И ИССЛЕДОВАНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ СХЕМ ОРЭ

3.1. Анализ существующих схем установок для ОРЭ пластов

ОРЭ осуществляют путем оснащения скважин обычной конструкции оборудованием, разобщающим продуктивные пласты, или путем использования скважин специальной конструкции.

В России метод одновременной раздельной эксплуатации применяется разными нефтяными компаниями в основном в Татарстане компанией ОАО «Татнефть». Поскольку нефтяные месторождения Татарстана находятся на поздней стадии разработки, рассматривались только те технологические схемы, которые могут применяться при механизированной добыче продукции скважин.

В скважинах специальной конструкции в необсаженный ствол параллельными рядами спускают эксплуатационные колонны, затем их цементируют. Вскрытие нефтяных пластов осуществляют перфораторами ориентированного действия, чтобы не повредить смежные колонны. В результате получают многоствольную (многорядную) скважину или несколько самостоятельных скважин малого диаметра, объединенных общим стволом.

Каждая из этих скважин эксплуатируется с обычным оборудованием только один из пластов (Рис. 3.1).

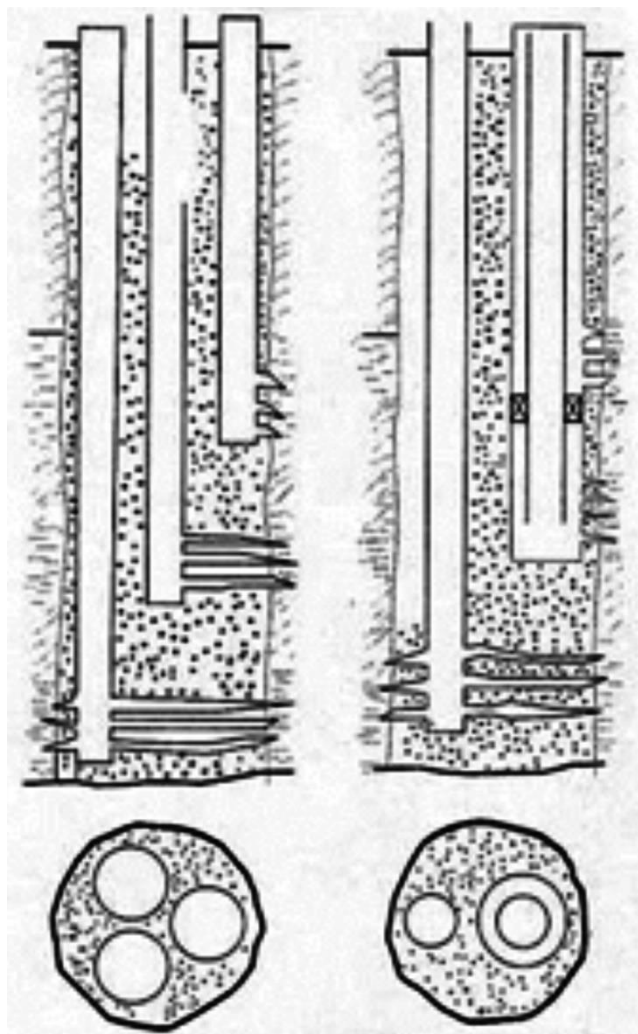


Рис. 3.1. Многоствольная скважина

В скважинах с обычной конструкцией разделенные пакерами пласты сообщены с устьем несколькими лифтовыми (параллельными или концентричными) колоннами (Рис. 3.2). При этом каждый пласт эксплуатируется отдельно. Схема позволяет вести одновременно добычу (или закачку) из обоих пластов, а также в один из них закачивать воду, а из другого добывать нефть. По этой схеме продукция пластов извлекается отдельно, что облегчает ее учет [70].

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Существует схема, когда разобщенные пакером два пласта поочередно эксплуатируются одним насосом. При этом насос может быть любого типа – штанговый, гидродинамический, электропогружной. Переключение его от одного пласта к другому проводится путем поднятия, опускания или вращения колонны лифтовых труб. Для этого устья скважины оборудуют таким образом, чтобы перемещение или вращение колонны труб можно было осуществлять вручную или автоматически по заданной программе без установки подъемного агрегата.

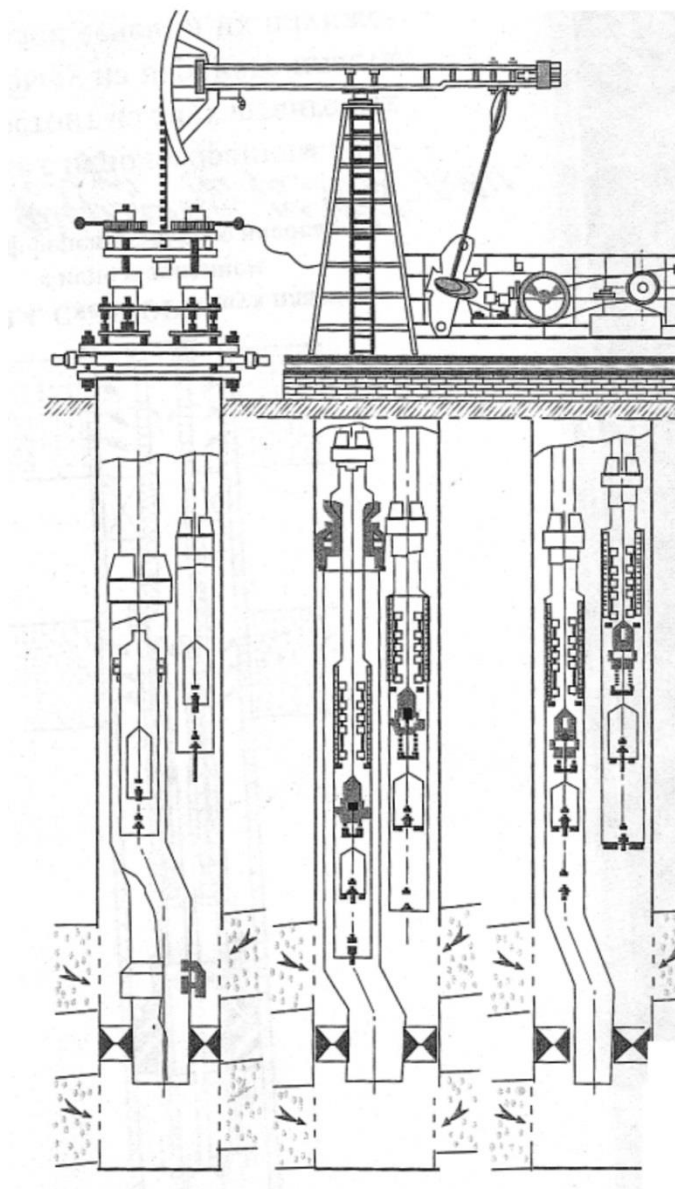
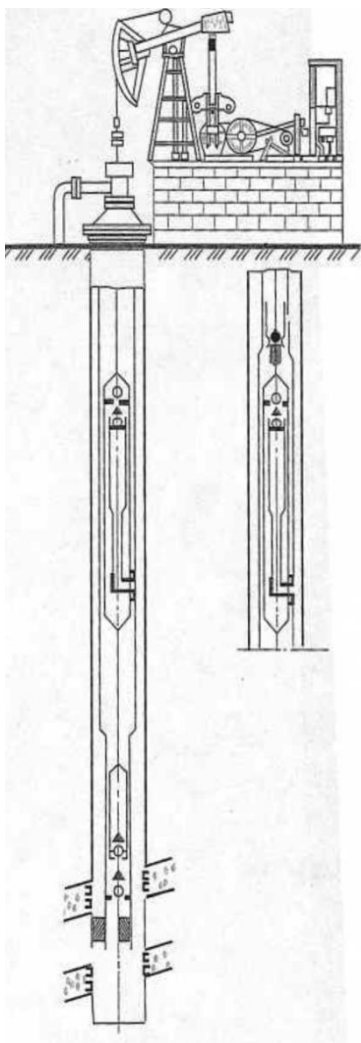


Рис. 3.2. Двухлифтовая установка

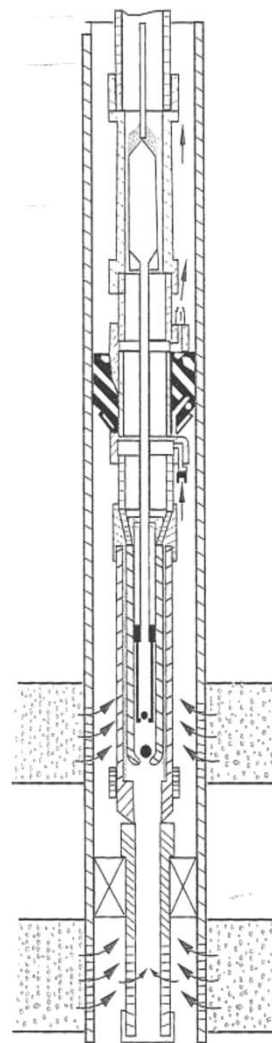
ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Каждый пласт может эксплуатироваться своим насосом. Примером может служить схема, при которой два штанговых насоса приводятся в действие одной колонной штанг и раздельно эксплуатируют каждый свой пласт (рис. 3.2). Существуют схемы с двумя винтовыми или электроцентробежными насосами [70].

Схема ОРЭ двух пластов в скважине с использованием дифференциальной насосной установки состоит из двух штанговых насосов и двух пакеров. При этом добычу из верхнего пласта осуществляют за счет разницы площадей сечения их плунжеров, а подъем жидкости – по межтрубному пространству [70] (Рисунок 3.4).



**Рис. 3.3. Однолифтовая
двухнасосная установка**



**Рис. 3.4. Схема ОРЭ двух пластов
с использованием
дифференциального насоса**

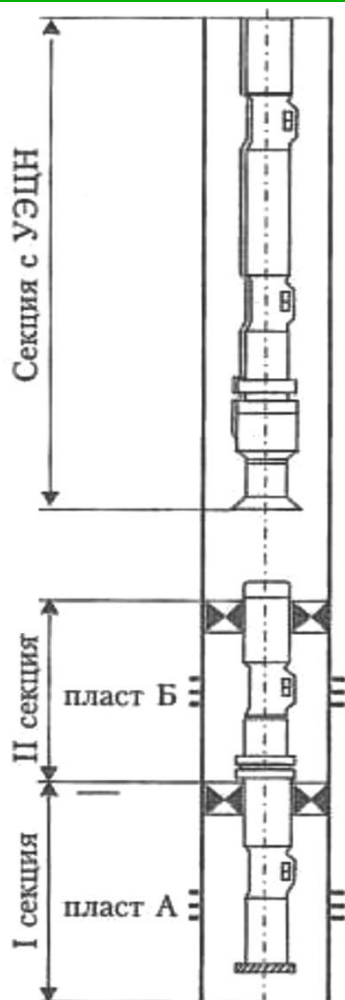


Рис. 3.5. Установка с мандрелями

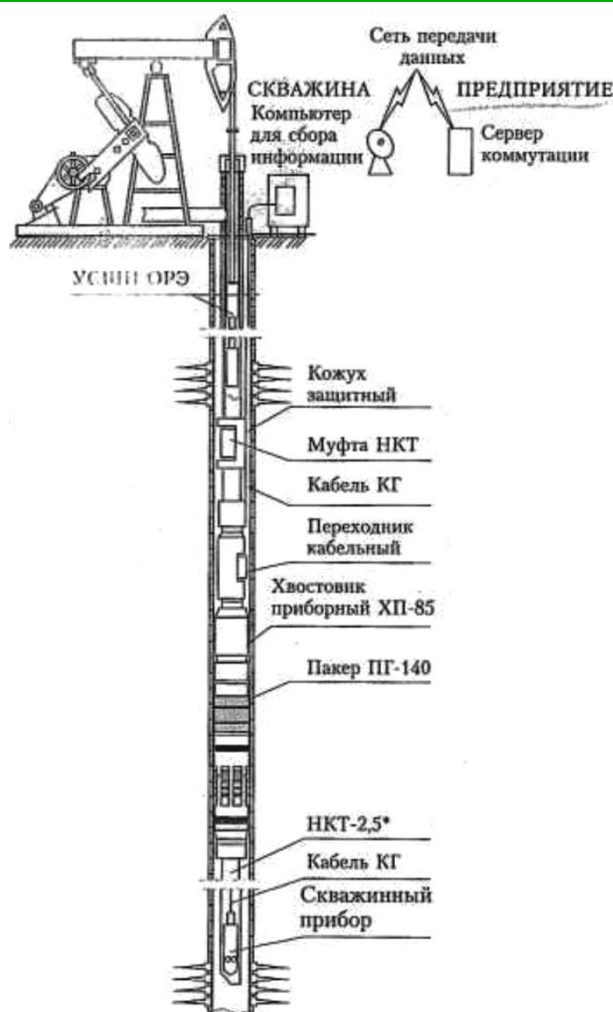


Рис. 3.6. Двухнасосная установка

Существует установка ОРЭ, при которой разобщенные пакерами пласты эксплуатируют одним насосом. При этом регулирование отборов жидкости из каждого пласта проводится с помощью извлекаемых забойных клапанов, регуляторов-отсекателей потока (окон). Они могут быть установлены либо в отдельных патрубках между пакерами против пластов, либо в общей подъемной колонне в виде многоканальных штуцерных узлов с обратными клапанами, не допускающими сообщений между пластами (Рисунок 3.5.). Такие схемы и устройства для регулирования производительности пластов предлагают фирмы BakerHughes и Halliburton. Штуцирование может осуществляться также непосредственно на входе в насос.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Двухнасосные схемы ОРЭ разработаны ОАО НПФ «Геофизика» (рис 3.6), ДООО «Геопроект», установки для ОРЭ – ОАО «НЕФТЕМАШ» (рис 3.7).

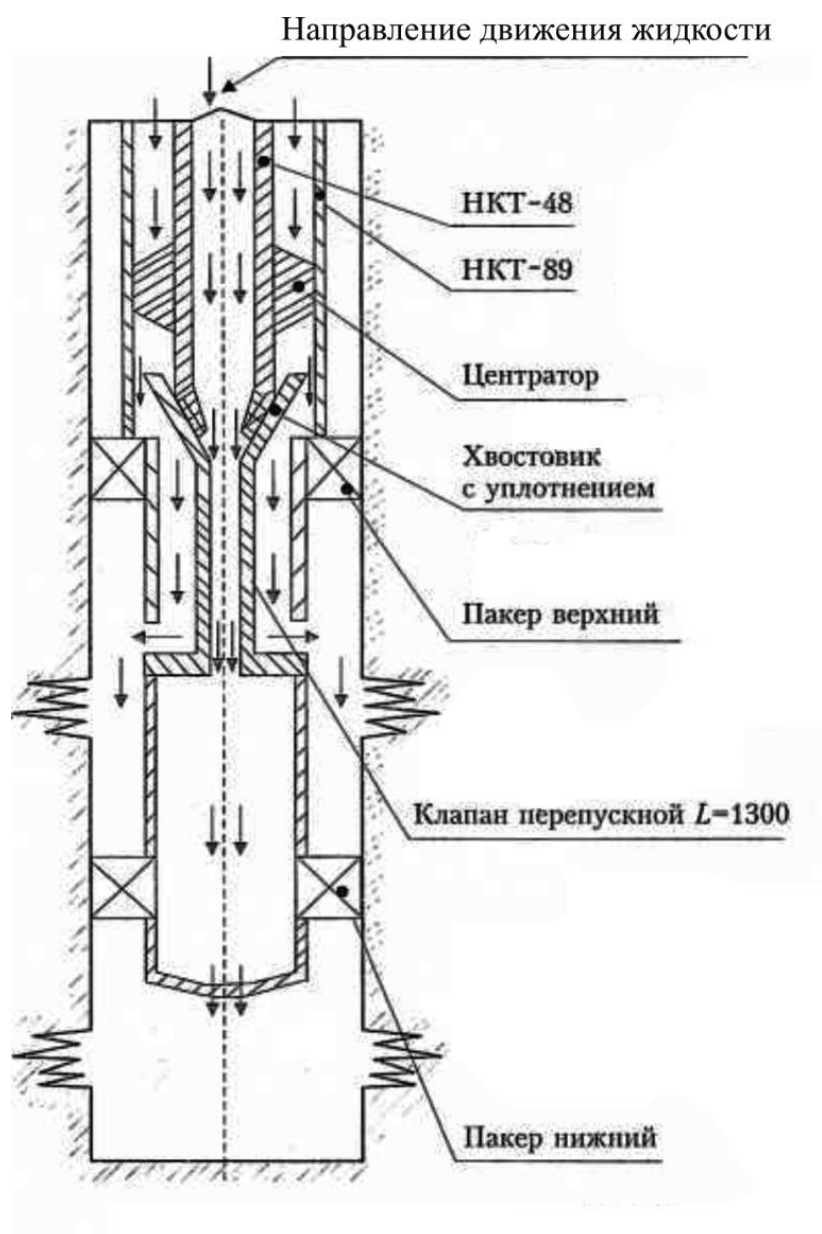


Рис. 3.7. Установка для ОРЭ

ООО «Сервис подземного оборудования» (г. Пермь) выпускается скважинный штанговый глубинный насос для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов (Рисунок 3.8).

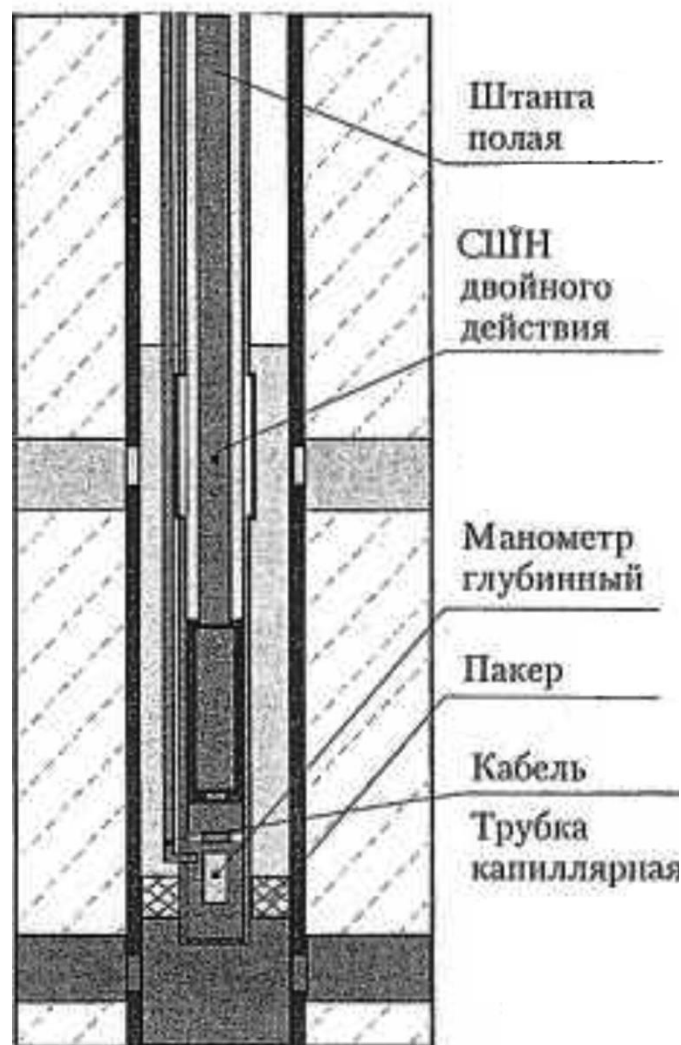


Рис. 3.8. Установка с насосом двойного действия

В ООО «Когалым НИПИнефть» разработаны и прошли опытно-промысловые испытания на нефтепромыслах ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» два варианта оборудования для ОРЭ с УЭЦН. Была предложена схема (рис. 3.9), основанная на использовании струйного насоса, размещенного между эксплуатируемыми пластами. В том случае, когда нижний пласт обладает большими пластовым давлением и продуктивностью, нижнего объекта разработки, являясь активной средой, поступает в центральное сопло 3 и затем, попадая в эжектор 2, вовлекает в движение пассивную жидкость из верхнего нефтяного пласта 1 (см. рис. 3.9а). В случае, когда верхний пласт имеет большие пластовые давление и продуктивность по

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

сравнению с нижним пластом, жидкость верхнего пласта, являясь активной средой, через открытые радиальные каналы 4,5 поступает в центральное сопло 3, а жидкость из нижнего пласта, представляющая собой пассивную среду, с наружных сторон радиальных каналов эжектируется в камеру смешения струйного насоса-эжектор 2 [70].

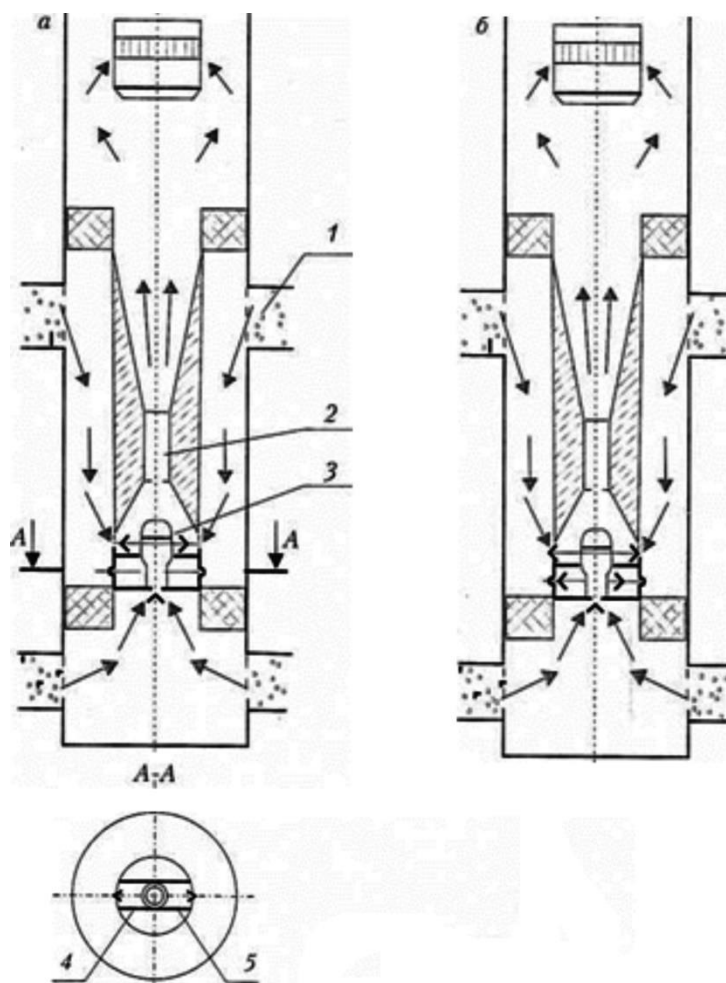


Рис. 3.9. Установка ЭЦН – струйный насос:

***а, б - большими давлением и продуктивностью обладают соответственно
нижний и верхние пласты***

Принципиально другим является вариант ОРЭ с использованием дополнительной нижней секции насоса (рис. 3.10) к выходному валу погружного электродвигателя через нижнюю гидрозащиту подсоединяется

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

нижняя секция насоса, рассчитанная на дебит нижнего объекта с меньшим пластовым давлением. Жидкость из нижнего пласта через патрубок поступает на прием нижней секции насоса и нагнетается через отверстия в корпусе в надпакерную область скважины, в которой смешивается с жидкостью верхнего пласта и поступает в приемный модуль основной верхней секции насоса. Напор нижней секции насоса должен быть выше гидростатического давления столба жидкости в скважине, напор верхней секции – обеспечивать подъем жидкостей из обоих пластов до устья и далее подачу в систему сбора.

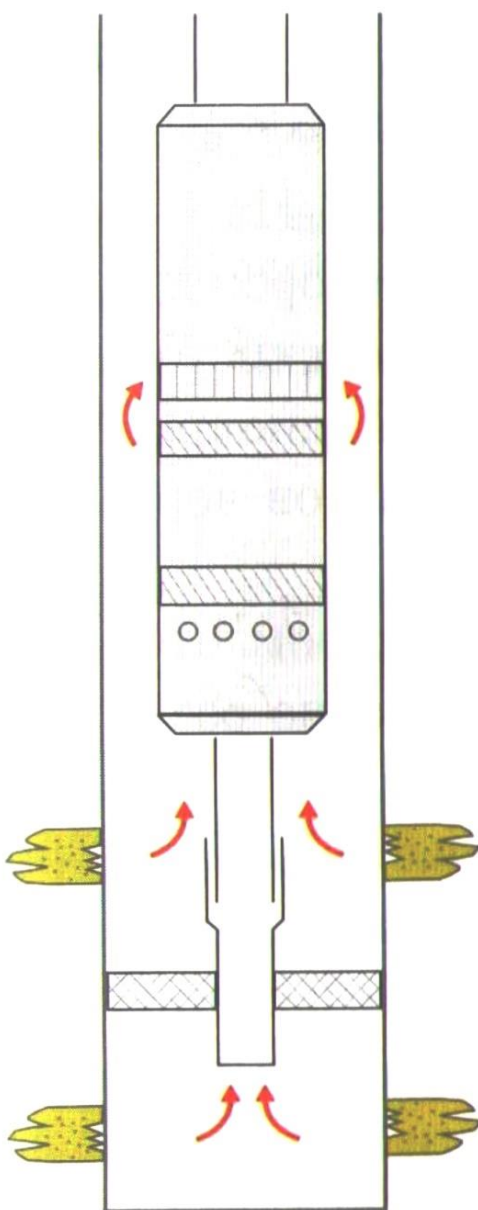


Рис. 3.10. Схема компоновки УЭЦН

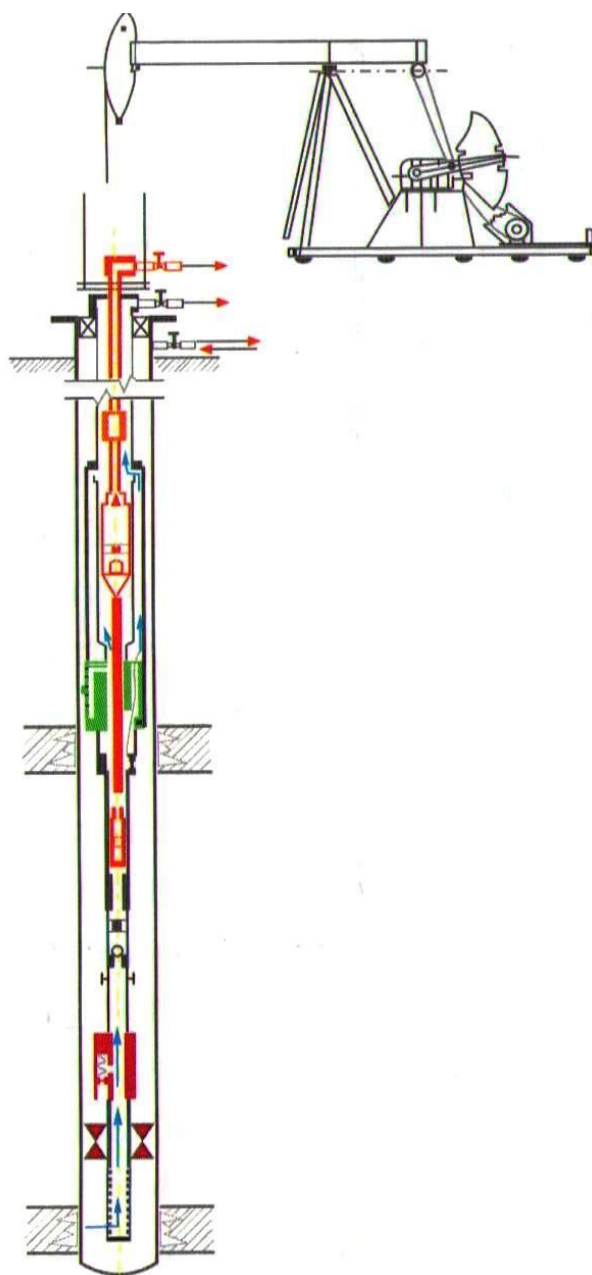


Рис. 3.11. Установка «Элкам-Нефтемаш»

ЗАО «Элкам-Нефтемаш» разработана установка одновременно-раздельной добычи нефти из двух пластов скважины (рис. 3.11) [70]. При сборке установки в скважину с колонной НКТ спускают фильтр, пакер, специальную муфту, цилиндры насосов ННБ и НН-2СП. С колонной полых штанг спускают плунжеры насосов ННБ и НН-2СП, соединенные штоком

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

насоса НН-2СП, полированный шток с арматурой, обеспечивающей выход нефти из скважины в нефтепровод.

Подача нефти из нижнего пласта осуществляется насосом ННБ (нижним) через соединительный патрубок НКТ, кольцевое пространство между насосом НН-2СП и кожухом, далее по колонне НКТ. Подача нефти из верхнего пласта насосом НН-2СП (верхним) проводится по колонне полых штанг, полому полированному штоку и гибкому трубопроводу.



Рис. 3.12. Установки с винтовыми штанговыми насосами

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

В ЗАО «Татойлгаз» разработаны две установки для ОРЭ с применением штанговых винтовых насосов (УВШН). На одной из скважин Урустамакского месторождения используется насосная установка, состоящая из двух винтовых насосов для одновременной добычи нефти из двух пластов через одну скважину (рис. 3.12, а) [70].

Пласты изолированы пакером, что позволяет осуществлять одновременно-раздельную эксплуатацию двух горизонтов. Данный способ эксплуатации исключает взаимовлияние пластов. Его применение эффективно при сравнительно низком пластовом давлении нижнего объекта. Также на Урустамакском месторождении была внедрена винтовая насосная установка для одновременной добычи нефти и закачки воды в пласт, которая показала свою работоспособность (рис. 3.12, б).

ООО «Югсон Сервис» разработана двухпакерная компоновка одновременно-раздельной закачки (рис. 3.13) [70]. Ее преимуществом является возможность наземного измерения и регулирования объемов закачки воды отдельно в каждый из двух пластов по сравнению с мандрельными схемами закачки жидкости.

Технология включает:

- спуск нижнего пакера ПМС ЯГ, пакера ПОЗ, седла и муфты, узла уплотнительного У-57 на НКТ-89 к месту установки;
- установку нижнего пакера ПМС ЯГ механически путем за счет осевых перемещений колонны труб с последующими разгрузкой веса НКТ и установкой пакера ПОЗ;
- опрессовку верхнего пакера;
- спуск хвостовика узла уплотнительного У-57 на НКТ-48 и разгрузку в седло;
- монтаж фонтанной арматуры с использованием планшайб и подгоночных патрубков для подвеса лифтов НКТ.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

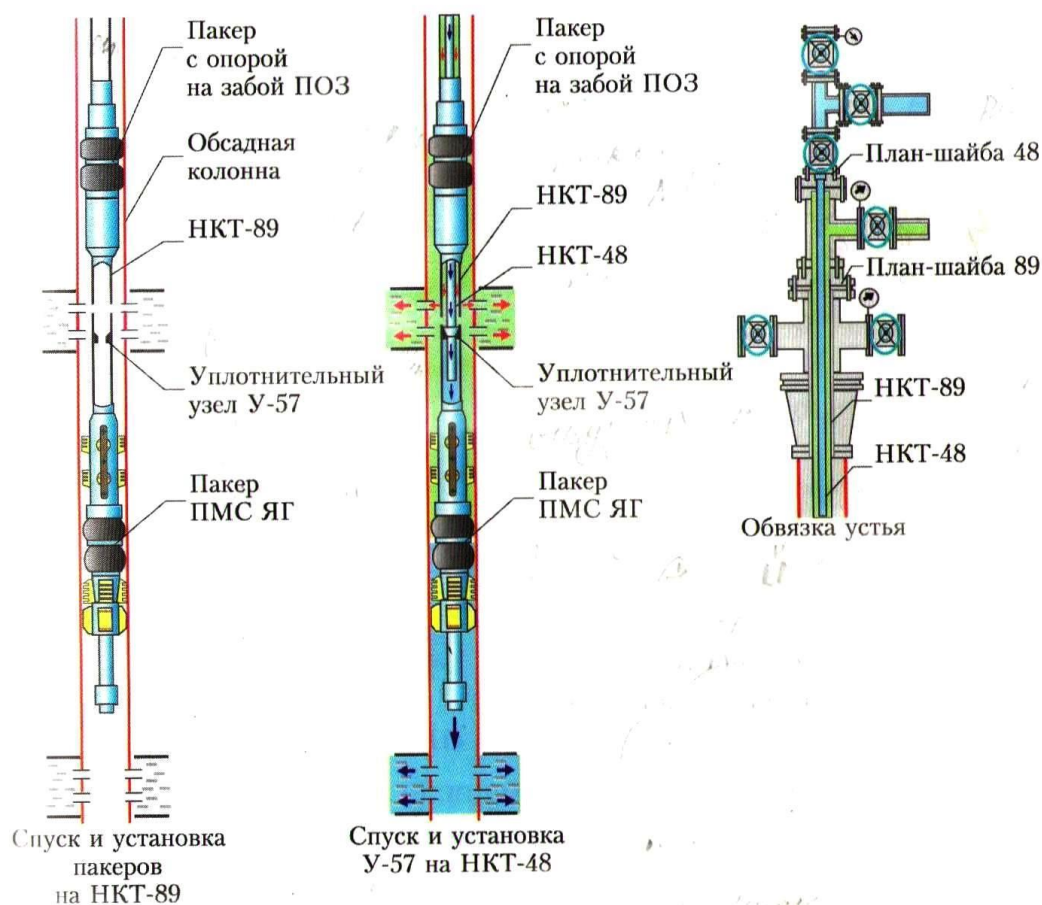


Рис. 3.13. Установка для ОРЗ ООО «Югсон Сервис»

Системой Новых Технологий ОАО «НК «Роснефть» разработана компоновка ОРД с возможностью отсечения верхнего пласта (рис. 3.14) [70]. Установка предназначена для одновременно-раздельной добычи в двух скважинах, оборудованных ЭДН. Установка внедрена на месторождениях ООО «РИ-Юганскнефтегаз».

Особенности технологии:

- возможность раздельной эксплуатации двух пластов одной скважиной;
- возможность учета добываемой продукции в процессе эксплуатации по каждому пласту;
- перепуск газа из подпакерной зоны в затрубное пространство;
- возможность работы с применением эксплуатационных колонн диаметрами 146, 168 и 177,8 мм.



Рис. 3.14. Установка ОАО «НК «Роснефть»

Недостатки технологии следующие:

- необходимость наличия частотно-регулируемого преобразователя (для достижения забойного давления при определении расхода на один пласт); датчика термоманометрической системы: (ТМС) на ЭЦН;
- прямой замер добычи только одного пласта из двух;
- может использоваться в скважинах с кривизной ствола до 60°;
- дебит нижнего пласта должен составлять не менее 70% общего дебита.

ООО «ИК «ИНТЭКО» (г. Уфа) разработана установка ОРЭ скважин с системой байпасирования ЭЦН (рис. 3.15) [70]. Она позволяет:

- регулировать дебит каждого пласта посредством установки/эвакуации глухих и циркуляционных пробок без подъема глубинного оборудования;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- контролировать приток и состав флюидов из каждого пласта посредством проведения промыслово-геофизических исследований под действующим насосом;

- осуществлять скважинные операции (закачка жидкостей, установка/снятие глубинных манометров и др.) без извлечения скважинного оборудования.

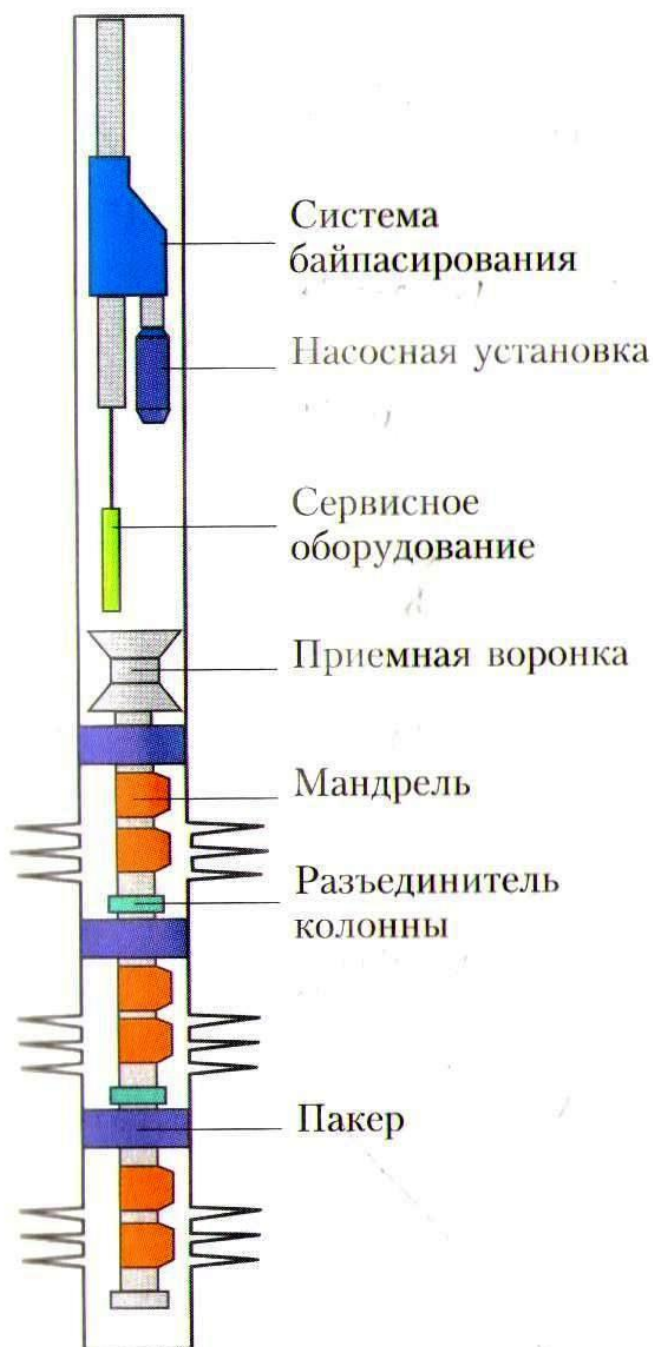


Рис. 3.15. Установка ООО «ИК «ИНТЭКО»



Рис. 3.16. Установка ПКТБ «Техпроект»

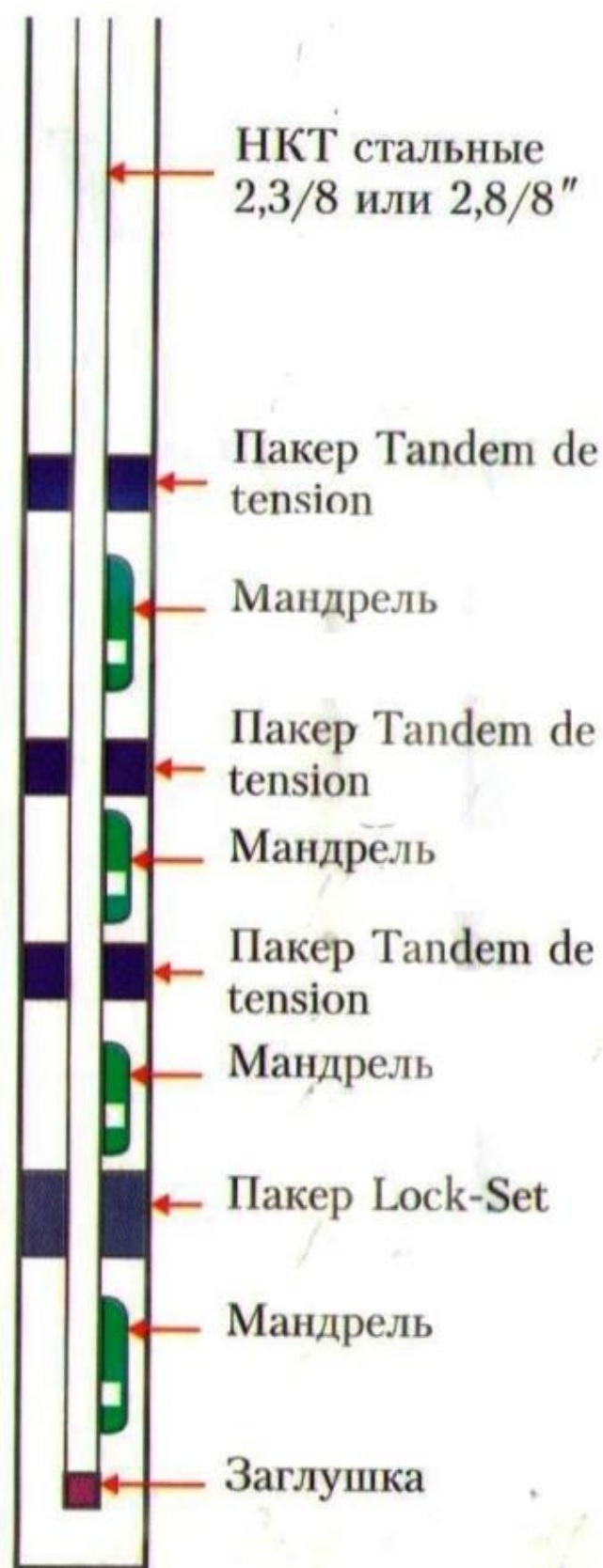


Рис. 3.17. Установка для ОРЗ с мандрелями

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ООО «ПермНИПИнефть», ООО ПКТБ «Техпроект» разработана схема сбора и контроля жидкости одним насосом по одной лифтовой колонне из двух пластов (рис. 3.16) [70]. Технология имеет следующие границы применения.

1. Суммарный дебит жидкости двух объектов – не менее 15 т/сут и ограничен подачей насоса.

2. Если объект находится выше пакера, то минимальный дебит жидкости Q_{min} низкопродуктивного объекта равен 1-2 м³/сут, если объект расположен ниже пакера, то Q_{min} определяется скоростью заполнения подпакерного пространства (т.е. коллекторскими свойствами пласта и депрессией), допустимым снижением забойного давления.

3. Частота переключений определяется скоростью снижения забойного давления до заданного допустимого уровня и должна обеспечить заполнениелифтовой колонны продукцией каждогопласта не менее чем на 50%.

Подобное оборудование производит и внедряет ряд зарубежных и российских компаний: Schlumberger, Baker Hughes, Smith International Inc., Alpha oil services (Аргентина), НИИ «СибГеоТех» [71] и др. Конструктивные схемы скважинного оборудования перечисленных фирм-производителей в основном одинаковых и различаются только типами пакера, регулятора расхода,наличиемразъединителей и др. Базовая компоновка состоит из колонны НКТ, мандрелей и пакеров (рис. 3.17). Мандрели, установленные в колонне НКТ, в процессе закачки обеспечивают за данный расход воды. Изменение расхода возможно путем замены мандреля на мандрель другого типоразмера при помощи специального ловителя на канате.

Преимущества однолифтовой схемы ОРЗ по сравнению с двухлифтовой заключаются в использовании только одной колонны НКТ (меньшая стоимость), возможности раздельной закачки воды в два пласта и более.



Рис. 3.18. Двухлифтовая установка компании Baker Hughes

К недостаткам относятся:

- сложность изменения объемов закачки по пластам в процессе эксплуатации;
- отсутствие специального оборудования и инструмента на кабеле в арсенале ремонтных служб ОАО «Татнефть»;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- возможность контроля распределения расхода закачиваемой воды по пластам только путем периодического спуска в колонну НКТ глубинного расходомера.

Компанией Baker Hughes разработана двухлифтовая установка для закачивания за одну спускоподъемную операцию (рис. 3.18). гидравлические пакеры могут быть установлены после завершения работ в скважине, исключается необходимость использования канатной техники. Ниппели колонны НКТ, располагаемые ниже каждого пакера, обеспечивают временное закупоривание, которое требуется для установки пакера, или по мере необходимости на протяжении всего срока эксплуатации скважины. Сдвижная втулка, устанавливаемая на длинной колонне выше нижнего пакера, обеспечивает циркуляцию или закачку жидкостей для обработки верхнего интервала или возможность эксплуатации верхнего интервала через длинную колонну. Скважинные предохранительные клапаны, устанавливаемые на обеих колоннах выше сдвоенного пакера, обеспечивают автоматическую остановку скважины в случае повреждения устьевого оборудования или колонны НКТ выше пакера, как это требуется при заканчивании скважин на море. Данная система обеспечивает возможность извлечения всей системы закачивания за одну спускоподъемную операцию.

На рис. 3.19 приведена схема за качивания для заводнения нескольких интервалов. Закачивание для заводнения, требующего нагнетания жидкости в несколько интервалов, можно экономично реализовать при помощи одноколонных пакеров. Скважинные регуляторы расхода, установленные в оправках с боковыми карманами, обеспечивают регулирование объемов жидкости, направляемые в верхние интервалы. Профиль нижнего профилирован- ного ниппеля, расположенного под нижним пакером, позволяет установить проходной регулятор расхода для управления нагнетанием жидкости в нижний итервал.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Система DeepSet™ Splitter (DSS) (рис. 3.20) основана на обычной конструкции разделения с развернутым Y-блоком. Эта система типоразмерами 13-3/8", 7-5/8", 7-5/8" спускается на обсадной трубе диаметром 13-3/8" в пробуренный и расширенный ствол диаметром 17-1/2". После этого внутри DSS устанавливается стояк для обеспечения отдельного канала для проведения операций цементирования и очистки ствола во время бурения с достаточной скоростью.

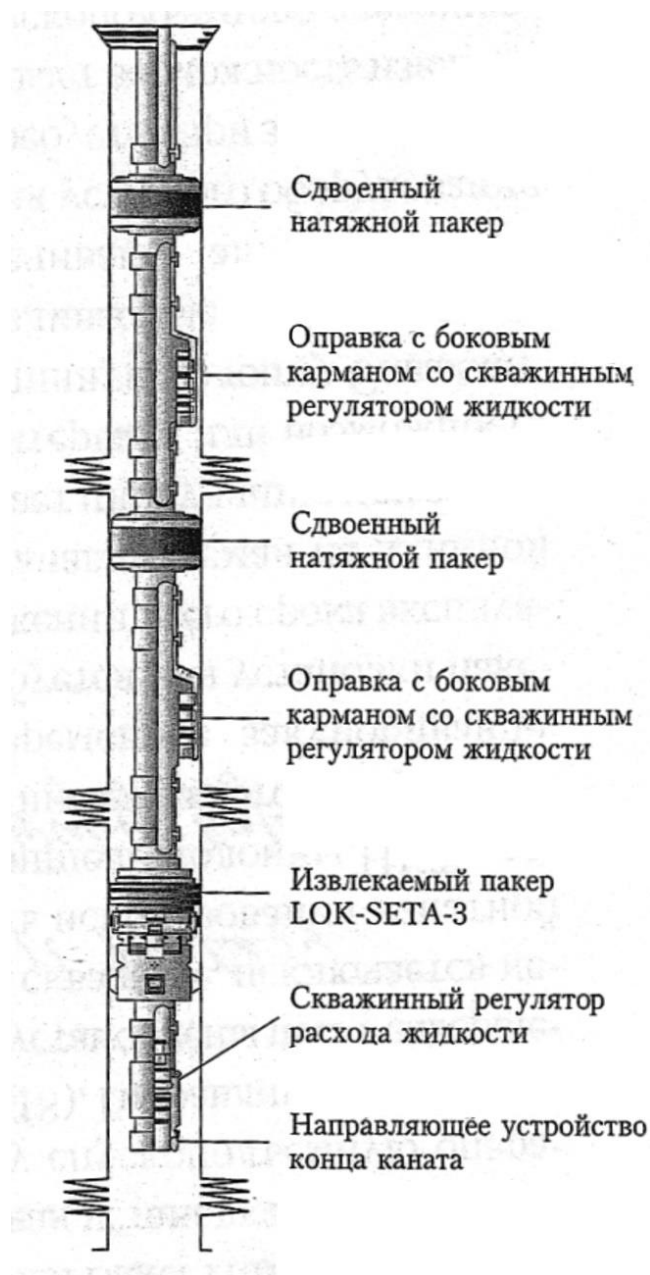
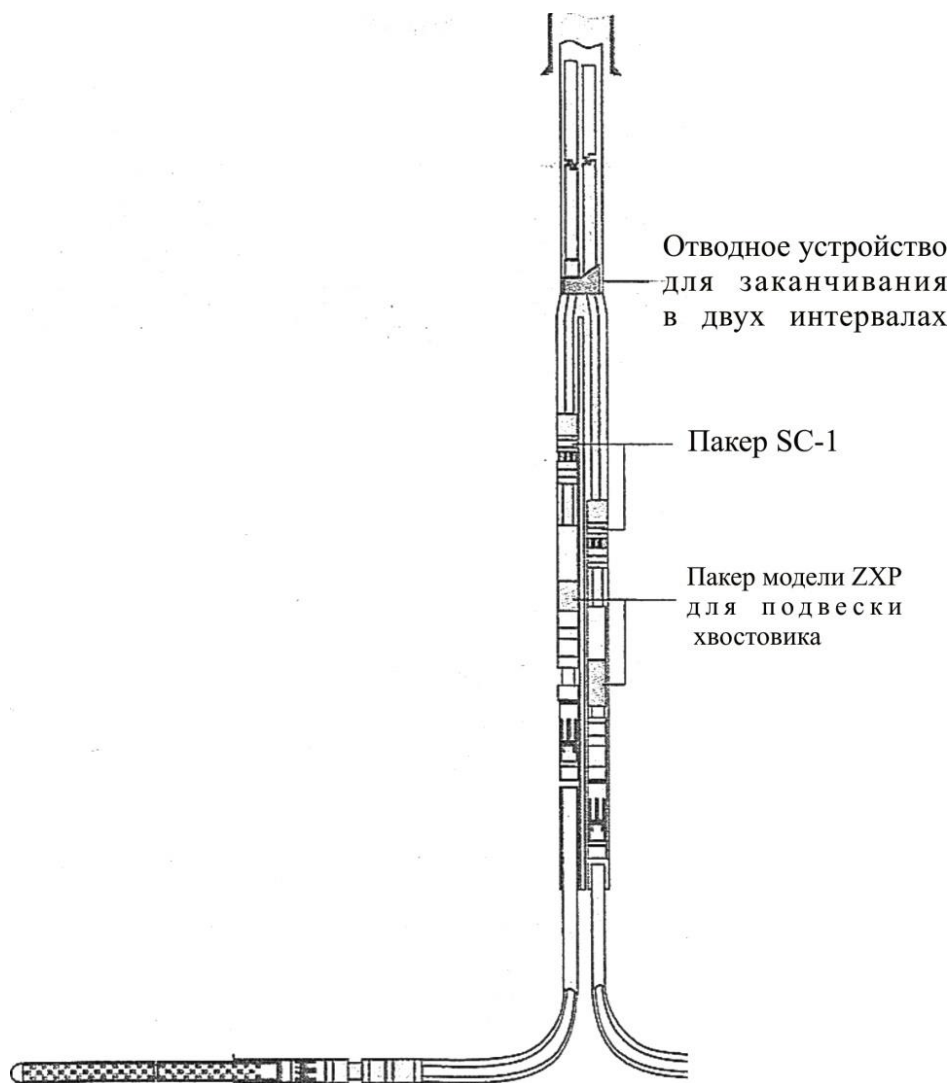


Рис. 3.19. Установка для ОРЗ с мандрелями компании Baker Hughes

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Преимущества системы уровня 6 DSS по сравнению с другими системами с несколькими боковыми стволами следующие:

- исключение необходимости выхода из обсадной колонны и связанного с этим образования шлама;
- обеспечение высокой герметичности в месте соединения за счет использования обсадной колонны;
- простота процедур установки и небольшой риск;
- дополнительная система стояка изолирует место соединения от влияния операций бурения и цементирования.



**Рис. 3.20. Система DSS компании Baker Hughes – установка для ОПЭ
в скважине с двумя горизонтальными стволами**

Показанная на рисунке 3.20 компоновка представляет один из возможных вариантов DSS с отводным устройством с воронкообразной головкой. Этот модуль позволяет проводить отдельную добычу из каждого пласта и подъем продукции на поверхность. DSS с отводным устройством с воронкообразной головкой самоориентируется на шпонке, которая направляет одну колонну НКТ на стыковку в пакер 7-5/8" с уплотняемым проходным каналом. Вторая колонна НКТ телескопически проходит через DSS с отводным устройством с воронкообразной головкой и входит во второй пакер 7-5/8" с уплотняемым проходным каналом. Такая скважина позволяет осуществлять добычу и допускает повторный вход так, как если бы боковые стволы были двумя независимыми скважинами.

3.2. Технологические схемы метода ОРЭ

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 (ФЕС). 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 [72, 73] приводятся

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 [74, 75, 76]. Анализ современных технологий одновременно-раздельной добычи нефти, применяемых нефтяными компаниями на месторождениях, позволяет провести различную классификацию систем ОРЭ.

Разнообразие существующих схем ОРЭ требует их систематизации для выбора наиболее эффективного варианта. С этой целью разработана классификация технологических схем установок для ОРЭ.

В первую очередь установки можно разделить по назначению:

- 1) добыча продукции пластов и подъем ее на поверхность.
- 2) закачка воды в пласты с целью поддержания пластового давления;
- 3) совмещение добычи из одного пласта с закачкой воды в другой

Далее в каждой группе установки можно разделить по принципам действия.

1. *Добыча.* Совместный подъем продукции пластов по одному лифту и раздельный подъем. Совместный подъем может быть применен только в том случае, если допускается смешение продукции пластов, раздельный - в противном случае, например, когда нефть одного из пластов содержит сероводород, или при смешении вод образуется осадок, или из одного из пластов добывают воду с целью качки ее в нагнетательные скважины.

Режим эксплуатации (дебит и забойное давление), заданный проектом разработки, может обеспечиваться разными способами: штуцированием продукции пластов на входе в лифтовую трубу (при этом вся продукция поднимается одним насосом) или с помощью отдельных насосов, т.е. объемным разделением продукции. Преимущества однолифтовых установок со штуцированием заключаются в простоте и соответственно

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

низкой стоимости, неограниченности числа эксплуатируемых объектов. Недостатками являются сложность регулирования и получения информации о работе пластов.

К объемному разделению можно отнести такие известные технические решения, как применение спаренных насосов, работающих одной штанговой колонны, насосов двойного действия, дифференциальных насосов, поочередная эксплуатация пластов и т.п. В свою очередь указанные технологические схемы могут иметь различные варианты исполнения в зависимости от использованного типа насоса. Преимуществом этих схем является также относительная простота, а недостатком - сложность получения информации о работе пластов.

При раздельном подъеме продукции в скважину спускают несколько рядов лифтовых труб, по которым происходит подъем продукции из разделенных пакерами объектов разработки (пластов). При этом подъем продукции по лифтам осуществляется разными способами (фонтанным, газлифтным, с использованием различных насосов).

При применении установок с раздельным подъемом продукции легко определяются дебиты и обводненности объектов, однако при использовании некоторых видов установок затруднено получение информации о забойном давлении подпакерных объектов. Основным же их недостатком является сложность технологических схем. Ряды лифтов могут быть и параллельными, и концентричными. Одним из вариантов концентричных лифтов является использование полых штанг для подъема продукции одного из пластов.

2. Закачка воды с целью поддержания пластового давления. Здесь также установки в первую очередь делятся на одноканальные и многоканальные. В одноканальных установках вся закачиваемая вода движется по одной колонне труб, а регулирование режимов закачки в разделенные пакерами

объекты осуществляется штуцерованием, при этом узлы штуцерования обычно располагают в мандрелях. Так как при закачке в отличие от добычи канал в трубе свободный, с помощью каната можно регулировать работу штуцеров или заменять их.

Технологическая схема проста, но при необходимости частого изменения режимов закачки все-таки возникают сложности в эксплуатации, что требует высокой квалификации исполнителей.

В многоканальных установках воду закачивают с использованием нескольких рядов труб, которые могут быть параллельными или концентричными. Число пакеров в установке может быть равно числу разделяемых объектов или на один меньше, если в верхний объект закачка осуществляется при допустимых для эксплуатационной колонны давлениях. Вода к скважине подводится по разным водоводам, или штуцерованием на устье достигаются необходимые для каждого объекта давления закачки. Преимуществом таких установок является легкость регулирования объемов и давлений закачки, а также исследования пластов.

3. Технологические схемы, совмещающие добычу и закачку. Возможны различные технологические схемы: с параллельными и концентричными лифтами, с закачкой в нижний пласт и добычей из верхнего и наоборот.

К области ОРЭ можно отнести и другие схемы, в которых осуществляются действия с несколькими пластами или продукцией пластов. Назовем их «Близкие к ОРЭ технологические схемы». Сюда можно отнести внутрискважинную перекачку воды из водоносного пласта в продуктивный, внутрискважинный сброс попутно добываемой воды в поглощающие или продуктивные объекты для ППД, отдельный подъем нефти и воды.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН



Рис. 3.21. Классификация установок для ОРЭ

Разработанная классификация установок для ОРЭ приведена на вышеприведенном рисунке 3.21.

Существует множество различных технологических схем и конструкций для реализации ОРЭ. За последние годы в стране и мире активизировались работы по применению ОРЭ, при этом используются в основном известные, слегка модернизированные и с использованием современных пакеров схемы. Большинство применяемых установок характеризуется сложной конструкцией, а технологические схемы их применения сложны в эксплуатации.

Многие установки позволяют получить информацию о параметрах работы пластов. Разработана классификация технологических схем проведения ОРЭ, позволяющая определить назначение каждой вновь создаваемой технологической схемы.

3.3. Анализ и обобщение результатов гидро-газодинамических исследований при стационарных и нестационарных режимах фильтрации

Рассматриваемый участок горизонта НК-7 состоит из четырех тектонических блоков: III, IV, V и Va. На 01.01. 2010г. в эксплуатации находились 5 скважин. На эту дату всего по участку отобрано 1258,6 тыс. т нефти. Добыча нефти за 2009 г. составила 25,9 тыс.тн. Всего на горизонт НК7а Западного участка месторождения Готурдепе пробурены три горизонтальные скважины - №1630, 1631 и 1632.

При опробовании и эксплуатации скважин производились гидродинамические исследования, в основном, методом установившихся отборов, замерялись пластовое давление и температура, дебиты жидкости и газа, анализировались поверхностные пробы жидкости и газа [77].

Продуктивная характеристика исследованных пластов весьма низкая. Даже при работе на минимальных режимах (d шт. 4 - 6 мм) депрессии достигают 6,5 - 22,6 мПа. Средняя проницаемость составляет $0,0182 \text{ мкм}^2$, гидропроводность - $0,096, 10^{-15} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с})$, коэффициент продуктивности - 4,4 т/ (сут. Па) или $0,052 \text{ кг}/(\text{Па} \cdot \text{с})$. Средняя температура пластов равна 84°C .

Определение физических свойств нефтей в пластовых условиях произведено исследованиями рекомбинированной пробы нефти в АзНИПИнефть на установке АСМ- 600. Кроме изучения начальных параметров рассматривалось изменение их в зависимости от снижения давления насыщения и газонасыщенности.

Начальное значение давления насыщения составляет 40 МПа, количество растворенного в нефти газа $183,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$, объемный коэффициент - 1,4686, вязкость нефти при начальном давлении насыщения - $0,7847 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Изменение вязкости, объемного коэффициента нефти и количества растворенного в нефти газа при снижении давления ниже давления насыщения аппроксимированы следующими зависимостями:

$$\mu_n = 1/(0,22663P + 0,36785); \quad (3.1.)$$

$$\beta = 8,94 \times 10^{-3}P + I, III; \quad (3.2)$$

$$\Gamma = 4,33P + 10,5. \quad (3.3)$$

Здесь:

μ_n - в Па·с,

Γ - в м³/м³,

P - в мПа.

Состав растворенного в нефти газа: CH₄ - 92,30; C₂H₆ - 4,01; C₃H₈ - 2,23; C₄H₁₀ - 0,34; C₄H₁₀ - 0,63; C₅H₁₂ - 0,14; C₅H₁₂ - 0,10; C_{6+высш.} - 0,03; CO₂ - 0,07; N₂ - 0,15% (по объему). Относительная плотность газа по воздуху - 0,618; плотность газа в стандартных условиях - 0,745 кг/м³.

Расчет вязкости газовой фаги произведен по эмпирическим зависимостям, приведенным в руководстве [78]. Для условий горизонтов НК-7 и НК-7б она может быть представлена следующими выражениями:

$$\mu_g = 4,5 * 10^{-4}P + 0,0091 \text{ при } 20 \leq P \leq 40; \quad (3.4)$$

$$\mu_g = 10,13 * 10^{-4}P - 0,002161 \text{ при } 4,7 \leq P \leq 20; \quad (3.5)$$

Здесь:

μ_g - в мПа·с;

P - в мПа.

Вязкость пластовой воды определена по эмпирической зависимости ее от температуры для рассматриваемых объектов она составляет 0,7278 мПа·с.

Горизонт НК-7а опробован 13 скважинами, горизонт НК-7б - также 13 скважинами.

Скважины вступили в эксплуатацию с начальным дебитом нефти, варьирующим в пределах от 0,1 до 246 т/сут. при буферных давлениях от

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

0,5 - 1 до 23,5 мПа. 10 скважин вступили в эксплуатацию с водой, причем начальная обводненность их изменялась от 1,3 до 99%. Начальный газовый фактор также меняется в широких пределах от 80 до 2500 м³/т.

Такое широкое изменение показателей эксплуатации скважин в пределах одного горизонта характерно для всех объектов нижнего красноцвета всех участков месторождения Готурдепе. А также других месторождений Прибалханской зоны поднятий, что обусловлено специфическими природными условиями объектов. То есть, сильной неоднородностью коллекторских свойств, частым переслаиванием глинистых и песчаных пропластков, насыщенных нефтью, водой или газом, трудностями интерпретации результатов геофизических исследований. В результате чего в интервалы перфорации могут попадать пропластки, насыщенные нефтью, а также водой или газом.

Для установления режима дренирования, проведены расчеты по уравнению материального баланса и определены индексы эффективности вытеснения нефти различными видами пластовой энергии [79].

Индекс эффективности вытеснения нефти, за счет энергии выделяющегося из нефти газа определен равным 0,7043, индекс эффективности вытеснения нефти водой - 0,1521 и индекс эффективности вытеснения нефти за счет упругости породы и жидкости - 0,1436.

Таким образом, режим дренирования залежей – смешанный с преимущественным развитием режима растворенного газа. Этот режим характерен для всех объектов нижнего красного цвета. В последующем по мере снижения пластового давления возможна активизация контурной воды, а также поступление её по нарушениям.

Всего на горизонт НК-7а Западного участка месторождения Готурдепе пробурены три горизонтальные скважины - 1630, 1631 и 1632.

Первая горизонтальная скважина №1630 вступила в эксплуатацию 13.03.1990г. Интервал фильтра (горизонтальной части ствола) 3446 - 3653 м.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Начальный дебит скважины - 98,0 т/сут., нефти по 6 мм штуцеру при обводненности продукции, равной 1,3%. Начальные значения буферного давления - 14,8 МПа, затрубного - 21,0 МПа, газового фактора - 102 м³/т, пластового давления - 42,28 МПа.

В марте 1990 г. скважина была исследована методом установившихся отборов на 4-х режимах. Результаты исследований 1990 г. представлены в таблице 3.1.

Коэффициент продуктивности, рассчитанный при прямом ходе по прямолинейной ветви индикаторной кривой (по штуцерам 6, 8 и 10мм) в интервале $0,9 < P < 4,2$ МПа составил 52,4 т/сут. МПа). Уравнение индикаторной кривой выказанном интервале имеет вид

$$Q_{ж} = 62,3773 \Delta P + 82,8668 \quad (3.6)$$

где $Q_{ж}$ - дебит жидкости в т/сут.;

ΔP - депрессия в МПа.

Таблица 3.1

Результаты исследований скважины № 1630

Дата исследования	Диаметр штуцера, мм	Давление, МПа			Дебит жидкости, т/сут.	Обводненность, %	Газовый фактор, м ³ /т
		Р _{буф}	Р _{затр}	Р _{заб}			
13.03.1990 г.	6	15,0	15,2	41,35	141,5	7	113
14.03.1990 г.	8	13,6	15,1	39,43	257,0	6	114
15.03.1990 г.	10	11,0	12,5	38,08	346,0	3	89
16.03.1990 г.	3,5	16,7	21,0	41,53	60,0	3	107

В процессе эксплуатации скважины наблюдалось значительное снижение устьевых давлений и дебита и рост газового фактора. Так, к 01.01.91 г. буферное давление снизилось до 9,2 МПа, к 01.01.92 г. - до 6,3 МПа и к 01.12.92 г. - до 5,2 МПа. Затрубное давление на эти даты составило, соответственно, 14,9; 11,4 и 10,6 МПа, а дебит безводной нефти - 50,6; 29,5 и 25,9 т/сут; газовый фактор, соответственно, - 250, 700 и 750 м³/т.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Таким образом, за неполные 3 года эксплуатации дебит нефти снизился в 4 раза, буферное давление – в 3 раза, а газовый фактор возрос более чем в 7 раз.

После марта 1990 года по скважине № 1630 не производились гидродинамические исследования. Скважина прекратила фонтанирование 10.1994 г. при обводненности продукции 30%. С апреля 1995 г. скважина переведена на газлифтный способ эксплуатации и вступила с дебитом нефти 0,6 т/сут при обводненности 97%. Отобрала всего с горизонта НК-7 49,6 тыс.т. нефти и была возвращена на горизонт НК-5 в октябре 1997 г.

За прошедший период из скважины № 1630 добыто 42,6 тыс. т нефти; 7,4 млн. м³ попутного газа и 23,6 м³ воды.

Вторая горизонтальная скважина №1631 была пробурена в ноябре 1991 г. В процессе проводки горизонтальной части ствола при забое 3601 м вследствие аварийного перерыва в подаче электроэнергии бурильный инструмент оказался прихваченным в горизонтальном стволе. Продолжительные работы по его извлечению не дали результатов, вследствие чего скважина была забурена и доведена до проектной глубины вторым стволом. При освоении скважина в течение длительного времени отработки компрессором выносила воду и глинистый раствор с незначительным количеством нефти. Причиной этого является поступление жидкости из первого ствола (по технологии проводки скважины горизонтальная часть ствола не цементируется).

Скважина работает с дебитом нефти 0,1 т/сут. при 99%-ной обводненности, газовый фактор - 1000 м³/т.

За 13 месяцев работы из скважины №1631 было добыто 25,3 т нефти; 10,3 тыс. м³ попутного газа и 2,5 тыс. т воды и была возвращена на горизонт НК-6.

Третья горизонтальная скважина №1632 вступила в эксплуатацию 25.05.1992г. Интервал фильтра (горизонтальной части ствола) 3348-3603м.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Начальный дебит скважины - 199,9 т/сут. безводной нефти по 5 мм штуцеру. Однако уже за июнь 1992 г. средний дебит нефти составил 24,7 т/сут. Буферное давление снизилось с 8 до 7 МПа, затрубное - с 13 до 12,5 МПа. Газовый фактор составляет 1100 м³/т.

За полгода работы по состоянию на 01.12.1992 г. из скважины № 1632 добыто 5,5 тыс. т нефти и 2,4 тыс. м³ попутного газа.

Вода в продукции скважины появилась в январе 1993 года. Скважина при обводненности продукции 80% прекратила фонтанирование и в сентябре 1999 года переведена на газлифтный способ эксплуатации. За период с мая 1992 года по июнь 2006 года с горизонта НК-7 всего отобрано 54,3 тыс. т нефти. Впоследствии в скважине были произведены дострелы горизонтов НК-6 (07.2006г), НК-5 (11.2007г) и НК-4+3+2 (08.2009г.) и работала до мая 2010 года, отобрав суммарно из этих горизонтов 6,4 тыс. т нефти,

В мае 1992 года скважина была исследована методом установившихся отборов на трех режимах. Результаты исследований представлены в таблице 3.2. Индикаторная линия - прямая, построенная методом наименьших квадратов. Коэффициент продуктивности, определенный по формуле:

$$K = \frac{\sum Q * \sum P_{\text{заб}} - \sum Q * P_{\text{заб}}}{n * \sum P_{\text{заб.2}} - (\sum P_{\text{заб}})_2}$$

составил 3,48 т/ (сут. МПа). Пластовое давление, рассчитанное по формуле:

$$P_{\text{пл}} = \frac{\sum Q * \sum P_{\text{заб.2}} - \sum P_{\text{заб}} \sum Q * P_{\text{заб}}}{\sum Q * \sum P_{\text{заб.}} - \sum Q * P_{\text{заб.}}}$$

определено равным 30,72 МПа.

Таким образом, продуктивность и пластовое давление скважины № 1632 оказались значительно ниже таковых у скважины № 1630, что свидетельствует о высокой неоднородности горизонта НК-7а. (Таблица 3.2).

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Горизонтальная скважина № 1634 введена в эксплуатацию по горизонту НК-7 в 10.1993 г. с начальным дебитом безводной нефти 34,8 т/сут по 8,5 мм штуцеру при $P_{\text{буф}}$ - 130 атм и $P_{\text{зтр}}$ - 235 атм. Работала до октября 1999 г., отобрала с горизонта НК-7 16,4 тыс. т нефти и после обводнения была возвращена на горизонт НК-6.

Таблица 3.2

Дата исследования	Диаметр штуцера, мм	Давление, МПа			Дебит жидкости, т/сут.	Обводненность, %	Газовый фактор, м ³ /т
		$P_{\text{буф}}$	$P_{\text{зтр}}$	$P_{\text{заб}}$			
11.05.1992 г.	5	8,0	13,5	20,44	37	-	920
15.05.1992 г.	6	7,7	13,0	17,67	41	-	800
19.05.1992 г.	7	7,0	12,0	16,83	52	-	940

Таким образом, по состоянию на 01.01.2010 г. отбор нефти с горизонта НК-7 месторождения Готурдепе горизонтальными скважинами практически не производится. Исключение составляет скважина № 1632, которая имеет совместный фильтр с вышележащими горизонтами.

Рассматривая мировой опыт разработки месторождений с применением одновременно-раздельной эксплуатации (далее ОРЭ) двух и более горизонтов в одной скважине, отдали предпочтение использованию специального оборудования, спускаемого в скважину и эксплуатирующего несколько продуктивных пластов. Основным элементом такого оборудования является пакер, изолирующий пласты друг от друга, газлифтные клапаны для подачи газа при газлифтном способе добычи и отдельными каналами для выхода нефти на поверхность. Требования, предъявляемые к оборудованию раздельной эксплуатации должны допускать осуществление тех же технологических мероприятий, что и при вскрытии этих пластов отдельными скважинами [80].

Изучив все предложения мировых производителей внутрискважинного оборудования при ОРЭ, для наших испытаний были выбраны самые современные оборудования и инструменты всемирно известных компаний

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

«Weatherford» (США) и «Shlumberger» (Панама). Была выбрана схема одновременной добычи нефти с применением технологического оборудования по комбинации фонтанного способа с последующим переходом на газлифтный. По конструктивному исполнению был принят двухлифтовый способ ОРЭ нескольких нефтяных пластов. Своеобразным полигоном для практической отработки новейшей технологии стало месторождение Северный Готурдепе, частично расположенное в морской зоне Каспия (акватория Балханского залива).

Отметим, что месторождение Готурдепе, разработка которого ведется уже более 50 лет, благодаря введению новых технологий сегодня не только продолжает успешно эксплуатироваться, но и увеличивает свою нефтеотдачу.

Достигнутый успех обусловлен, в первую очередь, использованием современного мощного бурового оборудования, высокоэффективных технологий, которые были применены на наших испытаниях.

Таким образом, успешно внедренные новые технологии и оборудование в процессе бурения и освоения скважин способствовали не только повышению качества и сокращению сроков строительства скважин, но и существенному росту нефтедобычи.

Экономический эффект от внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации получен, в основном, за счет уменьшения затрат на бурение дополнительных скважин, а также за счет второго дополнительного лифта, который в свою очередь, дает возможность сокращения срока окупаемости и снижения операционных затрат. Однако целесообразность применения ОРЭ на каждом конкретном месторождении, блоке, горизонте, залежи и т.п. должна определяется только на основании глубокого экономического анализа.

Применение технологии ОРЭ позволяет также вести добычу из одной скважины не только из нескольких продуктивных горизонтов, но и различными методами – из нижних горизонтов фонтанным способом, а из

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

верхних, давно находящихся в разработке и имеющих низкие пластовые давления, газлифтным.

Несмотря на то, что первый опыт применения технологии ОРЭ несколько продуктивных горизонтов дал положительный результат, не все технические проблемы решены полностью и требуется отработка данной технологии и доведение ее до совершенства.

Что касается месторождения Северный Готурдепе, то дополнительной сложностью для доразведки и разработки площади служит тот факт, что часть точек по сетке разведки и разработки находится в акватории Балханского залива Каспийского моря и разбуривание площади необходимо вести с насыпных островов. Строительство подобных островов, а они в силу технических требований имеют размеры 200х200 метров и высоту более 3 метров от уровня моря, весьма трудоемко и затратно, даже при наличии высокопроизводительной строительной техники. Становится очевидным, что необходимо менять подходы к методам доразведки месторождения. Для выбора метода ОРЭ необходимы результаты геолого-геофизических данных ранее пробуренных скважин.

На месторождении в порядке промысловых испытаний были заложены скважины № 147, 37, 156, 200, на которых предполагалось применить технологическое оборудование одновременно-раздельной эксплуатации. По окончании строительства скважин и внедрения технологических новшеств при разработке месторождений технологией одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов, с двумя насосно-компрессорными лифтами, в четырех скважинах был получен приток нефти больших объемов, который подтвердил экономическую целесообразность применения выбранного внутрискважинного оборудования.

3.4. Разработанные конструкции и опыт по ОРЭ

на многопластовых месторождениях Туркменистана

3.4.1. Способ ОРЭ двух продуктивных горизонтов одной скважиной

При добыче нефти часто приходится 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 однородностью, 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. Обо пласта механизированным способом.
3. Один пласт фонтанным, другой – механизированным способом.

Согласно установившейся терминологии 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.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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.

Известен способ одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух пластов одной скважиной [81].

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

Известен способ последовательного освоения многообъектной скважины [82], 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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

перекрываемым патрубком над тройником, посадку пакера, свабиrowание по колонне труб нижнего продуктивного пласта, построение кривой восстановления уровня для нижнего продуктивного пласта, оценку продуктивности нижнего продуктивного пласта, после свабиrowания 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, свабиrowание 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 уравнивания 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 нефилътруемой в пласт полимер-

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

известковой жидкостью для глушения скважин (без глинистых частиц) [83], при следующем соотношении компонентов, масс. %: известь - 25 - 40; кальцинированная сода (Na_2CO_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 3.22-3.24, характеризующих последовательность осуществления способа.

Рисунок 3.22 – 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.

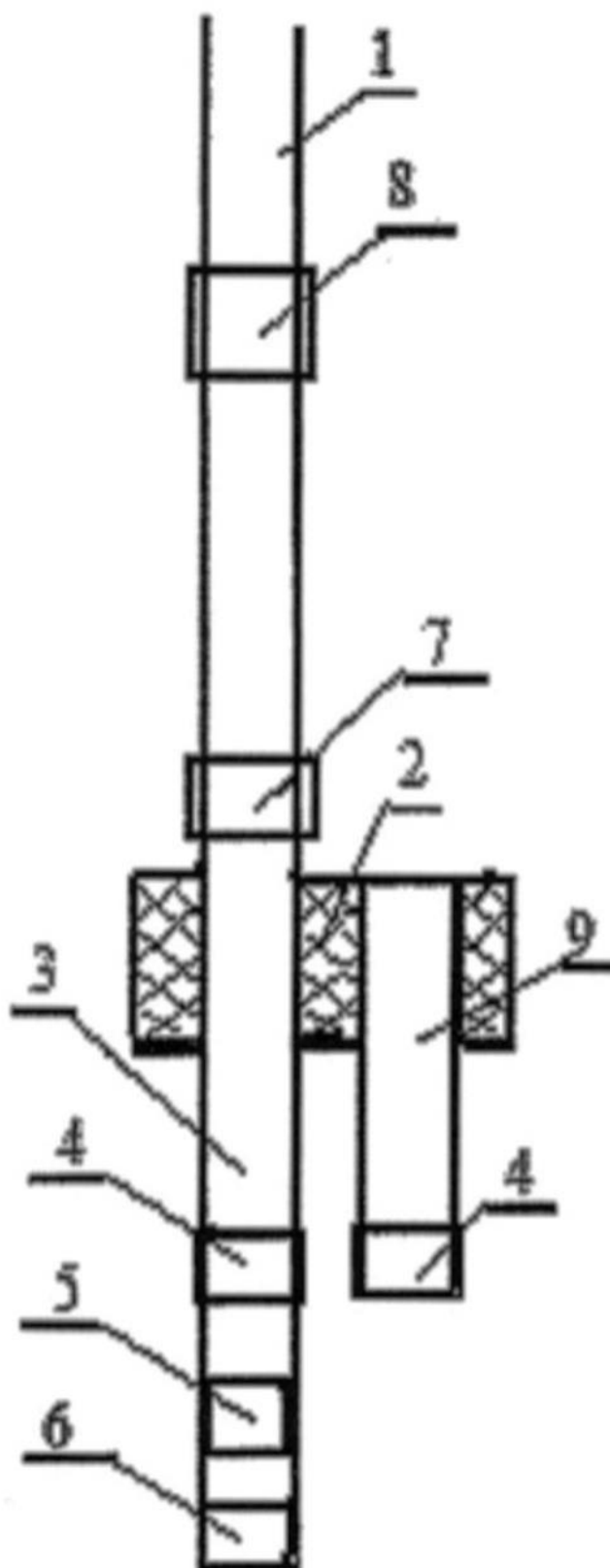


Рис. 3.22. Схема компоновки подземного оборудования длинного ряда колонны НКТ при добыче нефти из нижнего продуктивного пласта

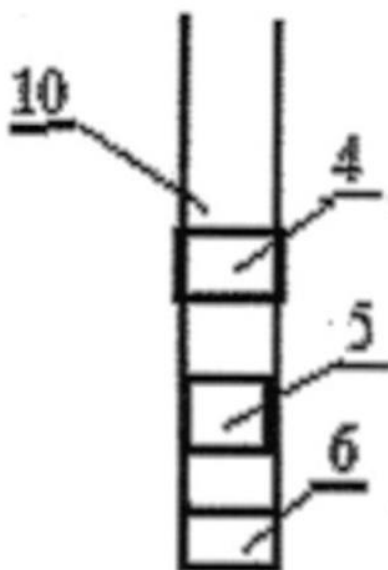


Рис. 3.23. Схема компоновки подземного оборудования короткого ряда колонны НКТ при добыче нефти из верхнего продуктивного пласта

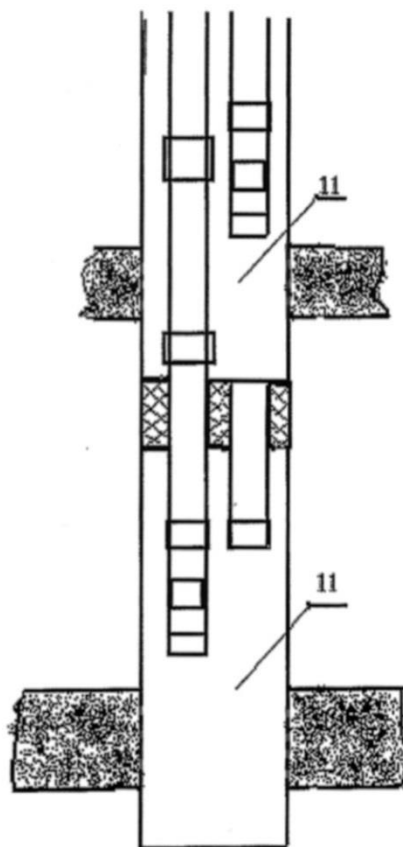


Рис. 3.24. Схема полной компоновки подземного оборудования для одновременно-раздельной добычи нефти из двух пластов двумя рядами НКТ

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

На рисунках 3.22, 3.23, 3.24 присутствуют 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 [84]; 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 [83].

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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

(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 колтубинга, 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 колтубингом, 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 нефилътруемый в пласт полимерно-известковый раствор (без глинистых частиц) по В.П. Туркменистана № 380 [83], 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) [84], 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 [84]; обеспечение возможности проверки каждого ряда НКТ на герметичность в отдельности; использование нефилтруемого в пласт полимерно-известкового раствора (без глинистых частиц) по [83]; 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 окончании 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 [83] 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 – 5 м. После чего, опрессовывают глино-песчаную 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 [83] 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 фрезом-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 окарины.

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 – 120 атм) внутри эксплуатационной колонны на не фильтруемой жидкости

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

глушения, заполняющей скважину труб, после чего создают гидравлическое давление (180 – 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 колтубинг с промывочной гидромониторной насадкой и промывают глинопесчаную пробку до искусственного забоя скважины. Таким образом, скважина готова к освоению и эксплуатацию. Вышеописанный способ характеризуется способом эксплуатации пластов технологической схемой фонтан-фонтан, при эксплуатации другими способом, 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 колтубинг 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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 соосное 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.

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 зарегистрирован 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.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

(Конструкция скважины способ одновременно-раздельной эксплуатации двух горизонтов с одной скважиной на месторождения «10 лет Независимости» приведен на рисунке 3.25.

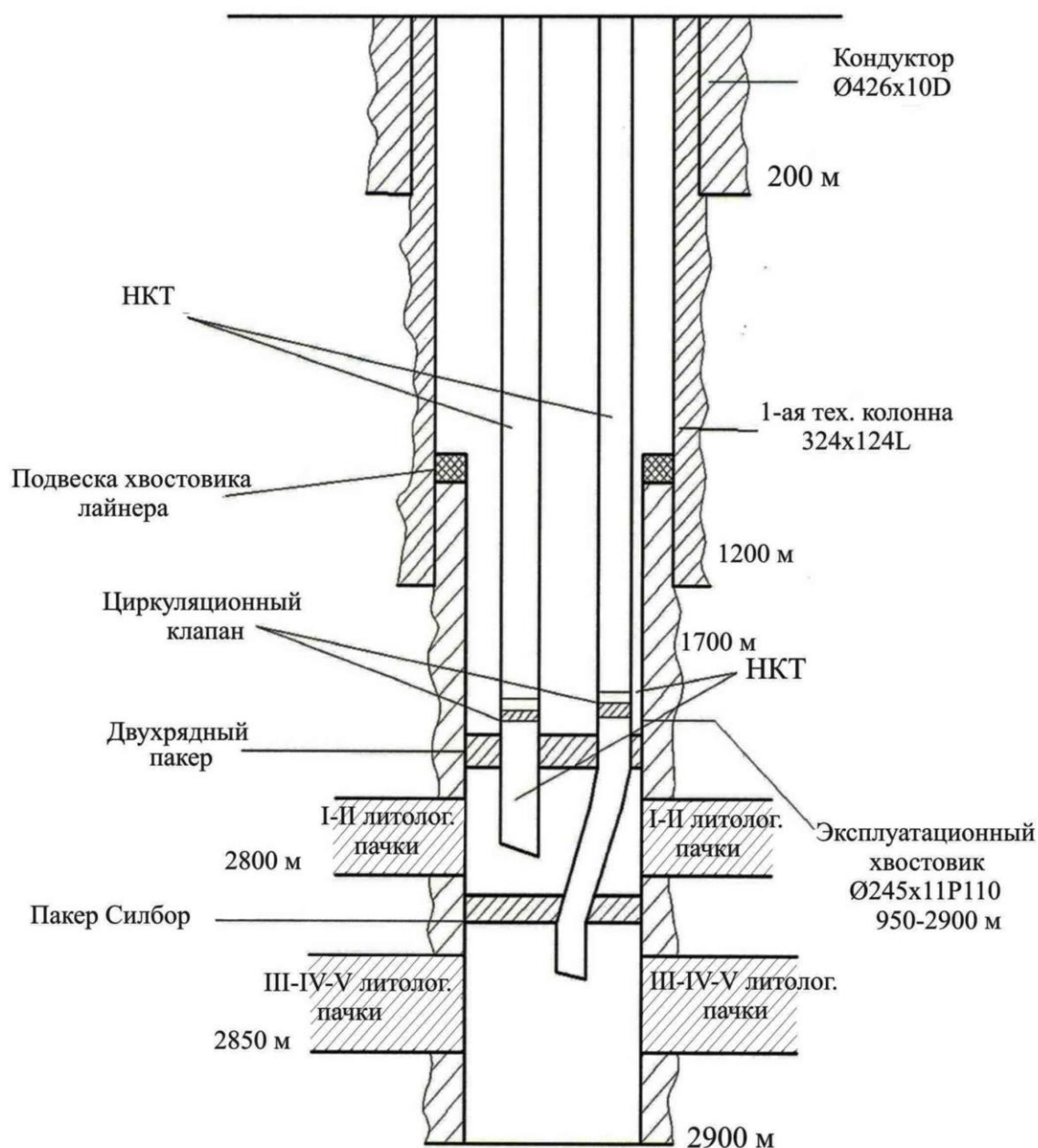


Рис. 3.25. Конструкция для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов на месторождении «10 лет Независимости»

**3.4.2. 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 скважинного 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 [81].

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; свабиrowание по колонне труб нижнего продуктивного пласта: построение кривой восстановления уровня для нижнего продуктивного пласта; оценку продуктивности нижнего продуктивного пласта, после свабиrowания 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] [82].

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 [85].

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 № 4 2007 г. и выпуск № 7 2009 г.). На 76-ой странице выпуска № 4 показано 2-х и 3-х пакерная компоновка [86], 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 [86].

В качестве прототипа принимаем, способ одновременной раздельной эксплуатации двух продуктивных горизонтов одной скважиной [85] условно совмещенный со способом [86], 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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 изобретательской 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 [84], 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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 [85]. 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 3.26 приведена схема компоновки нижней части длинного ряда подземного оборудования ОРЭ по прототипу [86]. 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;

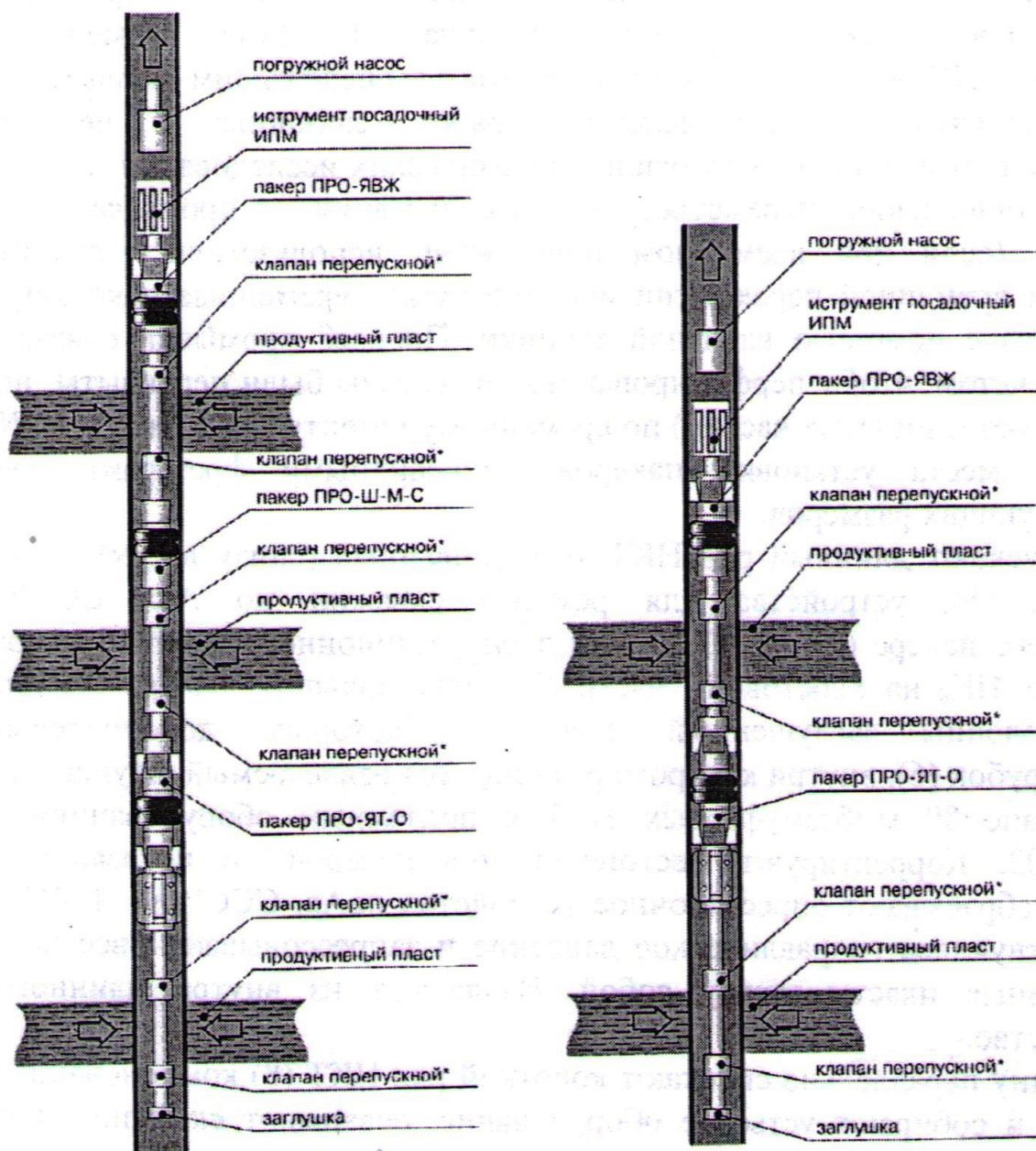
- к неравномерности выработки пластов во времени;

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

На рисунке 3.27 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.



**Рис. 3.26. Схема компоновки нижней части длинного ряда
по прототипу [86]**

На рисунке 3.26 схематично изображена компоновка нижней части длинного ряда подземного оборудования по прототипу [86]. Условные обозначения комплектующих оборудования даны в виде текста на рисунке.

На рисунке 3.28 схематично изображен перфорированный патрубок с приведенными к нему ниже обозначениями обозначения. Аналогично на

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

рисунке 3.29 схематично приводится забойный штуцер с принятыми перечисленными ниже обозначениями. Рисунок 3.30 схематично отображает перфорированный патрубок в комплекте с забойным штуцером с принятыми нижеследующими обозначениями. На рисунке 3.31 приводится ловитель забойного штуцера с эксцентричным приложением центра тяжести по Авт.свид. СССР № 1406337.

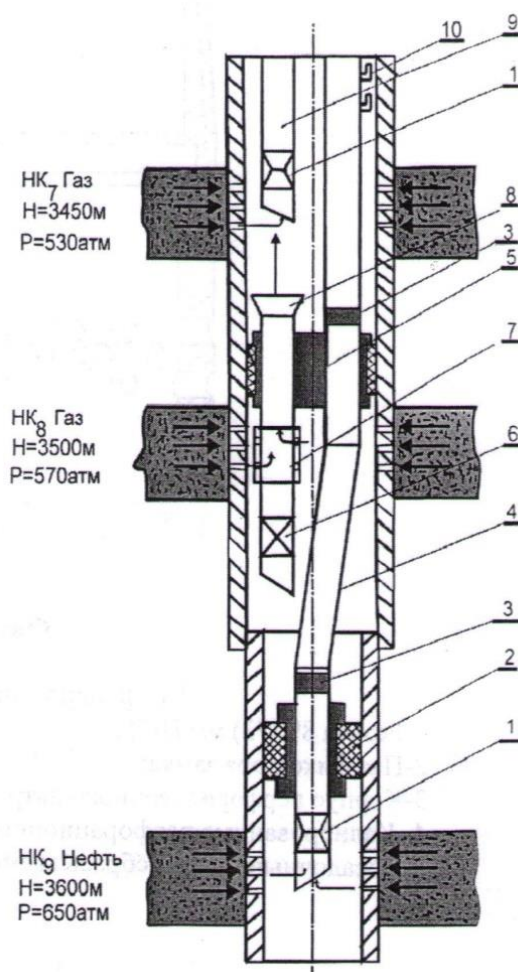


Рис. 3.27. Схема компоновки подземного оборудования ОРСЭ по заявленному способу:

- 1- посадочный ниппель устройства для ремонта скважин [84].**
- 2 - разделительный; однорядный пакер (разобщик);**
- 3 - циркуляционный клапан; 4 - рабочий хвостовик длинного ряда колонны НКТ (89 мм НКТ); 5 - разделительный двухрядный пакер (разобщик); 6 - посадочный ниппель с пробкой-заглушкой;**
- 7 - перфорированный патрубок с забойным штуцером; 8 - направляющая воронка; 9 - короткий ряд колонны НКТ (73 мм безмуфтовые трубы);**
- 10 - газлифтные клапаны (при необходимости)**

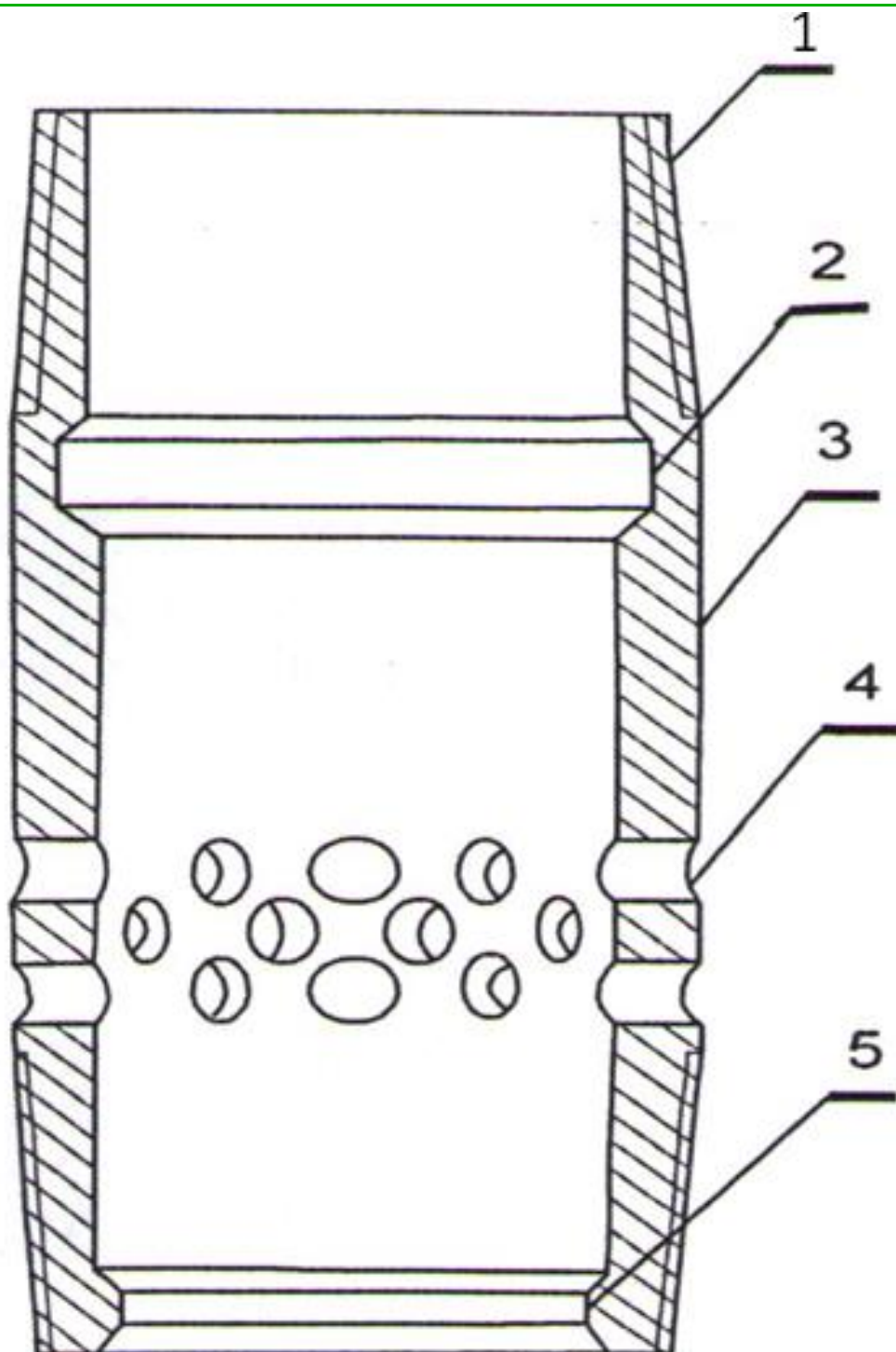


Рис. 3.28. Перфорированный патрубок (усовершенствованный)
1-Резьба 89 (73) мм НКТ; 2 - Паз фиксатора замка; 3 - Корпус перфорированного патрубка; 4 - Калиброванные перфорационные отверстия; 5 - Посадочный буртик сбрасываемого штуцера

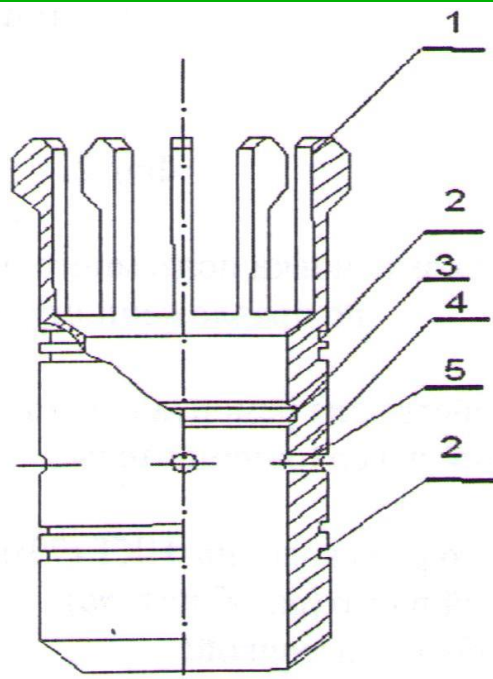


Рис. 3.29. Извлекаемый забойный штуцер (дополнительно введенный)
1-Упругий замковый фиксатор; 2-Канавки для уплотнительных колец;
3-Захватное место для работы с канатной техникой; 4-Корпус штуцера;
5-Калиброванные отверстия штуцера.

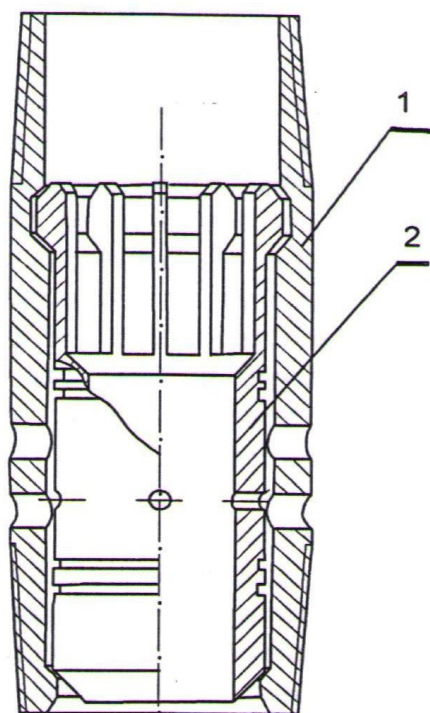


Рис. 3.30. Перфорированный патрубок с забойным штуцером:
1 - перфорированный патрубок; 2 - забойный штуцер

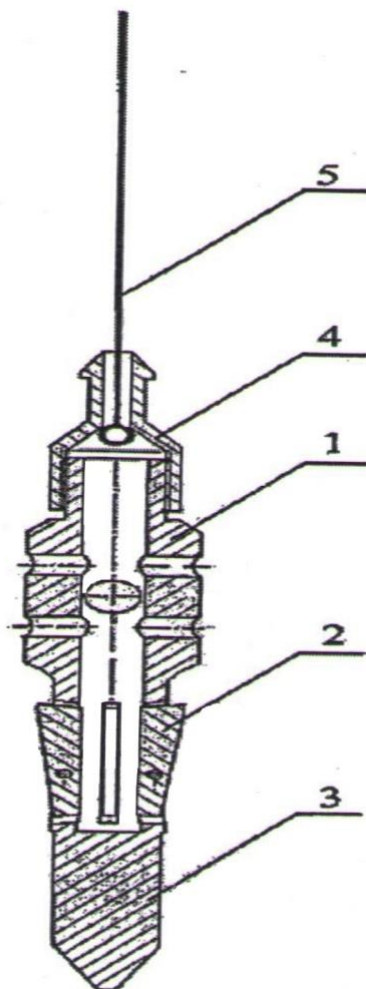


Рис. 3.31. Ловитель забойного штуцера

- 1-Корпус ловителя; 2-Захватные кулачки смещенного центра тяжести;
3-Направляющий толкатель; 4-Головка ловителя;
5-Скребок 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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 верхнегазовые - 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 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 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 распаковкой);

- в качестве узла сообщения применяют новый перфорированный

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 пояс 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 НК₇, НК₈ и НК₉, причем пласты НК₇ и НК₈ являются газовыми, а НК₉ - нефтяным. Продуктивные пласты нижнего красноцвета (НК) расположены в среднем на глубинах: НК₇ - 3450; НК₈ - 3500; НК₉ - 3600

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

метров и имеют пластовые давления: НК₇ - 53,0 МПа; НК₈ - 57,0 МПа, НК₉ - 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 НК₇ и НК₈, 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 НК₉.

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 НК₉.

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 перфорируют нижний газовый пласт НК₈ 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 НК₈. Затем, временно перекрывают созданный фильтр пласта НК₈ и осуществляют эти работы с вышележащим газовым

пластом НК₇.

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 НК₉ и НК₈ 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 оборудованием 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)

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

компонованный по патенту Туркменистана № 603 и собирают устьевое оборудование, осваивают скважину и пускают ее в эксплуатацию. При этом, пласт НК₉ работает нефтью по длинному ряду отдельно, а пласты НК₈. НК₇ работают газом по короткому ряду совместно, но отдельно от пласта НК₈.

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 НК₇, НК₈, НК₉ необходимо закладывать 3 скважины, а по заявленному способу эта работа реализуется 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.

3.4.3. 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 [81].

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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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; свабиrowание по колонне труб нижнего продуктивного пласта; построение кривой восстановления уровня для нижнего продуктивного пласта; оценку продуктивности нижнего продуктивного пласта, после свабиrowания 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; свабиrowание 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] [82].

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.). [85].

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 № 4 2007 г. и выпуск №7 2009 г.). На 76-ой странице выпуска № 4 показано 2-х и 3-х пакерная компоновка ([86] 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 [86].

В качестве прототипа принимаем, способ одновременной раздельной эксплуатации двух продуктивных горизонтов одной скважиной (ограниченный патент Туркменистана на изобретение № 603 от 06.06.2014 г. [85]) условно совмещенный со способом [86]. 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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 [85]. 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 3.32 приведена схема компоновки нижней части длинного ряда подземного оборудования ОРЭ по прототипу [86]. 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 3.33 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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 колтубингом через двухрядный пакер и осуществления промывки поверхности нижнего одностовольного пакера.

Рисунок 3.32 Схема компоновки нижней части длинного ряда подземного оборудования по прототипу [86].

Рисунок 3.33. Схема компоновки подземного оборудования по заявленному способу.

Рисунок 3.34. Перфорированный патрубок (усовершенствованный).

Рисунок 3.35. Извлекаемый забойный штуцер (дополнительно введенный).

Рисунок 3.36. Перфорированный патрубок, с забойным штуцером.

Рисунок 3.37. Ловитель извлекаемого забойного штуцера (дополнительно используемый).

На рисунке 3.32 схематично изображена компоновка нижней части длинного ряда подземного оборудования по прототипу [86]. Условные обозначения комплектующих оборудования даны в виде текста на рисунке.

На рисунке 3.33 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 - разделительный двухрядный пакер (разобщитель);
- 6 - посадочный nipple с пробкой-заглушкой;
- 7 - перфорированный патрубок с забойным штуцером;
- 8 - направляющая воронка;
- 9 - короткий ряд колонны НКТ (73 мм без муфтовых трубы);
- 10 - газлифтные клапаны (при необходимости).

На рисунке 3.34 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 3.35 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 3.36 схематично изображены перфорированный патрубок в комплекте с забойным штуцером и приняты следующие обозначения;

- 1- перфорированный патрубок;
- 2 - забойный штуцер.

Рисунок 3.37. Ловитель забойного штуцера с эксцентричным приложением центра тяжести по Авт.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 отдельно 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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 распакерровкой);

- 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 поясok 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 НК₇, НК₈ и НК₉, причем пласты НК₇ и НК₈ являются газовыми, а НК₉ - нефтяным. Продуктивные пласты нижнего красноцвета (НК) расположены в среднем на глубинах: НК₇ - 3450; НК₈ - 3500; НК₉ - 3600 метров и имеют пластовые давления: НК₇ - 53,0 МПа; НК₈ - 57,0 МПа, НК₉ - 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 НК₇ и НК₈, 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 НК₉.

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 НК₉.

При этом газогидродинамические исследования необходимо осуществлять полным (достаточным) набором забойных штуцеров и

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 перфорируют нижний газовый пласт НК₈ 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 НК₈. Затем, временно перекрывают созданный фильтр пласта НК₈ и осуществляют зги работы с вышележащим газовым пластом НК₇.

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 извлекают 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 НК₉ и НК₈ на

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 оборудованием 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 НК₉ работает нефтью по длинному ряду отдельно, а пласты НК₈, НК₇ работают газом по короткому ряду совместно, но отдельно от пласта НК₈.

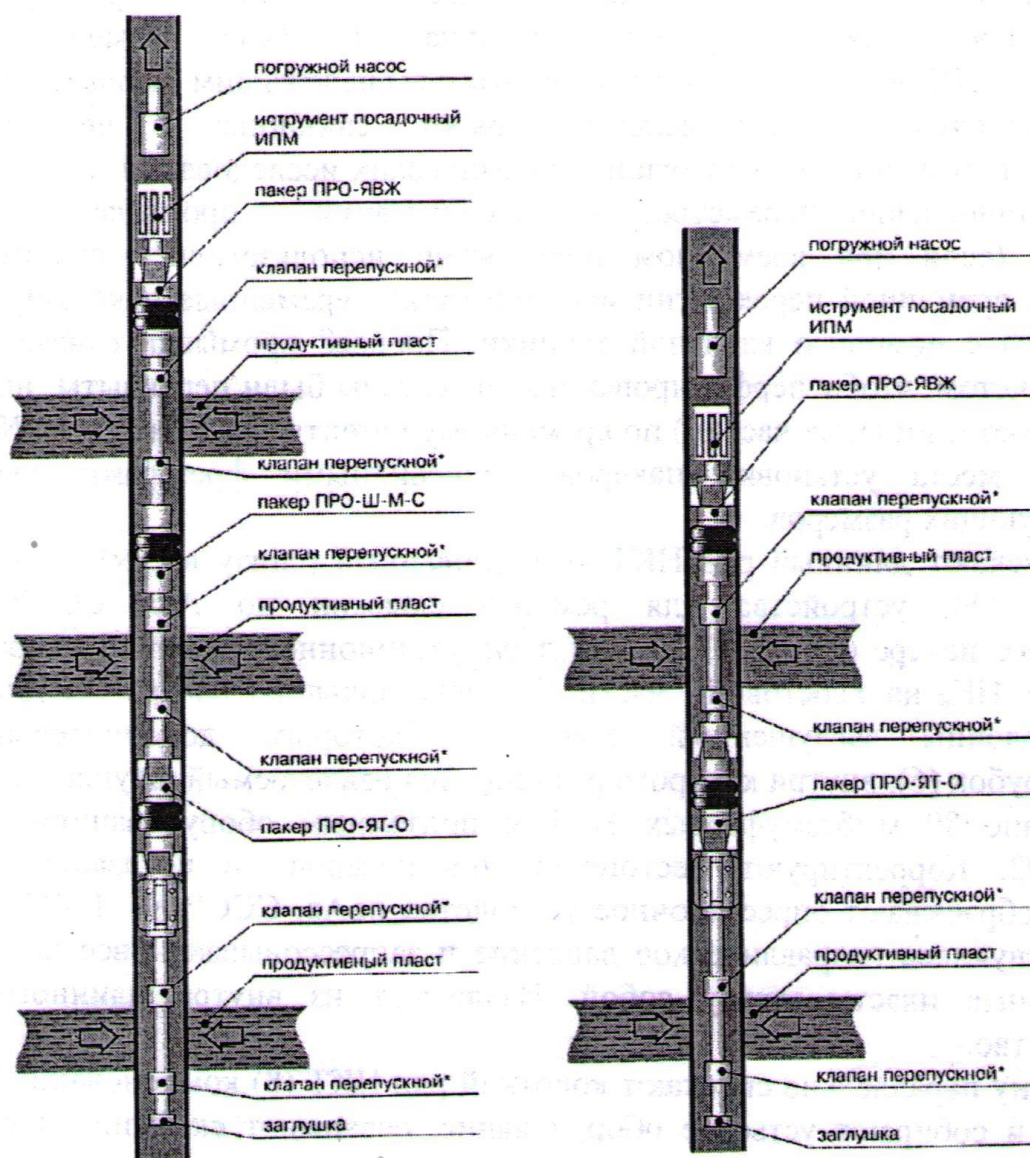
Технологические эффекты от использования предлагаемого способа обуславливаются: высокой технологичностью; возможностью исследования и регулирования добычу углеводородов из каждого эксплуатационного объекта; оптимизацией технологического режима работы скважины в целом по скважине и режимы работы каждого 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 пластов НК₇, НК₈, и НК₉ необходимо

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

закладывать 3 скважины, а по заявленному способу эта работа реализуется 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.



**Рис. 3.32. Схема компоновки нижней части длинного ряда
по прототипу [86]**

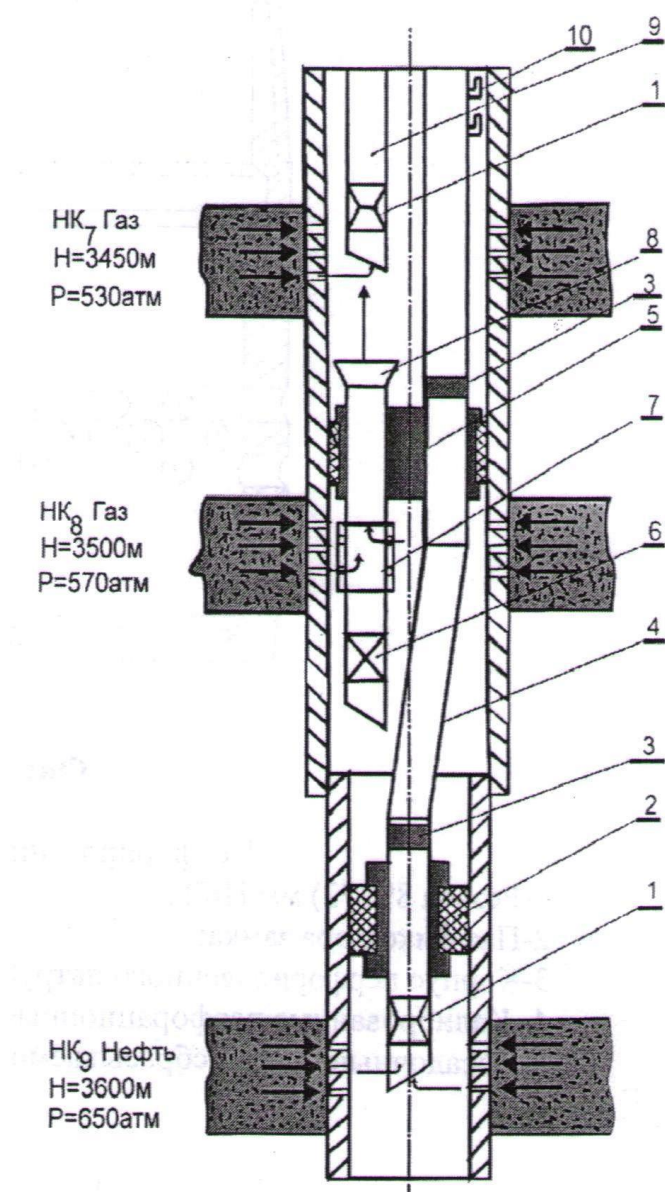
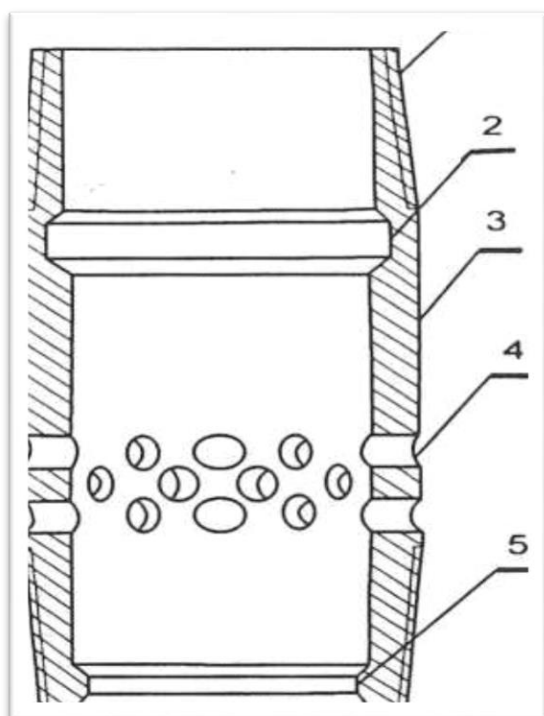


Рис. 3.33. Схема компоновки подземного оборудования ОРСЭ

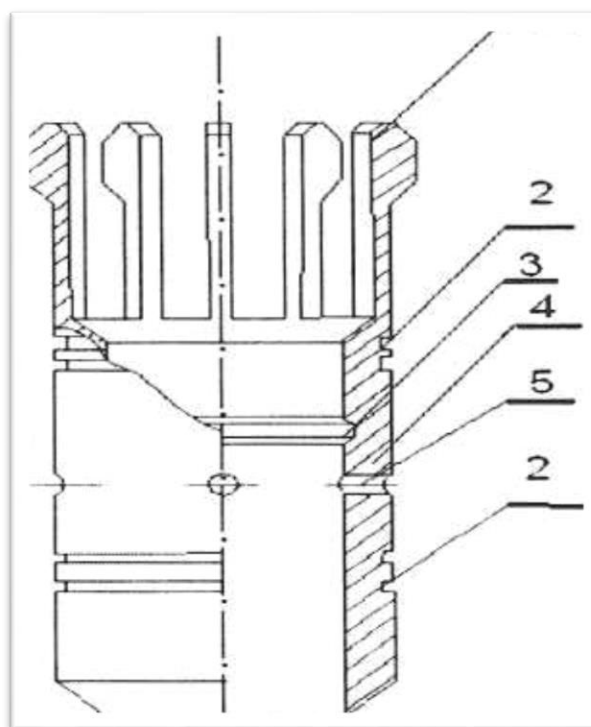
по заявленному способу:

- 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 ряд НКТ (89 мм трубы); 10 - газлифтные клапана (при необходимости)**



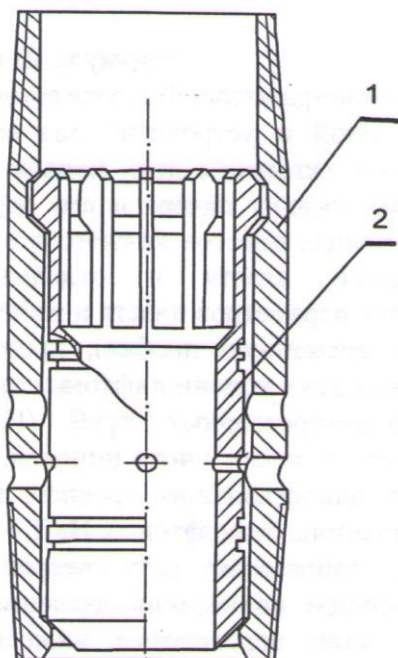
**Рис. 3.34. Перфорированный
патрубок**

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



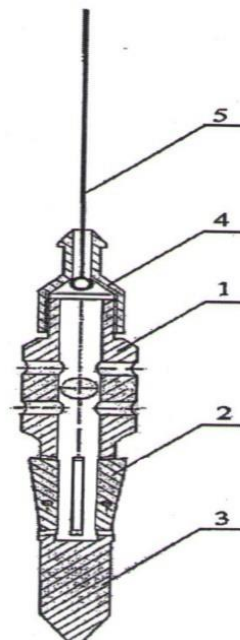
**Рис. 3.35. Радиальный забойный
штуцер**

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



**Рис. 3.36. Перфорированный
патрубок с радиальным штуцером**

- 1- Перфорированный патрубок;**
- 2- Радиальный штуцер.**



**Рис. 3.37. Ловитель забойного
штуцера**

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

ГЛАВА IV.

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ МЕТОДА ОРЭ

4.1. Решение задач исследования для ОРЭ скважин на многопластовом месторождении

Запасы месторождения Северный Готурдепе приурочены к отложениям по первому блоку из четырех (IXд, IXе, НК1 и НК2) и по второму из пяти пластов (НК7, НК8, НК10, НК11 и НК12). Пласты характеризуются сложным геологическим строением – высокой неоднородностью, резкой литологической изменчивостью. Каждый горизонт при себе имеет несколько пластов с различными характеристиками, требующими индивидуального подхода к их разработке. На данном месторождении в пластах существуют различные давления и нефти с различными свойствами.

Поставленная задача исследования на месторождении Северный Готурдепе: бурение скважин с технологией одновременно раздельной эксплуатации:

- повысить нефтеотдачу скважины;
- сократить капитальные вложения на бурение скважин;
- увеличить рентабельный срок разработки месторождения;
- снизить эксплуатационные затраты;
- обеспечить учет добываемой продукции из каждого пласта [87].

Скважины № 147, № 156 и № 200 Северный Готурдепе пробурены в первом блоке, а № 37 Северный Готурдепе во втором блоке. Нефтеотдача традиционных скважин на месторождении Северный Готурдепе по залежам среднего и нижнего красноцвета составляла в среднем 23,5%. При освоении всех четырех скважин прирост нефтеотдачи по сравнению с традиционными скважинами на залежах среднего и нижнего красноцвета составил 47,9%.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Неосвоенная часть месторождения Северный Готурдепе находится на мелководной части Каспийского моря. Для строительства площадки под буровые установки и подъездные дороги к ним занимают большие сроки и затраты. С целью экономической целесообразности для сокращения сроков и затрат на строительные работы площадок и дорог появилась необходимость бурения скважин с одновременной раздельной эксплуатацией несколько пластов с одной скважины. На основании геолого-геофизических и ранее пробуренных скважин выбрана сетка разработки по исследуемым четырем скважинам. Расстояние по сетке каждой рассматриваемой скважины выбрано 700-900 метров, что, при сравнении с действующей сеткой разработки традиционных скважин каждой исследуемой скважины, сокращает бурение 2-х эксплуатационных скважин. Данное решение сократило затраты на строительные работы для бурения и количество скважин из сетки разработки. При дальнейшей разработки и эксплуатации с одновременной раздельной эксплуатацией несколько горизонтов значительное сокращение затрат проявится при обустройстве и эксплуатации месторождения.

В исследуемых скважинах с помощью одновременной раздельной многопластовой эксплуатации 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. Учитывая в наших скважинах способ эксплуатации (фонтанная добыча, компрессорный и компрессорный газлифт), с целью быстрой реализации поочередной разработки продуктивных залежей, нами на всех четырех исследуемых скважинах на лифтах насосно-компрессорных труб установили газлифтные и циркуляционные клапана [88]. После длительной эксплуатации скважин при падении давления и большой степени обводненности продуктивных горизонтов

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

с целью дальнейшей их эксплуатации и перехода от фонтанной, газлифтной эксплуатации на другой вид, на все скважины были установлены съемные пакера. При разборке внутрискважинной компоновки и съемных пакеров на скважине легко можно произвести другой вид эксплуатации. Выбор вида эксплуатации можно осуществлять на основании последних геологических данных исследований каждой скважины. По состоянию скважин можно выбрать следующие виды эксплуатации;

- Электроцентробежный насос + Электроцентробежный насос,
- Электроцентробежный насос + штанговый глубинный насос,
- Штанговый глубинный насос + штанговый глубинный насос,
- Эжекторный насос + Эжекторный насос,
- Эжекторный насос + Электроцентробежный насос,
- Эжекторный насос + штанговый глубинный насос.

Универсальность исследуемых скважин с одновременной раздельной эксплуатацией нескольких горизонтов для быстрого перехода поочередной эксплуатации залежей приводит к увеличению рентабельности срока разработки месторождения и снижению эксплуатационных затрат. Основная роль в двухлифтовой одновременной раздельной эксплуатации нескольких горизонтов имеет изолирующий элемент – пакер, разобщающие межтрубное кольцевое пространство между обсадной колонной и насосно-компрессорными трубами. Разобщающий элемент - пакер устанавливают ниже верхнего нефтеносного пласта и закрепляют внизу колонны насосно-компрессорных труб. В двухлифтной одновременной раздельной эксплуатации из верхнего и нижнего пласта отбирают в отдельности нефть по насосно-компрессорным трубам. Разобщитель является основным элементом оборудования, обеспечивающим осуществление одновременной раздельной эксплуатации. На практике применяются различные конструкции разобщителей. Разобщитель должен удовлетворять следующим требованиям: соединяться с насосно-компрессорными трубами; обеспечивать

беспрепятственный спуск его в скважину; обеспечивать герметичность при установке в заданном месте затрубного пространства; посадка его должна управляться с поверхности [89]. В ряде конструкций разобщителей используются несколько уплотняющих элементов, изготовленных из резины различной прочности. Это обеспечивает большой уплотняющий эффект с меньшим давлением или деформацией, чем в одно-манжетном разобщителе. Например, в разобщителе с тремя манжетами твердость верхней и нижней манжет обычно более высокая, чем твердость средней. При спуске в скважину крайние манжеты будут подвержены большему износу, чем средняя манжета, обеспечивающая наибольшее уплотнение. Шлипсы состоят из трех-четырех сегментов с зубчатой поверхностью и удерживают разобщитель в обсадной колонне во время приложения нагрузки к резиновой манжете. Зубчатая поверхность шлипсов прижимается к обсадной колонне с помощью конуса. Некоторые разобщители имеют два ряда шлипсов, работающих в противоположных направлениях. Такое расположение шлипсов не позволяет разобщителю передвигаться как вниз, так и вверх.

С целью обеспечения учета добываемой продукции из каждого пласта, на всех исследуемых скважинах в интервале зоны перфорации были установлены циркуляционные клапаны, которые открываются, закрываются с помощью канатной техники Стеклайна и Колтюбинговым оборудованием (оборудование - Гибкий НКТ). Циркуляционные клапаны необходимы для обеспечения циркуляции глинистого раствора из затрубного пространства и выравнивания давления перед срывом пакера; с помощью циркуляционных клапанов также обеспечивается циркуляция жидкости при цементировании, гидравлическом разрыве пласта, промывке или испытании скважины [90]. Циркуляционный клапан располагается над уплотняющим элементом, и открывается движение насосно-компрессорных труб или буровых труб. С открытием клапана затрубное пространство сообщается с насосно-компрессорными трубами или буровыми трубами. Для учета добываемой

продукции с этими оборудованиями выполняется закрытие всех клапанов, кроме исследуемого. На устье с помощью замерных установок производить замер добываемой продукции каждого пласта, и этот процесс повторяется для каждого пласта. С помощью АПЛ с канатной техникой производится исследование с замером давления и температуры каждого пласта. При несовместимости пластовых давлений продуктивных горизонтов друг с другом в зависимости от давления выбираются продуктивные пласты, пластовое давление которых выше других пластов для пуска в эксплуатацию. Циркуляционный клапан на продуктивных горизонтах с низкими пластовыми давлениями закрывается, и временно не запускают в эксплуатацию, с целью не надавливание их продуктивными горизонтами с высокими пластовыми давлениями. После падения пластового давления на эксплуатируемых горизонтах с высокими пластовыми давлениями, при соответствующих давлениях запускаются в эксплуатацию продуктивные горизонты с низкими пластовыми давлениями [91]. Для строгого соблюдения совместимости давления в продуктивных горизонтах, один раз в неделю на исследуемых скважинах проводилось исследование каждого продуктивного горизонта в отдельности с канатной техникой.

Данную технологию можно использовать с целью рационального использования газа при добыче нефти из газовых шапок, можно 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). После этого установить забойные штуцера по раздельному регулированию расхода газа и штуцера дебита флюида. В процессе эксплуатации можно многократно корректировать и менять режимы работы внутрискважинного газлифта с использованием канатной техники, газлифтной технологии и программного обеспечения НИИ «Газлифт» [92].

Экономическая эффективность одновременной раздельной эксплуатации достигается за счет ограничения высоко обводненного притока жидкости с базового пласта и вовлечением в эксплуатацию нового пласта и пропластка, что позволяет получить дополнительную добычу нефти и сократить расходы по ее подготовке.

4.2. Разработка конструкции скважин для многопластовых месторождений с целью ОРЭ одной скважиной

Одной из самых приоритетных задач, решаемых сегодня во всем мире для наращивания объемов добычи нефти, является комплексная модернизация производства, широкое внедрение новых технологий и высокоэффективного оборудования. Использование новейших технологий помогает нарастить добычный потенциал как за счет извлечения труднодоступной нефти на давно эксплуатируемых месторождениях, так и ввода в разработку ранее недоступных для освоения глубокозалегающих нефтяных горизонтов. В настоящее время перед нефтяной промышленностью Туркменистана стоит вопрос вовлечения в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, основная доля которых находится в низкопроницаемых коллекторах. Важность решения этой проблемы определяется истощением запасов на давно эксплуатируемых площадях с резким снижением продуктивности скважин.

В настоящее время за рубежом наблюдается значительный рост внедрения в практику нефтегазодобычи улучшенных методов разработки месторождений скважинами с горизонтально-разветвленными стволами, а также применение метода одновременно-раздельной эксплуатации скважин. В зарубежной практике технология горизонтального бурения скважин широко применяется при разработке нефтяных месторождений в трещиновато-пористых коллекторах, малопроницаемых пластах, для повышения нефтеотдачи старых месторождений и месторождений с вязкой нефтью.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Одновременная эксплуатация в зарубежной практике широко применяется с введением в практику бурения наклонных и горизонтальных скважин, где достигнуто снижение себестоимости добычи нефти и повышение коэффициента отбора углеводородов.

Опыт производимого в течение ряда лет в различных странах бурения таких скважин показал, что для успешного и экономически оправданного бурения необходимо следующее:

- высокая инженерная квалификация персонала;
- наличие достоверных данных геологического характера, которые необходимы для проектирования и проводки конкретной скважины;
- создание, разработку, производство и применение специальных устройств и оборудования;
- новейшего программного обеспечения;
- применения в ряде случаев специальных буровых растворов;
- новых технологий и устройств заканчивания скважины.

С целью увеличения успешного ведения буровых работ и с целью увеличения добычи нефти и газа также ведутся работы по промышленной адаптации вышеуказанных технологий и их внедрение в широкое производство.

Большинство нефтегазовых месторождений Юго-Западного Туркменистана, в частности Готурдепе, Северный Готурдепе и Барсагельмез имеют многопластовое строение, то есть углеводороды расположены на разных горизонтах, каждый из которых имеет свою характеристику (пластовое давление, проницаемость, давление насыщения, обводненность).

Традиционная схема эксплуатации таких месторождений предусматривает разработку сетки вертикальных скважин для каждого эксплуатационного объекта, что приводит к увеличению капитальных затрат на бурение скважин и снижению рентабельности получаемой продукции. Соответственно, при добыче углеводородного сырья основной статьей затрат

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

является строительство новых эксплуатационных скважин. Решать проблему снижения затрат на строительство приходится практически сразу с вводом скважин в бурение. Наиболее простым способом является объединение нескольких нефтенасыщенных горизонтов в несколько объектов разработки.

Технология проводки в продуктивном пласте горизонтальных стволов позволяет уменьшить тенденцию к образованию свойственных вертикальным стволам воронок депрессии, по которым интенсивно продвигается к скважине подстилающая вода или газ из газоносной части наднефтяной зоны пласта. При таких явлениях резко сокращается срок эксплуатации скважины, остается необработанной часть запасов, требуется уплотнение сетки разработки месторождений. Замедление этих процессов при применении технологии горизонтального бурения скважин даёт возможность разрабатывать нефтеносные участки пласта со значительно меньшей мощностью. В коллекторах, где проницаемость существенно больше идущий по пласту горизонтальный ствол кратно увеличивает приток нефти в скважину. В трещиноватых и неоднородных коллекторах проходящий по пласту ствол встречает большее количество участков с повышенной проницаемостью и пористостью. Благодаря бурению горизонтальных стволов, проведёнными из ранее пробуренных скважин, удастся добыть нефть, остающуюся в отдельных участках пласта после длительной эксплуатации.

Проводка скважин с различными отклонениями стволами на новых и старых месторождениях выполняется с использованием устройств для отклонения ствола и забойных телеметрических систем для управления траекторией ствола с соответствующим программным обеспечением.

Последнее необходимо как средство, существенно повышающее вероятность достижения проектной отметки (снижающее вероятности потери скважины по техническим причинам). Исключительное внимание уделяется технологии бурения, включая качество бурового раствора, режимам бурения, вопросам качественного разобщения пластов. Успешность проводки таких

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

скважин во многом определяется подготовкой к её бурению (проектированием и планированием работы перед началом бурения) и оперативным планированием для оптимизации принятия решений в процессе бурения. С этой целью при проектировании такого бурения, и в том числе планировании многопластовой эксплуатации скважины необходимо использовать ЭВМ, со специальными пакетами программного обеспечения включая серьёзную базу данных и базу знаний, подлежащим разработке объектам. При наличии данных о продуктивных пластах необходимо выбрать наиболее экономичную технологию, которая определяется целевой задачей, которую ставит перед бурением добывающее предприятие, свойствами пласта и условиями бурения в ходе осуществления работы. Важнейший фактор любого проекта – инженерное планирование процессов с применением передовых технологий. Во избежание нежелательных последствий из-за плохого планирования работ необходимо использовать инженерные познания процессов у её специалистов.

Заинтересованность добывающих предприятий в бурении горизонтальных скважин и одновременной – раздельной эксплуатации, связано со следующими факторами:

- увеличение дебитов в целях ускоренной разработки месторождения без увеличения коэффициента отбора нефти;
- увеличение дебитов без сокращения срока службы скважин из-за прорыва газа или воды по воронкам депрессии;
- разуплотнение сетки размещения скважин на новом месторождении и соответственно количества требующихся добывающих скважин;
- проводка направленных стволов из старых скважин на истощенных месторождениях во избежание уплотнения сетки новыми скважинами.

Программа одновременно-раздельной эксплуатации имеет мощную поддержку производственных предприятий, выпускающих устройства для работы в скважинах.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Одной из важнейших задач для успешного ведения буровых работ на площадях с многопластовыми продуктивными горизонтами является обоснованный правильный выбор и разработка конструкции для одновременно-раздельной эксплуатации скважин. Исходными данными для проектирования конструкции скважины являются; цель бурения и назначение скважины, проектный горизонт и глубина скважины, диаметр эксплуатационной колонны, пластовые давления и давления гидроразрыва горных пород стратиграфических горизонтов, способы заканчивания скважины и ее эксплуатации, профиль скважины и его характеристика, характеристика пород по крепости [93,94]

Данные для расчета (давление и температура по глубинам) исследуемых скважин № 147, 37, 156 и 200 на площади Северный Готурдепе составленные на основании данных ранее пробуренных скважин № 29, 97, 101 Северный Готурдепе.

Разработка конструкции скважины начинается с решения двух проблем; определение расчетным путем номинальных диаметров обсадных колонн и диаметров породоразрушающего инструмента.

Число обсадных колонн определяется на основании анализа геологического разреза и месте заложения скважины, наличия зон, где бурение сопряжено с большими осложнениями, анализа изменения коэффициентов аномальности пластового давления и индексов поглощения, а также накопленного практического опыта проводки скважин.

Глубину спуска каждой обсадной колонны уточняют с таким расчетом, чтобы ее нижний конец находился в интервале устойчивых монолитных слабопроницаемых пород, и чтобы она полностью перекрывала интервалы слабых пород, в которых могут произойти гидроразрывы при вскрытии зон аномально высоких пластовых давлений в нижележащем интервале [95].

Диаметры долот, диаметры обсадных колонн, глубины перехода с большего диаметра скважины на меньший, глубины спуска обсадных колонн,

высоты подъема цементного раствора за обсадными колоннами составляют понятие конструкция скважины. Глубина спуска кондуктора определяется требованием крепления верхних неустойчивых отложений и изоляции верхних водоносных или поглощающих горизонтов.

При разбуривании газонефтяных месторождений с высоким пластовым давлением часто возникает необходимость на устье кондуктора устанавливать превенторы, тогда глубину установки башмака кондуктора рассчитывают из условия предупреждения гидроразрыва при ликвидации нефтегазопроявлений по формуле (4.1).

$$H = 100 \times P_y + P_{y1} / \gamma_{з.р} - \gamma_{пл.ж.}; \quad (4.1)$$

Длина кондуктора и высота цементирования его выбираются с таким расчетом, чтобы он был достаточно прочен и мог надежно противостоять тем усилиям, которые могут возникнуть при закрытии превентора под воздействием давления продуктивных пластов. Должно быть также исключена возможность прорыва газа из скважины по затрубному пространству или по трещинам, соединяющим ствол скважины с поверхностью.

Для выбора числа промежуточных технических колонн и глубины их спуска строят совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора в координатах «глубина – эквивалент градиента давления».

Давление гидроразрыва определяется по формуле (4.2).

$$P_{зр} = 0,0083H + 0,66P_{пл}; \quad (4.2)$$

В интервалах залегания пород, в которых возможно нарушение пристволенной зоны скважины, где плотность бурового раствора выбирают с учетом горного давления, вместо пластового давления на совмещенный график наносится горное давление.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважин обсадными колонными, число их соответствует числу обсадных колонн.

Под совместимостью условий бурения понимается такое сочетание, когда созданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины не вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной.

Диаметр долот для бурения под выбранную обсадную колонну определяется требуемым зазором между колонной и стенкой скважины. Величина зазора зависит от диаметра и типа соединений обсадных труб и профиля скважины. сложности геологических условий, гидродинамических давлений при бурении и креплении интервала, выхода из-под башмака предыдущей колонны. Величину зазора между обсадной колонной и стенкой скважины выбирают по данным анализа опыта бурения и крепления скважин в данном районе и в сходных геологических условиях других соседних месторождений или по результатам специально поставленных исследовательских работ при проходке опорных скважин на данной площади. Если такие данные отсутствуют, то при выборе диаметров долот можно пользоваться следующими рекомендациями по таблице 4.1.

Для правильного подбора конструкции забоя наклонно-направленных и горизонтальных скважин следует изучить литолого-физические характеристики месторождений-коллекторские свойства продуктивных пластов (пористость, проницаемость), минералогический состав, мощность, условия насыщения их нефтью, физико-механические свойства пород.

Таблица 4.1

Для выбора диаметра буровых долот

Диаметр обсадных труб, мм	114-127	140-168	178- 194	219- 245	273-299	324-351	377-426
Зазор, мм	7-10	10-15	1 5-20	20-25	25-35	30-40	40-50

Ранее на месторождении Северный Готурдепе для бурения скважин применялась следующая конструкция скважин.

Кондуктор Ø 426 мм – 200 м,

I техническая колонна Ø324 мм-1600 м

II техническая колонна Ø244,5 мм – 3600 м

Эксплуатационная колонна Ø139,7 мм – 4000-4500 м в зависимости от вскрываемых пластов по проекту.

С целью проведения исследований нашей научной работы и с целью подбора конструкции скважин для одновременной эксплуатации несколько продуктивных пластов на одной скважине было проведено тщательное изучение ранее пробуренных скважин и с полным анализом геологических и геофизических материалов были подобраны новые виды конструкции скважин.

На основании параметров пластовых давлений по соответствующим глубинам нами были произведены расчеты в отдельности по скважинам № 147, 37, 200 и 156 значения эквивалентов градиентов пластовых давлений по формуле (4.3):

$$P_{гр.пл} = P_{пл} / 0,01 \times H; \quad (4.3)$$

На основании «Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности» находим значение гидростатического давлений бурового раствора по скважинам № 147, 37, 156 и 200.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Минимальное превышение гидростатического давления столба бурового раствора относительно кровли вскрываемого пласта показано в таблице 4.2.

По формуле 4.2, определены значения давления гидроразрыва пласта и плотности бурового раствора для каждой скважины по отдельности.

После чего по формуле (4.4) определяется коэффициент гидроразрыва пластов для каждой исследуемой скважины по отдельности.

$$K_{гр.} = P_{гид} / 0,01 \times H; \quad (4.4)$$

Таблица 4.2

Минимальное превышение гидростатического давления столба бурового раствора относительно кровли вскрываемого пласта

Глубина скважины (интервал), м	Минимальное превышение гидростатического давления бурового раствора над пластовым (репрессия), кгс/см ²	
	для нефтеводонасыщенных пластов	Для газоносных, газоконденсатных пластов и пластов в неизученных интервалах разведочных скважин
< 1000	10,0	15,0
1001 - 2500	15,0	20,0
2501 - 4500	20,0	22,5
> 4501	25,0	27,0

На скважине № 147 Северный Готурдепе на основании совмещенного графика давлений и расчета траектории ствола скважины выбрали следующую конструкцию.

- шахтовое направление Ø720 мм спускалось на глубину 10 м, крепится бутобетоном.

- удлиненное направление Ø630 мм спускалось на глубину 30 м, с целью перекрытия неустойчивых, песчанно-глинистых отложений и предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор. Высота подъема цемента – до устья.

Кондуктор Ø426 мм спускался на глубину 596 м, обеспечивает перекрытие верхней части неустойчивых песчано-глинистых четвертичных

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

отложений, изоляции ствола скважины от гидростатически связанных с поверхностью вод и установки противовыбросового оборудования.

Техническая колонна Ø324 мм спускалась на глубину 2701 метров для перекрытия к набуханию и обвалообразованиям «черных глин», оборудуется противовыбросовым оборудованием и обеспечивает эффективное управление скважиной в случае возможных проявления. Высота подъема цемента за колонной – до устья.

Спуск технической колонны диаметром Ø244,5 мм проводился на глубину 4206 метров (по стволу), (по вертикали) 4148 метров, в кровельную часть продуктивного горизонта IX д+е с корректировкой по данным каротажа. Башмак технической колонны устанавливается в глинистых отложениях.

Обсадная Ø244,5 мм колонна выбрана по расчетам для восприятия всех нагрузок, возникающих при бурении и эксплуатации скважин. Высота подъема цемента за колонной – до устья.

Спуск эксплуатационного щелевого хвостовика – фильтр Ø139,7 мм, осуществлялся на глубину по стволу 4555 метров, по вертикали 4221 метров, с установкой подвесного устройства на 50-100 метров внутри обсадной колонны Ø244,5 мм. Спуск щелевого хвостовика – фильтр Ø139,7 мм комбинирование с обсадными трубами осуществлялся с целью крепления фильтра на стенку скважины и изоляции продуктивных пластов от других. Крепление производилось специальными расширяющими пакерами установленных в составе спускаемого щелевого хвостовика – фильтр Ø139,7 мм.

При выборе и обосновании конструкции скважины № 37 Северный Готурдепе учтены требования «Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», Регламента расчета промежуточных колонн при бурении скважин на площадях Государственного концерна «Туркменнефть» и использовалась геолого-техническая информация по ранее пробуренным скважинам на площади Северный Готурдепе.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Выбор конструкции скважины осуществлялся в соответствии с интервалами совместимости разреза скважины по горно-геологическим условиям бурения, на основе прогнозных кривых пластовых давлений разрыва пород и обосновывали следующую конструкцию.

- шахтовое направление Ø720 мм спускалось на глубину 10 м, крепится бутобетоном.

- удлиненное направление Ø530 мм спускалось на глубину 30 м, с целью перекрытия неустойчивых, песчанно-глинистых отложений и предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор. Высота подъема цемента – до устья.

Кондуктор Ø426 мм спускался на глубину 594 м, обеспечивает перекрытие верхней части неустойчивых песчано-глинистых четвертичных отложений, изоляции ствола скважины от гидростатически связанных с поверхностью вод и установки противовыбросового оборудование.

Техническая колонна Ø324 мм спускалась на глубину 2781 метров для перекрытия к набуханию и обвалообразованиям «черных глин» апшеронского яруса и сокращения интервала открытого ствола при бурении под вторую техническую колонну Ø244,5 мм, оборудовалось противовыбросовым оборудованием и для обеспечения эффективного управления скважиной в случае возможных проявлений. Спуск Ø324 мм технической колонны осуществлялось двумя секциями. Голова I секции устанавливается в устойчивой части разреза открытого ствола, в интервале 1700-2300 метров с корректировкой по каротажу. Высота подъема цемента за колонной – до устья.

Спуск технической колонны диаметром Ø244,5 мм осуществлялся на глубину 4761 метров, с целью предотвращения поглощений бурового раствора плотностью 2,08г/см³ и прихватов бурильного инструмента под воздействием перепада давлений, а также эффективного управления скважиной при проявлениях с помощью противовыбросового оборудования. Спуск

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Ø244,5 мм технической колонны осуществлялся двумя секциями, и голова I секции установили с заходом 50-100 метров в Ø324 мм техническую колонну.

Спуск эксплуатационного хвостовика – фильтр Ø177,8 мм, осуществлялся на глубину по стволу 4906 метров (длина хвостовика 4691 - 4906 м), установкой подвесного устройства на 50-100 метров внутри обсадной колонны Ø244,5 мм с целью перекрытия продуктивных горизонтов.

На скважине № 156 Северный Готурдепе на основании совмещенного графика давлений и расчета траектории ствола скважины выбрали следующую конструкцию.

- шахтовое направление Ø720 мм спускалось на глубину 10 м, крепится бутобетоном.

- удлиненное направление Ø630 мм спускалось на глубину 30 м, с целью перекрытия неустойчивых, песчанно-глинистых отложений и предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор. Высота подъема цемента – до устья.

Кондуктор Ø426 мм спускался на глубину 398 м, обеспечивает перекрытие верхней части неустойчивых песчано-глинистых четвертичных отложений, изоляции ствола скважины от гидростатически связанных с поверхностью вод и установки противовыбросового оборудование.

Техническая колонна Ø324 мм спускалась на глубину 1999 метров для перекрытия к набуханию и обвалообразованиям «черных глин», оборудуется противовыбросовым оборудованием и обеспечивает эффективное управление скважиной в случае возможных проявлений. Высота подъема цемента за колонной – до устья.

Спуск технической колонны диаметром Ø244,5 мм проводился на глубину 4156 метров, в кровельную часть продуктивного горизонта IX д+е с корректировкой по данным каротажа. Башмак технической колонны устанавливается в глинистых отложениях. Обсадная Ø244,5 мм колонна

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

выбрана по расчетам для восприятия всех нагрузок, возникающих при бурении и эксплуатации скважин. Высота подъема цемента за колонной – до устья.

Спуск эксплуатационного целевого хвостовика – фильтр Ø139,7 мм, осуществлялся на глубину 4298,5 метров (длина хвостовика 4147-4298,5 метров), с установкой подвесного устройства на 50-100 метров внутри обсадной колонны Ø244,5 мм. Спуск целевого хвостовика – фильтр Ø139,7 мм комбинирование с обсадными трубами осуществлялся с целью крепления фильтра на стенку скважины и изоляции продуктивных пластов от других. Крепление производилось специальными расширяющими пакерами, установленных в составе спускаемого целевого хвостовика – фильтр Ø139,7 мм.

При выборе и обосновании конструкции скважины № 200 Северный Готурдепе учтены требования «Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», Регламента расчета промежуточных колонн при бурении скважин на площадях Государственного концерна «Туркменнефть» и использовалась геолого-техническая информация по ранее пробуренным скважинам на площади Северный Готурдепе.

Выбор конструкции скважины осуществлялся в соответствии с интервалами совместимости разреза скважины по горно-геологическим условиям бурения, на основе прогнозных кривых пластовых давлений разрыва пород и обосновывали следующую конструкцию.

- шахтовое направление Ø720 мм спускалось на глубину 10 м, крепится бутобетоном.

- удлиненное направление Ø 530 мм спускалось на глубину 30 м, с целью перекрытия неустойчивых, песчанно-глинистых отложений и предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор. Высота подъема цемента – до устья.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Кондуктор Ø426 мм спускался на глубину 592 м, обеспечивает перекрытие верхней части неустойчивых песчано-глинистых четвертичных отложений, изоляции ствола скважины от гидростатически связанных с поверхностью вод и установки противовыбросового оборудования.

Техническая колонна Ø324 мм спускалась на глубину 1998 метров для перекрытия к набуханию и обвалообразованиям «черных глин», оборудуется противовыбросовым оборудованием и обеспечивает эффективное управление скважиной в случае возможных проявлений. Высота подъема цемента за колонной – до устья.

Спуск технической колонны диаметром Ø244,5 мм проводился на глубину 4189 метров, в кровельную часть продуктивного горизонта IX д+е с корректировкой по данным каротажа. Башмак технической колонны устанавливается в глинистых отложениях. Обсадная Ø244,5 мм колонна выбрана по расчетам для восприятия всех нагрузок, возникающих при бурении и эксплуатации скважин. Высота подъема цемента за колонной – до устья.

Спуск эксплуатационного хвостовика Ø139,7 мм, осуществлялся на глубину 4332 метров (длина хвостовика 4170-4332 метров), с установкой подвесного устройства на 50-100 метров внутри обсадной колонны Ø244,5 мм.

По данным ранее пробуренных скважин и полученные на основании результатов наших расчетов для исследованных скважин № 147, № 37, № 156, № 200 Северный Готурдепе составлены совмещенные графики.

На основании геологических результатам и по расчетам совместимостью условий бурения в связи с наличием четырех зон крепления конструкцию исследуемых скважин представлены тремя обсадными колоннами, а забойная часть потайной колонной в виде хвостовика.

Особое отличие предложенной нами для научных испытаний конструкции от ранее применяемой – увеличение глубины спуска Ø244,5 мм второй технической колонны для крепления верхних продуктивных

горизонтов, и нижних горизонтов с колоннами обсадных труб диаметром Ø139,7 мм или специальными фильтрами в виде хвостовика.

Суть данной технологии заключается в том, что в эксплуатационную колонну (преимущественно это Ø244,5 мм промежуточная колонна) с целью спуска два параллельных лифта НКТ, отличающихся между собой высотой подвески – короткий и длинный. Продуктивные горизонты при этом разделяются пакерным устройством, что обеспечивает их раздельную эксплуатацию и учет скважиной продукции для каждого эксплуатационного объекта [96].

На скважинах № 147, № 156 Северный Готурдепе с целью одновременной раздельной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов увеличили глубину спуска Ø244,5 мм второй технической колонны для крепления верхних продуктивных горизонтов, а нижних горизонтов специальными фильтрами без цементированья в виде хвостовика.

На скважины № 37, и № 200 Северный Готурдепе с целью одновременной раздельной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов увеличили глубину спуска Ø244,5 мм второй технической колонны для крепления верхних продуктивных горизонтов, а нижних горизонтов обсадными колоннами Ø139,7 мм с цементированием в виде хвостовика.

4.3. Компоновка низа бурильной колонны для бурения направленной скважины при ОРЭ

При бурении вертикальных участков необходимо обеспечить достаточную вертикальность ствола скважины, исключая возможность встречи стволов соседних скважин. Это достигается применением отвесных или жестких компоновок, включающих наддолотные элементы соответствующих размеров (таблица 4.3).

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Кроме того, жесткость элементов компоновки низа бурильной колонны (КНБК) должна быть не менее жесткости спускаемых обсадных труб (таблицы 4.4 и 4.5).

Состав некоторых КНБК, применяемых в Западной части Туркменистана и рекомендуемых приведен в таблице 4.6

Следует отметить, что при небольшой длине вертикального участка (до 1500 м) можно использовать более простые КНБК без опорно-центрирующих элементов или с меньшим количеством [97, 98].

Таблица 4.3

КНБК, применяемые в Западной части Туркменистана

Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9
Диаметр обсадных труб, mm		426	323,9	244,5	139,7
Наддолотный элемент	Минимальный диаметр, мм	387	281	220	100
	Минимальная длина, м	3,7	2,5	1,0	1,0

Таблица 4.4

Данные о жесткости обсадных труб

Диаметр обсадных труб, мм	426		323,9		244,5		219,1		166,3		139,7		127	
Толщина стенки, мм	10	12	9	12	7	14	7	14	7	13	6	12	6	9
Жесткость, МН·м ²	60,7	72,6	23,4	30,4	7,8	13,4	7,8	13,4	2,4	4,0	1,2	2,1	0,9	1,2

Таблица 4.5

Данные о жесткости УБТ и забойных двигателей

Размер УБТ, забойных двигателей, мм	254 x 100	229 x 90	203 x 80	178 x 71	178 x 57	165 x 71	165 x 57	146 x 57	108 x 46	ZTGŞ 240	ZTGŞ195	SNT-172	ÇH 127
Жесткость, МН·м ²	41,8	27,6	17,0	10,0	10,2	7,4	7,5	4,5	1,3	23,3	9,6	4,5	1,4

Бурение вертикальной части наклонно направленной скважины № 147 Северный Готурдепе на основании типовых расчетов и анализ КНБК ранее пробуренных скважин было выбрано жесткое КНБК.

Учитывая все необходимые параметры бурение вертикальных участков (кондуктора 0-600 м, первой технической колонны 600-2700 мм второй технической колонны 2700-3750 м) наклонно направленной скважины № 147 Северный Готурдепе использовалась КНБК согласно таблице 4.6.

Таблица 4.6

КНБК для бурения вертикальных участков ствола скважины

Бурение под кондуктор 426 мм в интервале 0–600 м.

Долото диаметром 490 мм; центратор 490 мм – 1 шт; УБТ 245 мм – 5 м; центратор 490 мм – 1 шт; УБТ 229 мм – 13 м; центратор 490 мм – 1 шт; УБТ 203 мм – 24 м; УБТ 178 мм – 37 м; БТ.

Для бурения под I-техническую колонну 324мм в интервале 600-2700м.

Долото диаметром 393,7 мм; центратор 393,7 мм – 1 шт; УБТ 245 мм – 5 м; центратор 393,7 мм – 1 шт; УБТ 229 мм – 13 м; центратор 393,7 мм – 1 шт; УБТ 203 мм – 48 м; УБТ 178 мм – 37 м; БТ.

Для бурения под II-техническую колонну 244,5мм в интервале 2700-3750 м.

Долото диаметром 295,3 мм; центратор 295,3 мм – 1 шт; УБТ 245 мм – 5 м; центратор 295,3 мм – 1 шт; УБТ 229 мм – 13 м; центратор 295,3 мм – 1 шт; УБТ 203 мм – 54 м; УБТ 178 мм – 37 м ; БТ.

КНБК для участков набора зенитного угла включает в себя, как правило, узел искривления, на концах которого резьба нарезано с перекосом (рис. 4.1).

Ориентируемые компоновки используются для бурения участка набора зенитного угла и для исправления параметров кривизны, если фактический профиль скважины значительно отличается от проектного. При применении этих компоновок требуется их ориентировка относительно всех сторон или апсидальной плоскости [99].

Таблица 4.7

КНБК для бурения пилотного ствола скважины

Бурение пилотного ствола в интервале 3750-4221м. Долото диаметром 215,9 мм; 172 мм забойный двигатель А675М7850ХР; КЛС 172,0 мм; переводник с обратным клапаном 172 мм; УБТ 172 мм– 9,42 м; 172 мм ARC6 LWD прибор каротажа в процессе бурения; 172 мм Telescope 675 NF MWD прибор определяющий направление открытого ствола; УБТ 172 мм – 18,84 м; переводник с фильтром 172 мм; переводник ниппель 3-133хмуфта 3-122; УБТ 146 мм -27,43 м; 165 мм гидравлический ясс; УБТ 146 мм -27,43 м; переводник 172 мм; 127,0 мм.
--

В связи отсутствием данных сейсморазведки на площади Северный Готурдепе с целью прослеживание продуктивных горизонтов и для расширения продуктивной части (пачки IX и горизонтов НК₁, НК₂) территории пробурено пилотный вертикальный ствол диаметром 215,9 мм с глубины 3750 метров до 4221 метров. КНБК для бурения пилотного ствола отражается в таблице 4.7 и при бурении до проектной глубины с геофизическими исследованиями, было подтверждено наличие продуктивных горизонтов.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Месторождение		Северный Готуртпе		Диаметр Ствола (дюйм)		295.300		Начальная Глубина (м)		4142	
Скважина		Северный Готуртпе 147		Номер КНБК		КНБК №2		Конечная Глубина (м)		4196	
Наименование		Поставщик	Серий- ный Номер	Внеш / Внут Диаметр (дюйм)	Макс. Внеш. (дюйм)	Размер Резьбового Соединения (Ниж / Верх)	Тип Резьбового Соединения	Диам / Длина части КНБК (дюйм/м)	Длина (м)	Суммарная Длина (м)	Суммар- ный Вес (тонн)
1	295.3mm Долото	Смит / Шлюмберже		209.0	295.3	152 3	Ниппель	0	0.35	0.35	127.5
2	ВЗД "А800М4553ХР"	Шлюмберже		209.0	292.0	152 3	Муфта	203	8.9	9.25	2,254.2
3	264mm КЛС	Шлюмберже		207.0	264.0	152 3	Ниппель	207	2.16	11.41	3,259.4
4	Переводник с обратным клапаном	Шлюмберже		218.0	218.0	152 3	Муфта	218	1.23	12.64	3,574.5
5	203mm Немагнитная УБТ	Шлюмберже		209.0	209.0	152 3	Ниппель	203	9.4	22.04	5,794.7
6	Телесистема "ARC-8"	Шлюмберже		209.0	230.0	152 3	Муфта	203	6.5	28.54	7,299.5
7	Телесистема "Telescope-825 NF"	Шлюмберже		209.0	213.0	171 3	Ниппель	0	8.3	36.84	9,093.0
8	203mm Немагнитная УБТ (2 трубы)	Шлюмберже		209.0	209.0	152 3	Ниппель	203	18.9	55.74	13,557.1
9	Переводник с фильтром	Шлюмберже		209.0	209.0	152 3	Муфта	0	1	56.74	13,793.3
10	Переводник. Ниппель 3-152 X Муфта 3-171	Шлюмберже		209.0	209.0	171 3	Ниппель	0	1	57.74	14,029.5
11	203mm УБТ (2 трубы)	Туркменнефть		203.0	203.0	171 3	Муфта	0	18.8	76.54	18,184.9
12	Гидравлический Ясс	Schlumberger		203.0	203.0	171 3	Ниппель	203	9.5	86.04	19,504.4
13	203mm УБТ	Туркменнефть		203.0	203.0	171 3	Муфта	0	9.5	95.54	21,604.2
14	Переводник. Ниппель 3-171 X Муфта 3-147	Туркменнефть		203.0	203.0	147 3	Ниппель	0	1	96.54	21,825.2
15	178mm УБТ	Туркменнефть		178.0	178.0	147 3	Муфта	0	9.5	106.04	23,369.9
16	Переводник. Ниппель 3-147 X Муфта 3-133	Туркменнефть		178.0	178.0	133 3	Ниппель	0	1	107.04	23,532.4
17	127mm Бурильные трубы	Туркменнефть		127.0	164.0	133 3	Ниппель	165			
				109.0		133 3	Муфта	0.2			

Рис. 4.1. КНБК для бурение пилотного ствола в интервале 3750-4221 метров на скважине № 147 Северный Готуртпе

С установкой цементного моста пилотный ствол с глубины 3800 метров был законсервирован и продолжили бурение с зарезкой наклонно направленный ствол диаметром 295,3 мм. В интервалах бурения пилотного ствола и наклонно направленной части скважины для непрерывного наблюдения за пространственным положением забоя скважины, использовались в составе КНБК системы MWD и LWD.

КНБК для набора зенитного угла второй технической колонны в интервале 3812-4140 м показана в таблице 4.8 и рис. 4.2.

Для достижения необходимого показателя кривизны ствола скважины использовался винтовой забойный двигатель типа 280 мм А800М искривленный 1,15 градуса с шпиндельной части. Так, при бурении в режиме без вращения бурильной колонны, а благодаря только винтовому забойному двигателю происходили изменения направления и набор зенитного угла. При необходимости для стабилизации набранных параметров кривизны – бурение велось с вращением бурильной колонны [100].

Таблица 4.8

КНБК для бурения набора зенитного угла ствола скважины

Бурение под II-техническую колонну 244,5мм в интервале 3812-4140 м
(по вертикальной проекции).

Долото диаметром 295,3 мм; 280 мм забойный двигатель А800М4553ХР; переводник 203 мм с обратным клапаном; стабилизатор 286,0 мм; УБТ 203 мм – 9,42 м; 203 мм ARC LWD прибор каротажа в процессе бурения; 203 мм Telescope 825 NF MWD прибор определяющий направление открытого ствола; УБТ 203 мм – 18,84 м; переводник 203 мм; УБТ 203 мм - 18,28 м; переводник 203 мм; ясс 203 мм; переводник 203 мм; УБТ 203 мм - 27,43 м; переводник 203 мм; 139,7 мм УБТ (утолщенная бурильная труба).

Измерения в процессе бурения производилось с телесистемой типа «Telescope», которая служила для произведения замеров зенитного угла и азимута и передача данных на поверхность в режиме реального времени путем создания импульсов давления, декодируемых датчиками, установленными на стояке буровой.

Интервал бурения с глубины 3800-4142 м по стволу производился долотом диаметром 295,3 мм, увеличивая угол отклонения от вертикали до

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

45,9 градусов. Точка начала набора параметров кривизны производилась с глубины 3800 м. Далее данная секция пробурена до глубины 4142 м по стволу (4106 м по вертикали) с тем же отклонением от вертикали.



Месторождение		Северный Готуртепе		Диаметр Ствола (дюйм)		215.900		Начальная Глубина (м)		4196	
Скважина		Северный Готуртепе 147		Номер КНБК		КНБК№2 215.9		Конечная Глубина (м)		4539	
Наименование	Поставщик	Серийный Номер	Внеш / Внут Диаметр (дюйм)	Макс. Внеш. (дюйм)	Размер Резьбового Соединения (Ниж / Вверх)	Тип Резьбового	Диам / Длина части КНБК для (дюйм)(м)	Длина (м)	Суммарная Длина (м)	Суммарный Вес (тонн)	
1 215.9мм Долото	Смит / Шлюмберже	...	172.000 57.150	215.900	117 3	Ниппель	0 0	0.23	0.23	28.2	
2 172мм ВЗД А675М7850ХР	Шлюмберже		172.000 139.700	212.000	117 3 133 3	Муфта Муфта	0 0	7.678	7.91	1,053.3	
3 197мм КЛС	Шлюмберже		172.000 72.000	197.000	133 3 133 3	Ниппель Муфта	172 1	2.03	9.94	1,356.0	
4 Переводник с обратным клапаном	Шлюмберже		172.000 72.000	172.000	133 3 133 3	Ниппель Муфта	172 1	1.21	11.15	1,537.2	
5 Немагнитная УБТ	Шлюмберже		172.000 72.000	172.000	133 3 133 3	Ниппель Муфта	172 1	9.42	20.57	2,947.4	
6 Телесистема "ARC-6"	Шлюмберже		172.000 72.000	190.000	133 3 147 3	Ниппель Муфта	0 0	5.486	26.05	3,763.9	
7 Телесистема "Telescope 675 NF"	Шлюмберже		172.000 130.000	175.000	147 3 133 3	Ниппель Муфта	0 0	7.526	33.58	4,709.5	
8 Немагнитная УБТ (2 трубы)	Шлюмберже		172.000 72.000	172.000	133 3 133 3	Ниппель Муфта	172 1	18.84	52.42	7,530.0	
9 Переводник с фильтром	Шлюмберже		172.000 72.000	172.000	133 3 133 3	Ниппель Муфта	0 0	1	53.42	7,679.7	
10 Переводник ниппель 3-133 х муфта 3-122	Шлюмберже		172.000 72.000	172.000	133 3 122 3	Ниппель Муфта	0 0	1	54.42	7,829.4	
11 146мм УБТ (3 трубы)	Туркменнефть		146.000 62.000	146.000	122 3 122 3	Ниппель Муфта	0 0	27.432	81.85	10,770.1	
12 Гидравлический Ясс	Смит / Шлюмберже		165.000 70.000	165.000	122 3 122 3	Ниппель Муфта	165 0.5	4.87	86.72	11,446.5	
13 146мм УБТ (3 трубы)	Туркменнефть		146.000 62.000	146.000	122 3 122 3	Ниппель Муфта	0 0	27.432	114.15	14,387.2	
14 Переводник ниппель 3-122 муфта 3-133 х	Туркменнефть		164.000 72.000	164.000	122 3 133 3	Ниппель Муфта	0 0	1	115.15	14,520.4	
15 Бурильные трубы (30 труб)	Туркменнефть		127.000 109.000	164.000	133 3 133 3	Ниппель Муфта	0 0	283.5	398.65	23,768.4	
16 Переводник ниппель 3-133 х муфта 3-122	Туркменнефть		164.000 72.000	164.000	133 3 122 3	Ниппель Муфта	0 0	1	399.65	23,901.6	
17 146мм УБТ (21 труба)	Туркменнефть		146.000 62.000	146.000	122 3 122 3	Ниппель Муфта	0 0	192.024	591.68	44,486.6	
18 Переводник ниппель 3-122 муфта 3-133 х	Туркменнефть		172.000 72.000	172.000	122 3 133 3	Ниппель Муфта	0 0	1	592.68	44,636.3	

Рис. 4.2. КНБК для набора кривизны (вторую техническую колонну) в интервале 3812-4140 метров на скважине № 147 Северный Готуртепе

В процессе углубления выдерживалось следующими показателями режима бурения:

- нагрузка на долото 1-10 тн;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- частота вращения ротора 30-100 об/мин;
- производительность насосов 37-39 л/сек.

Спуск технической колонны диаметром Ø244,5 мм проводился на глубину 4206 метров (по стволу), (по вертикали) 4148 метров, перекрыв подошвенную часть продуктивного горизонта $IX_{д+е}$ с корректировкой по данным каротажа.

КНБК для стабилизации зенитного угла (бурение под эксплуатационную колонну) в интервале 4140-4221 м показана в таблице 4.9 и рис.4.3.

Таблица 4.9

КНБК для стабилизации зенитного угла ствола скважины (под эксплуатационную колонну)

Бурение под эксплуатационную колонну 139,7мм в интервале 4140-4221м (по вертикали).
Долото диаметром 215,9 мм; 172 мм забойный двигатель А675М7850ХР; переводник 172 мм с обратным клапаном; УБТ 172 мм– 9,42 м; 172 мм ARC6 LWD прибор каротажа в процессе бурения; 172 мм Telescope 675 NF MWD прибор определяющий направление открытого ствола; УБТ 172 мм – 18,84 м; переводник с фильтром 172 мм; переводник 172 мм нипель 3-133хмуфта 3-122; УБТ 146 мм -27,43 м; гидравлический ясс 165 мм; УБТ 146 мм- 27,43 м; переводник 172 мм нипель 3-122хмуфта 3-133; бурильные трубы 127мм – 283,5 м; переводник 172 мм нипель 3-133хмуфта 3-122; УБТ 146 мм -192,024м; переводник 172 мм нипель 3-122хмуфта 3-133.

Для достижения необходимого показателя кривизны ствола скважины использовался винтовой забойный двигатель 172 мм забойный двигатель типа А675М7850ХР типа 280 мм А800М. Измерения в процессе бурения производилось с телесистемой типа «Telescope», которая служила для

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

произведения замеров зенитного угла и азимута и передача данных на поверхность в режиме реального времени путем создания импульсов давления, декодируемых датчиками, установленными на стояке буровой.

Интервал бурения с глубины 4140-4221 м (по вертикали) производилось долотом диаметром 215,3 мм, без увеличения угол отклонения от вертикали (прямолинейно) стабильной удержанием зенитного угла в пределах 45,9 градусов [101].



Месторождение		Северный Готуртепе			Диаметр Ствола (мм)		215.900		Начальная Глубина (м)		4142
Скважина		Северный Готуртепе 147			Номер КНБК		КНБК№10 РН		Конечная Глубина (м)		4400
Наименование		Поставщик	Серийный Номер	Внеш / Внут Диаметр (мм)	Макс. Внеш. (мм)	Размер Резьбового Соединения (Ниж / Верх)	Тип Резьбового	Диам / Длина части КНБК для (мм/м)	Длина (м)	Суммарная Длина (м)	Суммарный Вес (тонн)
1	215.9мм Долото	Смит / Шлюмберже	***	172.000	215.9	117 3	Ниппель	0.00	0.23	0.23	0.0
2	172мм ВЗД А675М7850ХР	Шлюмберже		172.0 139.7	212.0	117 3 133 3	Муфта Муфта	0 0	7.678	7.91	1.1
3	197мм КЛС	Шлюмберже		172.0 72.0	197.0	133 3 133 3	Ниппель Муфта	172 1	2.03	9.94	1.4
4	Переводник с обратным клапаном	Шлюмберже		172	172.0	133 3 133.3	Ниппель Муфта	172	1.21	11.15	1.5
5	Немагнитная УБТ	Шлюмберже		172.0 72.0	172.0	133 3 133 3	Ниппель Муфта	172 1	9.42	20.57	2.9
6	Телесистема "ARC-6"	Шлюмберже		172.0 72.0	190.0	133 3 147 3	Ниппель Муфта	0 0	5.486	26.05	3.8
7	Телесистема "Telescope 675 NF"	Шлюмберже		172.0 130.0	175.0	147 3 133 3	Ниппель Муфта	0 0	7.526	33.58	4.7
8	Немагнитная УБТ (2 трубы)	Шлюмберже		172.0 72.0	172.0	133 3 133 3	Ниппель Муфта	172 1	18.84	52.42	7.5
9	Переводник с фильтром	Шлюмберже		172.0 72.0	172.0	133 3 133 3	Ниппель Муфта	0 0	1	53.42	7.7
10	Переводник ниппель 3-133 х муфта 3-122	Туркменнефть		172.0 72.0	172.0	133 3 122 3	Ниппель Муфта	0 0	1	54.42	7.8
11	146мм УБТ (3 трубы)	Туркменнефть		146.0 62.0	146.0	122 3 122 3	Ниппель Муфта	0 0	27.432	81.85	10.8
12	Гидравлический Ясс	Смит / Шлюмберже		165.0 70.0	165.0	122 3 122 3	Ниппель Муфта	165 0.5	4.87	86.72	11.4
13	146мм УБТ (3 трубы)	Туркменнефть		146.0 62.0	146.0	122 3 122 3	Ниппель Муфта	0 0	27.432	114.15	14.4
14	Переводник ниппель 3-122 муфта 3-133 х	Туркменнефть		172.0 72.0	172.0	122 3 133 3	Ниппель Муфта	0 0	1	115.15	14.5
15	127мм Бурильные трубы	Туркменнефть		127.0 109.0	164.0	133 3 133 3	Ниппель Муфта				

**Рис. 4.3. КНБК для стабилизации зенитного угла
(наклонно-прямолинейной части) (вторую техническую колонну)
в интервале 4148-4221 метров (по вертикали) на скважине № 147
Северный Готуртепе**

В процессе углубления выдерживался следующими показателями режима бурения:

- нагрузка на долото 1-10 тн;
- частота вращения ротора 30-100 об/мин;
- производительность насосов 26-28 л/сек.

Спуск эксплуатационного целевого хвостовика – фильтр Ø139,7 мм, осуществлялся на глубину по стволу 4555 метров, по вертикали 4221 метров, с установкой подвесного устройства на 50-100 метров внутри обсадной колонны Ø244,5 мм с перекрытием продуктивных горизонтов НК₁ и НК₂. Спуск целевого хвостовика – фильтр Ø139,7 мм комбинирование с обсадными трубами осуществлялся с целью крепления фильтра на стенку скважины и изоляции продуктивных пластов от других. Крепление производилось специальными расширяющими пакерами установленных в составе спускаемого целевого хвостовика – фильтр Ø139,7 мм.

Скважина с достижением глубины по стволу 4555 метров, по вертикали 4221 метров, с зенитным углом примерно до 45,9 градусов и с общим магнитным азимутом 264 градусов в сторону морской воды боковое смещение от вертикального положения составило 298 метров.

4.4. Расчет трехинтервального профиля (с участком стабилизации зенитного угла) наклонно-направленной скважины для освоения методом ОРЭ

В целях добычи нефти и газа при разработке месторождений в основном используется бурения вертикальных скважин. Основная нефтегазовая часть площади Готурдепе находится на севере Западно-Туркменской впадины (Балканский велаят), в зоне Каспийского моря, и занимает часть акватории Балханского залива, которая является уникальной экспериментальной площадкой для внедрения новейших технологий.

Проект строительства разведочной скважины № 147 глубиной 4400 м на рассматриваемом месторождении был разработан на основе совмещённого графика давления в пробуренных скважинах и расчётов траектории ствола. То есть направляющая шахта диаметром $\varnothing 720$ мм была спущена на глубину 10 м и закреплена бутобетоном. Удлиненное направление диаметром 630 мм было спущено на глубину 30 м, кондуктор $\varnothing=426$ мм – на 600, первая техническая колонна $\varnothing=324$ мм для предотвращения гидроразрыва и обвала «чёрной глины» – на 2700 м. Вторая техническая колонна $\varnothing=244,5$ мм в соответствии с данными каротажа была спущена с коррекцией на глубину 4206 м по стволу и 4150 м по вертикали, для перекрытия продуктивных пластов горизонта IXd+e. Эксплуатационный щелевой хвостовик-фильтр $\varnothing=139,7$ мм, опускался на глубину 4400 м по стволу и 4221 м по вертикали с установкой подвесного устройства выше на 50–100 м внутри обсадной колонны $\varnothing=244,5$ мм с целью его крепления на стенку скважины и изоляции продуктивных пластов. Для этого использовались специальные расширяющиеся пакеры, установленные в наружном корпусе спускаемом щелевом хвостовике.

На глубине 3800-4206 м наклонно-направленное бурение проводилось с искривлением зенитным углом $45,9^\circ$ и азимутом 264° с смещением от вертикали с наклоном 298 метров использованием раствора Versadrill на углеводородной основе.

Скважина была пробурена наклонно-направленным методом с тремя участками ствола: I – вертикальным (до 3803 м); II – с набором зенитного угла (3803-4140 м); III – прямо линейным наклонно-направленным (4140-4400 м).

Рассмотрим расчет и построение трехинтервального профиля с участком стабилизации зенитного угла.

Исходными данными для расчета являются:

- глубина кровли $H_{кр}$ и подошвы $H_{п}$ пласта;
- отход A по кровле пласта;
- длина вертикального h_v участка;

Значение $H_{кр}$, $H_{п}$, A обычно задаются геологической службой заказчика.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Значение радиуса искривления R определяется выбранным типоразмеров отклонителя и имеющимся ограничениями на интенсивность искривления.

Максимальный зенитный угол α (зенитный угол наклонно-направленного участка) рассчитывается по формуле:

$$\alpha = \arcsin \left(\frac{RH_1 + A_1 \sqrt{H_1^2 - A(R - A_1)}}{H_1^2 + A_1^2} \right)$$

где $H_1 = H_{кр} - h_b$, $A_1 = A - R$.

По проведенному расчету максимальным зенитный угол наклонно-направленного участка получен 45,9 градусов. Прямолинейный наклонно-направленный профиль в данной скважине был выбран с учетом беспрепятственного спуска двухлифтной НКТ для одновременной совместной раздельной эксплуатации 9 продуктивных пластов трех горизонтов (пачку IX и горизонты НК₁, НК₂). Формулы для определения длин всех участков и их горизонтальных и вертикальных проекций приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10

Формулы для расчета трехинтервального профиля с участком стабилизации зенитного угла

№ участка	a_i	h_i	l_i
1	$a_1 = 0$	$h_1 = h_d$	$l_1 = h_d$
2	$a_2 = R(1 - \cos \alpha)$	$h_2 = R(\sin \alpha)$	$l_2 = R \frac{\alpha}{57,3}$
3а	$a'_3 = A - a_2$	$h'_3 = H_{кр} - (h_1 + h_2)$	$l'_3 = \frac{h'_3}{\cos \alpha}$
Итого по кровле пласта	$\sum_{i=1}^3 a_i$	$\sum_{i=1}^3 h_i$	$\sum_{i=1}^3 l_i$
3б	$a''_3 = h'_3 \tan \alpha$	$h''_3 = H_{кр} - H_{п}$	$l''_3 = \frac{h''_3}{\cos \alpha}$
Итого по скважине	$\sum_{i=1}^3 a_i$	$\sum_{i=1}^3 h_i$	$\sum_{i=1}^3 l_i$

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

На основании результатов расчета по проектным данным инклинометрии (таблицы 4.11, 4.12) были построены проектные профили скважины (рис. 4.4., 4.5.).

Для бурения всех интервалов выбрана следующая компоновка низа бурильных колонн (КНБК).

– для вертикальных участков:

КНБК для бурения под кондуктор диаметром 426 мм. Интервал 0–600 м:

Долото диаметром 490 мм; центратор 490 мм – 1 шт; УБТ 245 мм – 5 м; центратор 490 мм – 1 шт; УБТ 229 мм – 13 м; центратор 490 мм – 1 шт; УБТ 203 мм – 24 м; УБТ 178 мм – 37 м; БТ.

КНБК для бурения диаметром 324 мм под I техническую колонну. Интервал 600-2700 м:

Для бурения под I-техническую колонну 324мм в интервале 600-2700м.

Долото диаметром 393,7 мм; центратор 393,7 мм – 1 шт; УБТ 245 мм – 5 м; центратор 393,7 мм – 1 шт; УБТ 229 мм – 13 м; центратор 393,7 мм – 1 шт; УБТ 203 мм – 48 м; УБТ 178 мм – 37 м; БТ.

КНБК для бурения 244,5 мм под II техническую колонну. Интервал 2700-3750 м:

Долото диаметром 295,3 мм; центратор 295,3 мм – 1 шт; УБТ 245 мм – 5 м; центратор 295,3 мм – 1 шт; УБТ 229 мм – 13 м; центратор 295,3 мм – 1 шт; УБТ 203 мм – 54 м; УБТ 178 мм – 37 м; БТ.

КНБК для интервала (3812-4140 м) набора зенитного угла под II техническую колонну.

Долото диаметром 295,3 мм; 280 мм забойный двигатель А800М4553ХР; переводник 203 мм с обратным клапаном; стабилизатор 286,0 мм; УБТ 203 мм – 9,42 м; 203 мм ARC LWD прибор каротажа в процессе бурения; 203 мм Telescope 825 NF MWD прибор определяющий направление открытого ствола; УБТ 203 мм – 18,84 м; переводник 203 мм; УБТ 203 мм –

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

18,28 м; переводник 203 мм; ясс 203 мм; переводник 203 мм; УБТ 203 мм - 27,43 м; переводник 203 мм; 139,7 мм УБТ (утолщенная бурильная труба).

КНБК для бурения под эксплуатационную колонну 139,7 мм в прямолинейном интервале 4140-4221м (по вертикали).

Таблица 4.11

**Проектные данные инклинометрии наклонно-направленной
скважины № 147 Северный Готурдепе**

Глубина, (м)	Зенитный угол, (град)	Азимут (град)	Глубина по вертикали, (м)	Смещение от вертикали, (м)	Север/ Юг	Восток/З апад	Интен- сивность (град/30м)
3630.00	2.13	344.00	3629.43	8.48	34.59	-16.44	
3660.00	2.13	344.00	3659.40	8.55	35.66	-16.75	0.00
3690.00	2.13	344.00	3689.38	8.61	36.73	-17.06	0.00
3720.00	2.13	344.00	3719.36	8.68	37.80	-17.37	0.00
3750.00	2.13	344.00	3749.34	8.74	38.88	-17.67	0.00
3780.00	2.13	344.00	3779.32	8.81	39.95	-17.98	0.00
3810.00	2.50	311.49	3809.30	8.99	40.98	-18.40	4.02
3840.00	5.73	274.67	3839.22	10.81	41.54	-20.38	4.02
3870.00	9.59	265.66	3868.95	14.71	41.47	-24.37	4.02
3900.00	13.54	261.82	3898.34	20.68	40.78	-30.34	4.02
3930.00	17.52	259.70	3927.24	28.70	39.48	-38.26	4.02
3960.00	21.52	258.35	3955.51	38.72	37.56	-48.09	4.02
3990.00	25.52	257.40	3983.01	50.69	35.03	-59.80	4.02
4020.00	29.53	256.70	4009.61	64.55	31.92	-73.30	4.02
4050.00	33.55	256.15	4035.17	80.24	28.23	-88.56	4.02
4080.00	37.56	255.71	4059.57	97.67	23.99	-105.47	4.02
4110.00	41.58	255.34	4082.69	116.77	19.21	-123.97	4.02
4140.00	45.60	255.02	4104.42	137.43	13.92	-143.96	4.02
4170.00	45.90	255.00	4125.30	158.96	8.35	-164.77	0.00
4200.00	45.90	255.00	4146.18	180.48	2.77	-185.58	0.00
4230.00	45.90	255.00	4167.05	202.01	-2.81	-206.39	0.00
4260.00	45.90	255.00	4187.93	223.53	-8.38	-227.20	0.00
4290.00	45 90	255.00	4208.81	245.06	-13.96	-248.01	0.00
4320.00	45.90	255.00	4229.69	266.58	-19.53	-268.82	0.00
4350.00	45.90	255 00	4250.56	288.11	-25.11	-289.63	0.00
4380.00	45.90	255.00	4271.44	309.63	-30.69	-310.44	0.00
4400.00	45.90	255.00	4285.36	323.98	-34 40	-324.31	0.00

Таблица 4.12
Проектная инклинометрия основного ствола наклонно-направленной скважины № 147 Северный Готурдепе

Показатели	Глубина, (м)	Зенитный угол, (градус)	Азимут, (град)	Глубина по вертикали, (м)	Смещение (м)	Север/ Юг	Восток/ Запад	Интенсивность, (град/30м)
Устье	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
426 мм кондуктор	600.00	0.20	131.00	599.99	-0.11	0.12	0.08	0.33
323,9 мм техническая колонна	2700.00	1.27	333.07	2699.94	3.12	6.79	-4.72	0.64
Точка отметки	3630.00	2.13	344.00	3629.43	8.46	34.59	-16.44	0.97
Точка начало набора зенитного угла	3600.00	2.13	344.00	3799.31	8.85	40.66	-18.19	0.00
Точка стабилизации зенитного угла	4142.27	45.90	255.00	4106.00	139.06	13.50	-145.53	4.02
Вход в горизонт IX	4194.04	45.90	255.00	4142.01	176.21	3.88	-181.45	0.00
Вход в горизонты НК1+НК2	4357.86	45.90	255.00	4256.03	293.74	-26.57	-295.08	0.00
Забой	4400.00	45.90	255.00	4265.36	323.98	-34.40	-324.31	0.00

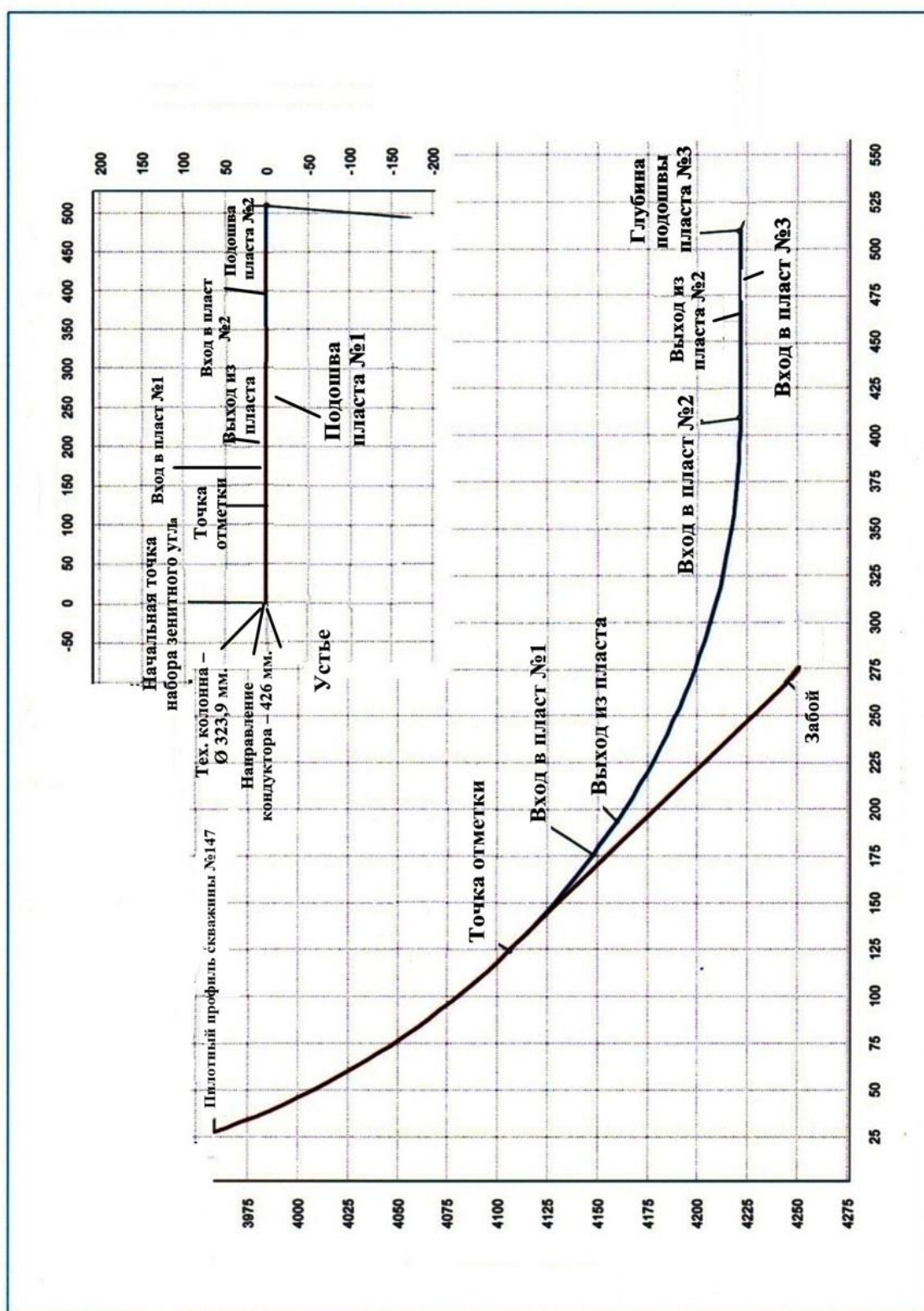


Рис. 4.4. Боковой и пилотный профиль наклонно-направленной скважины № 147 Северный Готурдепе

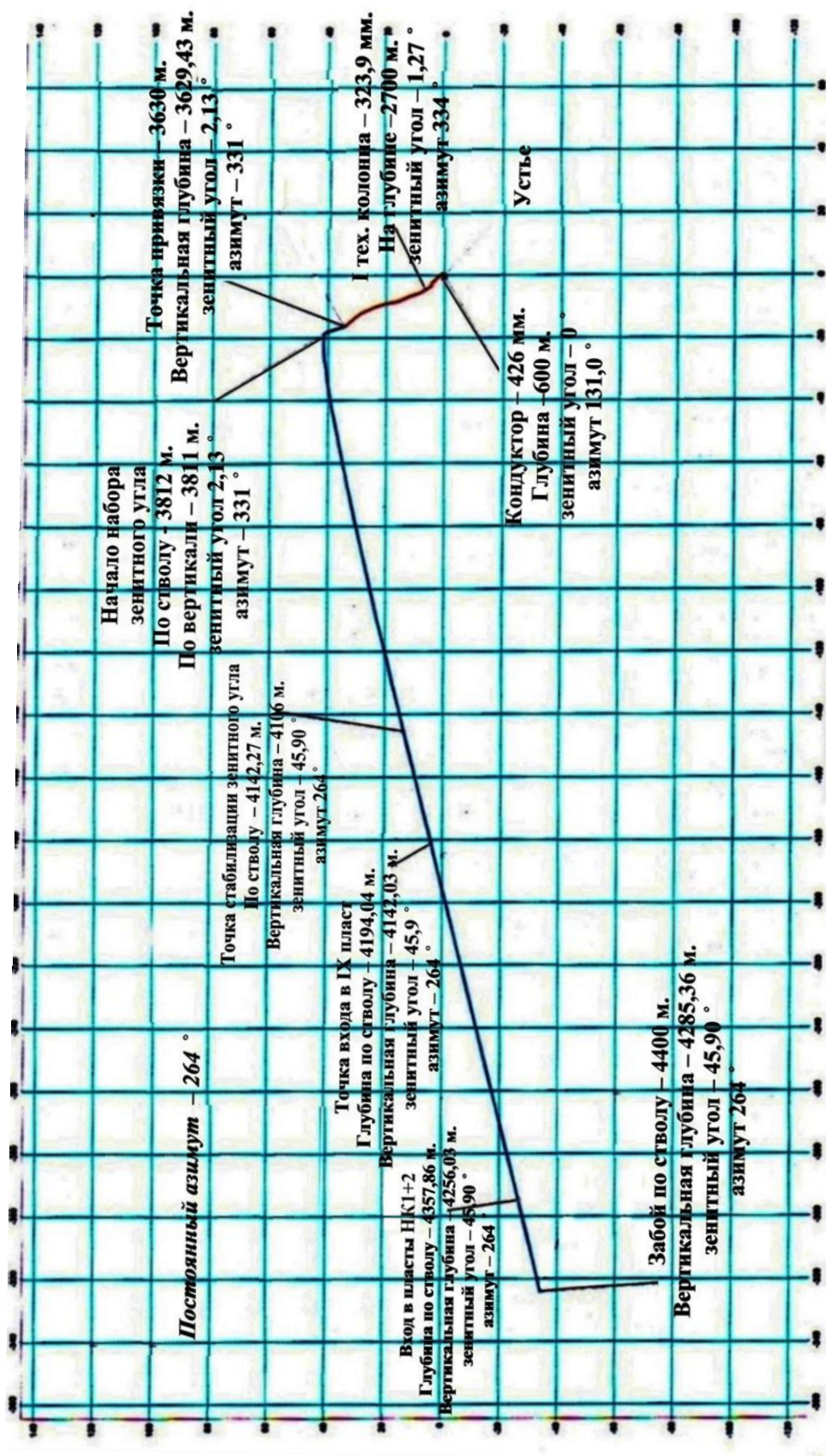


Рис. 4.5. Вертикальный и пилотный профиль наклонно-направленной скважины № 147 Северный Готунлепе НК₁₊₂

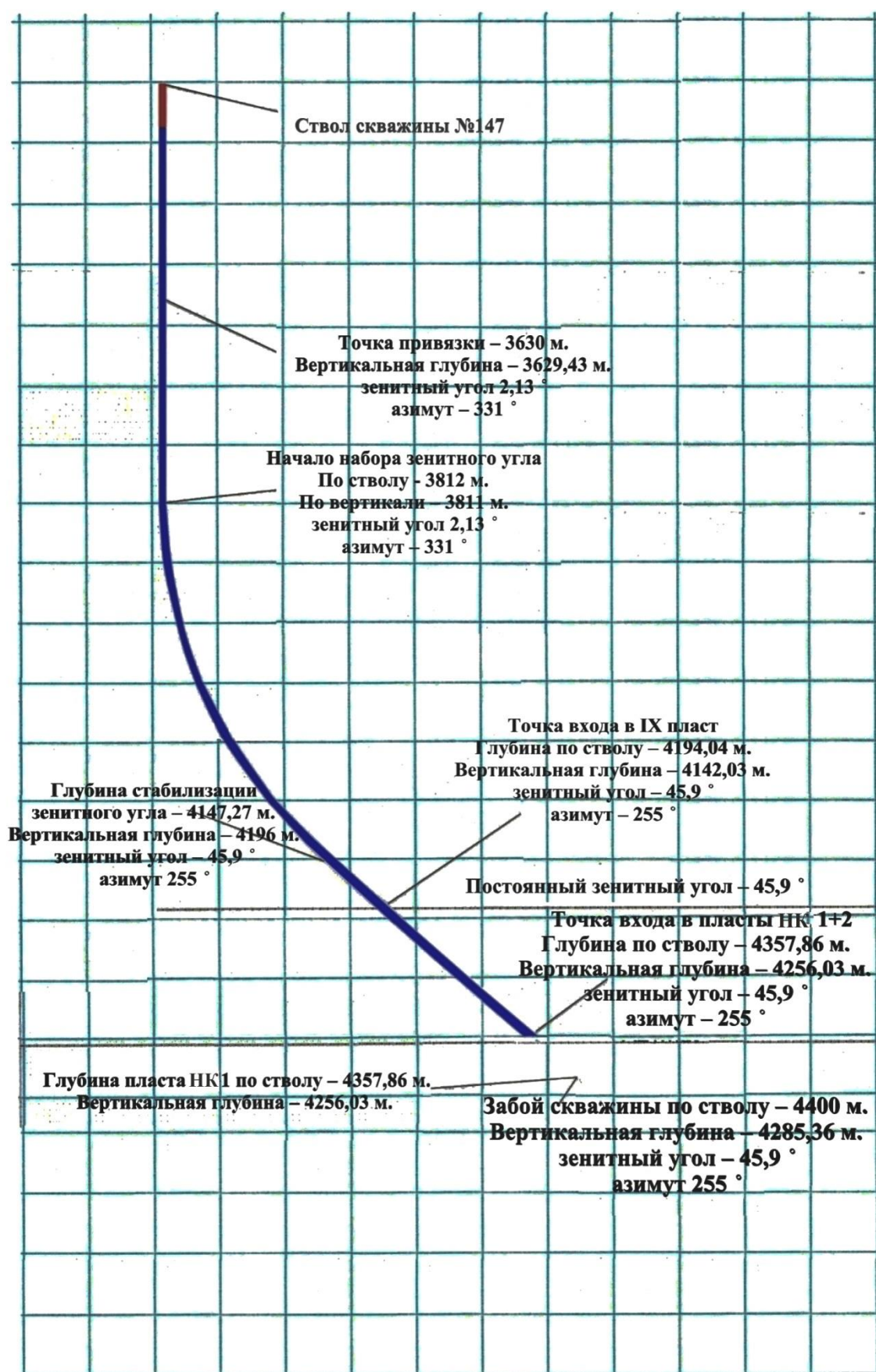


Рис. 4.6. Фактический профиль скважины №147 Северный Готурдепе

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Долото диаметром 215,9 мм; 172 мм забойный двигатель А675М7850ХР; переводник 172 мм с обратным клапаном; УБТ 172 мм – 9,42 м; 172 мм ARC6 LWD прибор каротажа в процессе бурения; 172 мм Telescope 675 NF MWD прибор определяющий направление открытого ствола; УБТ 172 мм – 18,84 м; переводник с фильтром 172 мм; переводник 172 мм ниппель 3-133хмуфта 3-122; УБТ 146 мм -27,43 м; гидравлический ясс 165 мм; УБТ 146 мм- 27,43 м; переводник 172 мм ниппель 3-122х муфта 3-133; бурильные трубы 127мм – 283,5 м; переводник 172 мм ниппель 3-133х муфта 3-122; УБТ 146 мм -192,024м; переводник 172 мм ниппель 3-122х муфта 3-133.

В данной выбранной компоновке для достижения необходимого показателя кривизны ствола скважины использовался винтовой забойный двигатель типа 280 мм А800М искривленный 1,15 градуса с шпиндельной части.

Таблица 4.13

**Фактические данные инклинометрии наклонно-направленной
скважины № 147 Северный Готурдепе**

Глубина скважины по стволу. L, м	3800	3900	4000	4100	4200	4300	4400
Зенитный угол α , град/мин.	0	17.19	27.87	37.90	45.90	45.90	45.90
Азимут φ , град/мин	90	254.96	255.99	254.52	264.02	264.52	264.70
Проектный азимут	$\varphi_{\text{п}} = 264^{\circ}$						
Проектное искривление (смещение забоя)	$A_{\text{п}} = 298 \text{ м}$						

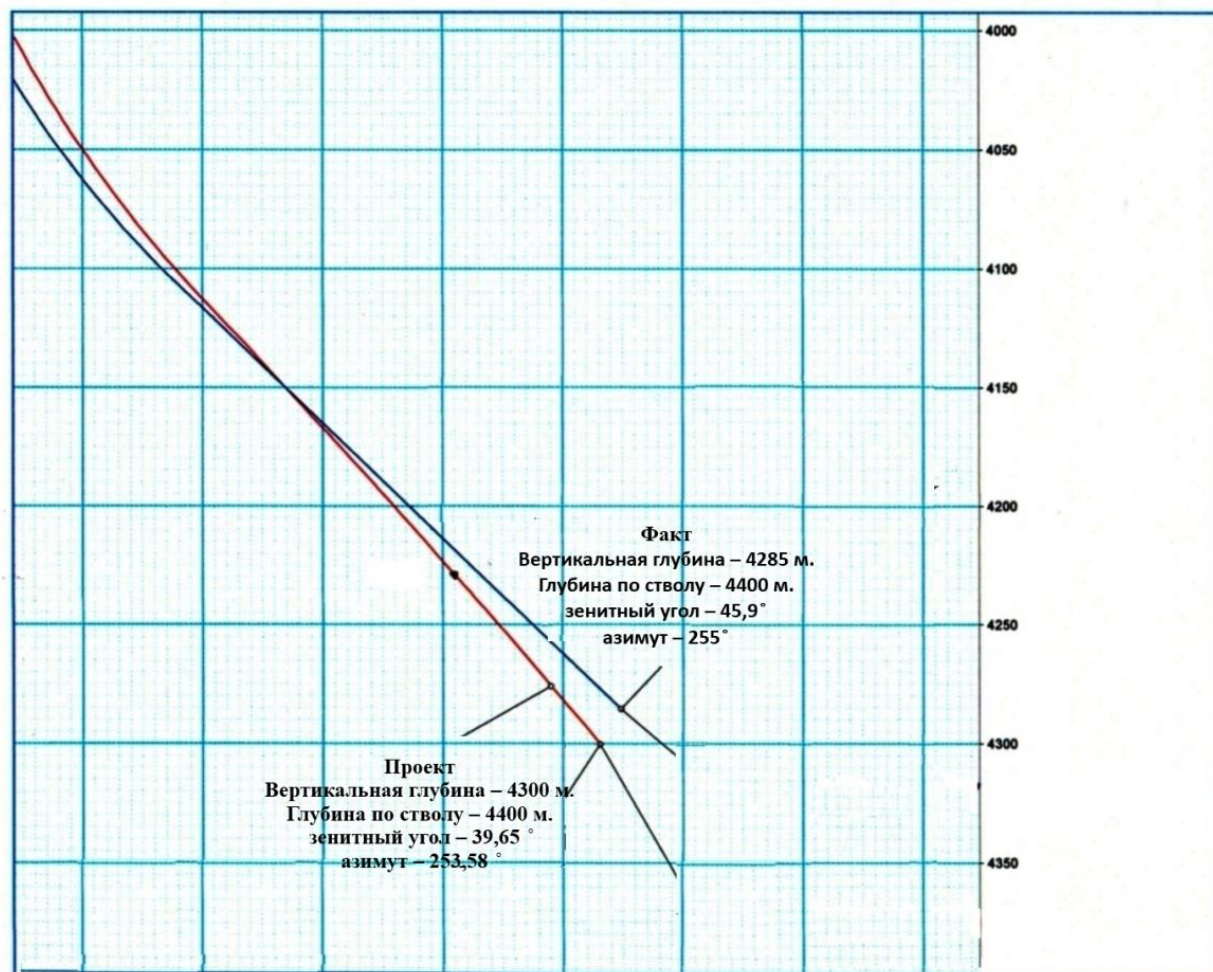


Рис. 4.7. Фактический и проектный трехинтервальный профиль наклонно-направленной скважины № 147 Северный Готурдепе

На основании фактических данных инклинометрии (таблица 4.13) построен фактический боковой профиль скважины (рис. 4.6). Сопоставляя проектный и фактические профили в одну графу (рис. 4.7) получены некоторые уточнения для успешного проведения в следующих наклонно-направленных скважинах с целью внедрения способа ОРЭ на многопластовых месторождениях.

4.5. Технология бурения скважин с раздельной эксплуатацией одновременно нескольких горизонтов

При добыче нефти часто приходится встречаться с проблемой одновременной эксплуатации нескольких нефтеносных горизонтов, имеющих различные характеристики (пластовое давление, проницаемость, пористость, давление насыщения, вязкость нефти и другие) одной скважиной. К тому же, каждый горизонт иногда содержит несколько пластов с различными характеристиками, требующие индивидуального подхода к их разработке. Даже в пределах одного пласта, отличающегося достаточной геологической однородностью, 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. Наличие нескольких горизонтов или пластов с различными характеристиками вызывает необходимость их разработки самостоятельными сетками скважин [101]. Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что более половины всех капитальных вложений приходится на бурение скважин. Решать эту задачу обычно следует на первых стадиях разработки, а иногда и на стадии разведки или опытной эксплуатации месторождения, когда информация о геологическом его строении ограничена, вследствие малого числа скважин.

Бурение скважин с целью одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов, технология и метод широко использовался еще в 60-70-х годах прошлого столетия на ряде месторождений США. Вариантов установок для одновременной раздельной эксплуатации было разработано как для одновременно раздельной эксплуатации 2-х пластов, так и более, достигая 3-х и 4-х. Но для этого бурились скважины специальной конструкции [102].

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

В 1966 году проведено одновременной раздельной эксплуатацией двух пластов многочисленные нефтяные и нагнетательные скважины [103]. В Сибири впервые метод одновременно раздельной эксплуатации скважин начали испытывать и применять на Усть-Балыкском месторождении в 1965 году.

В законе о недрах Российской Федерации Центральной комиссией по разработке месторождений углеводородного сырья рекомендовано широкое применение одновременной раздельной эксплуатации за счет экономической целесообразности [104].

Основное требование одновременно раздельной эксплуатации скважин на основании различных исследований и приборами выявления по составу, определить долю в добыче каждого пласта.

Применение спуска двухлифтовых насосно-компрессорных труб необходимо в следующих случаях:

- скважины, имеющие значительные различия коллекторских свойств пластов и характеристик нефтей;
- обводненные скважины при больших перепадах давлений;
- для присоединения к уже эксплуатируемому горизонту малопродуктивного, эксплуатация которого отдельной скважиной нерентабельна;
- скважины с большим расстоянием по глубине между объектами.

Эффективность внедрения:

- сокращение объемов бурения за счет использования ствола одной скважины;
- эксплуатация одновременно объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефтей;
- повышение рентабельности отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Технология бурения скважин для одновременно раздельной эксплуатации отличается по конструкции от обычных скважин. Выбор конструкции таких скважин зависит от следующих факторов:

- наличие продуктивных горизонтов;
- совместимые условия бурения;
- устойчивость разбуриваемой породы в участке спуска эксплуатационного фильтр - хвостовика;
- при двухлифтной эксплуатации необходимо крепление устья скважины обсадной колонной не менее Ø244,5 мм и использование ее в виде эксплуатационной колонны.
- при наличии в скважине нескольких пластов, необходимо крепление некоторых из них обсадными трубами Ø244,5 мм, для обеспечения эксплуатации скважины один из спускаемых лифтов на 244,5 мм обсадной колонне.
- крепление остальных нижних продуктивных горизонтов необходимо произвести обсадными трубами или фильтрами Ø177 мм, 168 мм или 139,7 мм с целью эксплуатации их вторым лифтом.

В нефтяных скважинах с целью не повреждения коллекторских свойств продуктивных пластов, для вскрытия их используется буровой раствор на углеводородной нефтяной основе. Ведение бурения раствором на нефтяной основе устраняет прихватоопасность во время строительства вертикальных и наклонно-направленных скважин.

С целью увеличения скорости бурения обычно применяются винтовые забойные двигатели с алмазными долотами. В состав компоновки низа бурильных колонн в процессе бурения для точного определения вскрытия продуктивных горизонтов и с целью получения каротажных данных спускают прибор каротаж.

Выбор диаметров последней технической колонны и эксплуатационного хвостовика выбирается до точности, для правильного выбора пакеров,

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

газлифтных клапанов, мандрели, циркуляционных клапанов и других инструментов с целью компоновки их в насосно-компрессорные трубы и спуска внутрь обсадных колонн.

Спуск эксплуатационного хвостовика, составленного из обсадных труб или фильтра Ø139,7 мм, 168,3 мм и 177,8 мм проводится на бурильных трубах. Для надежного крепления их к промежуточной колонне Ø244,5 мм, на первой трубе (голове) эксплуатационного хвостовика устанавливается специальный пакер с помощью создаваемого давления на устье, который пакеруется на стенку обсадной колонны Ø244,5 мм.

Выбор вида пакеров и циркуляционных клапанов производится в зависимости от диаметра последней промежуточной технической колонны, эксплуатационного хвостовика и ожидаемого давления каждого пласта.

Все обсадные колонны цементируются до устья. Только в случае спуска эксплуатационного фильтр хвостовика не производится крепление с цементированием и разделение продуктивных пластов друг от друга производится специальными расширяющимся пакерами, которые оборудуются в составе компоновки спускаемых фильтров.

Расширение пакеров происходит после спуска колонны эксплуатационного хвостовик-фильтра на скважину под влиянием бурового раствора, спущенные пакера начинают по истечению 72 часов расширяться и полностью изолируют зону продуктивных пластов в открытом стволе скважины.

Имеются разные виды расширяющихся пакеров, которые расширяются на буровом растворе, основой которого является вода и углеводород. Выбор вида расширяющихся пакеров для изоляции открытого ствола зависит от вида применяемого бурового раствора.

Самой сложной задачей при бурении скважин с целью одновременной раздельной эксплуатации с применением бурового раствора на нефтяной основе является качественное цементирование открытого ствола. Так как

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

цементирование обсадных колонн при наличии на скважине нефтяного раствора невозможно, потому что имеются смазочные свойства, которые могут вызвать не качественное цементирование с образованием каналов между цементным камнем и открытым стволом или преждевременное цементирование. При цементировании необходимо использовать буферный раствор для полного вытеснения с открытого ствола скважины буровой раствор, используемый на нефтяной основе.

При использовании бурового раствора на нефтяной основе в процессе бурения все используемые буровые оборудования, в особенности резиновые элементы, обязательно должны быть устойчивыми к влияниям нефти и строго соответствовать соблюдению пожарной безопасности. После спуска эксплуатационного хвостовика, устье скважины оборудуется специальным противовыбросовым оборудованием для спуска одновременно два лифта в скважину. Производится перфорация всех пластов снизу вверх. С целью безопасности перфорация на наших всех четырех исследуемых скважинах произведена кумулятивными перфораторами ПКО-86, ПКО-102 и Энерджет - 42 на буровом растворе. Спуск параллельных лифтов насосно-компрессорных труб производится на специальных спайдер-элеваторах. Создавая избыточное давление, проводится испытание на герметичность пакеров и других элементов, входящих в компоновку двухлифтной эксплуатации скважины. На исследуемых скважинах в отдельности рассмотрим технологию бурения и выполненные работы с использованием новой технологии для ОРЭ несколько пластов.

Разведочная скважина № 147 площади Северный Готурдепе

Проектная глубина – 4400м.

Фактически пробуренная глубина – 4400м.

Фактическая конструкция скважины:

Ø426 мм – 596 м;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Ø324 мм – 2701 м;

Ø245 мм – 4140 м.

Скважина пробуренна наклонно-направленно с тремя участками профиля:

Первый участок: Вертикальный интервал ствола (0 – 3803 м)

В интервале от 0 – 3803 м буровые работы проводились вертикально.

В интервале от 2697-3803 м бурение скважины проводилось буровым долотом Ø295,3 мм и с использованием роторной компоновки.

Второй участок: Интервал набора зенитного угла (3803 – 4140 м)

В интервале 3803-4140 м сервисным обслуживанием компании “Schlumberger Logelco Inc.” для бурения 295,3 мм ствола использовался забойный двигатель Ø209 мм, с 1,15 градуса углом отклонения. На глубине 4140м зенитный угол скважины достиг примерно 43 градуса. В интервале набора зенитного угла бурение проводилось буровыми шарошечными долотами компании ОАО “Волгобурмаш” типа (IADC 137) и шарошечные долота типа (IADC 117), алмазные долота – PDC 293,3 мм компании “Smith Bits”.

Третий участок: Наклонно-направленный интервал ствола (4140 – 4400 м)

В интервале 4140-4400 м. буровые работы производились с помощью прямых забойных двигателей Ø172 мм, предназначенных для бурения ствола Ø 215,9 мм. В этом интервале использовалось алмазное долото – PDS Ø 215,9 мм. На глубине 4400 м со снижением зенитный угол достиг примерно 40 градуса и смещение ствола скважины от вертикального положения составило 300 м, общий угол магнитного азимута составил 264 градуса в сторону моря.

В интервале 3803-4400 м в процессе бурения с целью замера зенитного, азимутального угла с забоя на устье скважины в положении реального времени в компоновке низа бурильной колонны использовалась система

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

MWD компании “Schlumberger Logelco Inc.” А также, в этих интервалах в процессе бурения для проведения каротажных работ (гамма-каротаж, нейтронный) специальное оборудование комплектуется в составе низа бурильных колонн.

С целью увеличения скорости бурения, сокращение срока строительства скважины, а также сведения до минимума показателей повреждения коллекторских свойств продуктивных пластов с глубины 3803 м., использовался буровой раствор на углеводородной основе плотностью 1,35-1,45 г/см³. Сервисное обслуживание по приготовлению и очистке бурового раствора на углеводородной основе “Wersadril” выполнялось компанией “M-I SWACO”.

На основании результатов геофизических исследований на достигнутой глубине 4400 метров были вскрыты продуктивные горизонты красноцветной толщи VIII, IXa, IXb, IXw, IXg, IXd, IXe, НК, НК-1. На основании результатов исследований на глубине 4260-4400 м., установлен цементный мост и на пробуренный интервал ствола Ø295,3 мм на глубину 4140 м., спущена обсадная колонна Ø245 мм. Для проведения работ одновременного испытания и исследования нескольких продуктивных горизонтов в отдельности освоение скважины планировалось на двух лифтах. Скважина осваивалась со спуском и креплением специальных фильтров типа MESHRITE компании “Schlumberger Logelco Inc.”, из продуктивных интервалов 4238-4248 м. (НК-1), 4193-4150 м. (НК) на первом длинном лифте (Н=4140 м) и произведены перфорационные работы на обсадной колонне Ø 244,5 мм в интервалах 4040-4050 м, 4008-4030 м (IX) во втором коротком лифте (4060м). С целью обеспечения герметичности испытываемых объектов в открытом стволе (4148 м, 4197 м, 4237 м, 4251,5 м) использовался набухающий пакер на буровом растворе с углеводородной основой компании “Schlumberger Logelco Inc.” и на 244,5 мм обсадной колонне в интервале (4003 м, 4038 м) двухлифтные гидравлические пакера. А для эксплуатации

скважины газлифтным способом были использованы газлифтные клапана (рис. 4.8.).

Разведочная скважина № 37 площади Северный Готурдепе

Проектная глубина – 5200 м.

Фактически пробуренная глубина – 4953 м.

Фактическая конструкция скважины:

Ø426 мм – 594 м;

Ø324 мм – 2781 м;

Ø245 мм – 4761 м.

Ø178 мм “хвостовик” – 4691-4906 м (215 м).

Бурение после спуска и крепление технической колонны Ø244,5 мм проводилось буровым долотом Ø215,9мм с использованием роторной компоновки и бурового раствора плотностью 1,80 г/см³. На глубине 4953 метра бурением достигли до проектного горизонта и было вскрыта 12 продуктивных горизонтов нижнего красноцвета (рис. 4.9). По исследованиям каротажных данных в интервале 4906-4953 м был установлен цементный мост и для испытания объектов в вскрытых разрезах на глубину 4906 м., был спущен Ø177,8 мм хвостовик. Со входом 70 м верхнего конца хвостовика Ø177,8 мм во внутрь Ø244,5 мм технической колонны для подвешивания и обеспечения герметичности верхнего конца хвостовика использовалась система подвески хвостовика компании «Weatherford». Использование этой системы при спуске эксплуатационного хвостовика Ø177,8 мм привело к повышению надежности качества цементировочных работ и герметичности верхнего конца. В результате проведенных геофизических исследований уточнено вскрытие НК-7, НК-8, НК-9, НК-10 и НК-11 продуктивных красноватых горизонтов. Для проведения работ одновременного испытания и исследования нескольких продуктивных горизонтов в отдельности освоение скважины планировалось на двух лифтах.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

На Ø177,8 мм эксплуатационном хвостовике в интервалах 4706-4710 м, 4721-4724 м, 4726-4728 м. (НК-9), 4780-4786 м. (НК-10), 4818-4826 м, 4847-4750 м, 4856-4860 м. (НК-11) на первом длинном лифте (Н = 4815 м) и Ø244,5 мм технической колонне проведя перфорационные работы в интервалах 4448-4454 м. (НК-7), 4612-4618 м, 4626-4629 м (НК-8) во втором длинном лифте (4510 м) было определено произвести освоение скважины.

Для бесприпятственного спуска двухлифтной компоновки, внутри скважины призвели очистку ствола обсадной колонны скрепером и райбером. После подготовки спускаемого внутрискважинного оборудования спуск двухлифтной компоновки осуществлялся в следующем порядке (снизу – верх):

Воронка длинного лифта (конец) – 4815 м

Ø177,8 мм хвостовик Пакер типа Thundercat – 4810 м

Циркуляционный клапан - 4792м.

Ø177,8 мм хвостовик Пакер типа Thundercat - 4775 м

Циркуляционный клапан – 4739 м

Циркуляционный клапан – 4681 м

Пакер компании “Schlumberger Logelco Inc.” типа QMAX – 4670 м

Циркуляционный клапан в длинном лифте – 4563 м

Воронка короткого лифта (конец) – 4510 м

Гидравлический пакер для параллельного двойного лифта типа Hydrow II – 4505 м

Циркуляционный клапан – 4459 м

Гидравлический пакер для параллельного двойного лифта типа Hydrow II – 4397 м

Циркуляционный клапан – 4342 м

В спущенной двухлифтной компоновке применялся пакер типа QMAX (4670 м) компании “Schlumberger Logelco Inc.”, а все остальное оборудование использовалось компании «Weatherford». А для эксплуатации скважины

газлифтным способом были использованы газлифтные клапана компании «Weatherford».

Эксплуатационная скважина № 156 площади Северный Готурдепе

Проектная глубина – 4300 м.

Фактически пробуренная глубина – 4302 м.

Фактическая конструкция скважины:

Ø426 мм – 398 м;

Ø324 мм – 1999 м;

Ø245 мм – 4156 м.

Буровые работы завершились при достижении глубины 4302 метра с диаметром ствола Ø215,9 мм и использованием бурового раствора плотностью 1,50г/см³.

На глубине 4302 метра бурением достигнуто до проектного горизонта и были вскрыты продуктивные горизонты красноцвета IX, НК-1, НК-2 (рис. 4.10).

С целью предотвращения показателей повреждения коллекторских свойств продуктивных пластов в стволе Ø215мм в процессе цементирования в открытый ствол планировался спуск специальных фильтров. На основании этого в интервале 4147-4298,5 м в продуктивные горизонты НК-1, НК-2 нижнего красноцвета произвели спуск и крепление с 13-тью специальными фильтрами типа MESHRITE (длина одного фильтра 11,65 м) компании “Schlumberger Logelco Inc.”. Для беспрепятственного спуска специальных фильтров до проектной глубины одновременно внутри фильтра произвели спуск промывочного НКТ Ø73х5,5P105 NUE со стингером на бурильных трубах. Вход верхнего конца хвостовика фильтра во внутрь Ø244,5 мм технической колонны для подвешивания и обеспечения герметичности верхнего конца хвостовика использовался пакер типа “ULTRAPAK” компании «Weatherford». При посадке пакера типа “ULTRAPAK” на необходимую

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

глубину производился подъем промывочных НКТ Ø73х5,5Р105 NUE со стингером и бурильных труб.

Компоновка фильтр хвостовика (сверху-вниз):

Пакер типа “ULTRAPAK” – 4126-4129 м;

Обсадные трубы Ø139,7 мм. – 4129-4147 м;

Специальные фильтры типа MESHRITE (13 штук) – 4147-4298,5 м;

Промывочный башмак с двумя обратными клапанами и обсадная труба Ø139,7 мм. – 4298,5-4302 м.

После спуска фильтр хвостовика в проектную глубину на интервал 4000-4012 м. (IX) были проведены прострелочно перфорационные работы. Для беспрепятственного спуска двухлифтной компоновки во внутрь скважины произвели очистку ствола обсадной колонны скрепером и райбером. Длинный первый лифт был посажен на находящийся в верхнем конце фильтр хвостовика пакера типа “ULTRAPAK” (4127 м) компании «Weatherford», установлены специальные фильтры в интервале (4147-4298,5 м.) продуктивных горизонтов нижнего красноцвета НК-1, НК-2 и со спуском второго короткого лифта на глубину 3973 м произвели освоение продуктивного горизонта IX (4000-4012 м).

С целью обеспечения герметичности испытываемых объектов были использованы на двухлифтном НКТ пакера типа Hydrow II (3968м) и для однолифтных “ULTRAPAK” пакеры производства компании «Weatherford». А для эксплуатации скважины газлифтным способом были использованы газлифтные клапана компании «Weatherford».

Эксплуатационная скважина № 200 площади Северный Готурдепе

Проектная глубина - 4900 м.

Фактически пробуренная глубина – 4662 м.

Фактическая конструкция скважины:

Ø426 мм – 592 м;

Ø324 мм – 1999 м;

Ø245 мм – 4189 м.

Ø139,7 мм. “хвостовик” – 4170-4332 м (162 м).

Это четвертая скважина законченная бурением на мелководье Каспийского моря (рис. 4.11). До начала буровых работ силами строителей концерна “Туркменнефть” проведя дорогу внутри воды была подготовлена специальная площадка для монтажа буровых установок.

Буровых работы остановили в связи с вскрытием проектного горизонта (НК-8) на глубине 4662 метров с плотностью бурового раствора 1,50-1,52 г/см³.

На основании результатов геофизических исследований были вскрыты продуктивные горизонты красноцветной толщи IX, НК-1, НК-2. По исследованиям каротажных данных в интервале 4332-4490 м был установлен цементный мост и для испытания и исследования нескольких продуктивных горизонтов, в отдельности освоение скважины на двух лифтах, производился спуск эксплуатационного хвостовика Ø139,7 мм. Спуск и крепление Ø139,7 мм эксплуатационного хвостовика осуществлялся специальным оборудованием компании «Weatherford». Со входом 19 м (4170 м) верхнего конца хвостовика Ø139,7 мм во внутрь Ø244,5 мм технической колонны для подвешивания и обеспечения герметичности верхнего конца хвостовика использовалась система подвески хвостовика компании «Weatherford». Использование этой системы при спуске эксплуатационного хвостовика Ø139,7 мм привело к повышению надежности качества цементировочных работ и герметичности верхнего конца. На Ø139,7 мм эксплуатационном хвостовике проведя перфорационные работы в интервалах 4192-4198 м, 4204-4216 м, 4288-4292 м (НК-1, НК-2) продуктивных горизонтов красноцветной толщи на первом длинном лифте

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

(Н=4175 м) и Ø244,5 мм технической колонне проведя перфорационные работы в интервалах 4046-4052 м, 4057-4067 м, 4071-4077 м, 4079-4085 м, 4086-4092 м, 4094-4104 м, 4122-4128 м, 4134-4140 м, (IX) продуктивных горизонтов красноцветной толщи во втором длинном лифте (4040 м) было определено произвести освоение скважины.

После перфорационных работ для бесприятственного спуска двухлифтной компановки внутри скважины произвели очистку ствола обсадной колонны Ø218 мм райбером. После подготовки спускаемого внутрискважинного оборудования спуск двухлифтной компановки осуществлялся в следующем порядке (снизу – верх):

Воронка длинного лифта (конец)– 4175 м;

Гидравлический пакер типа “WH-6” для однолифтной НКТ – 4166 м;

Циркуляционный клапан (в длинном лифте) – 4147 м;

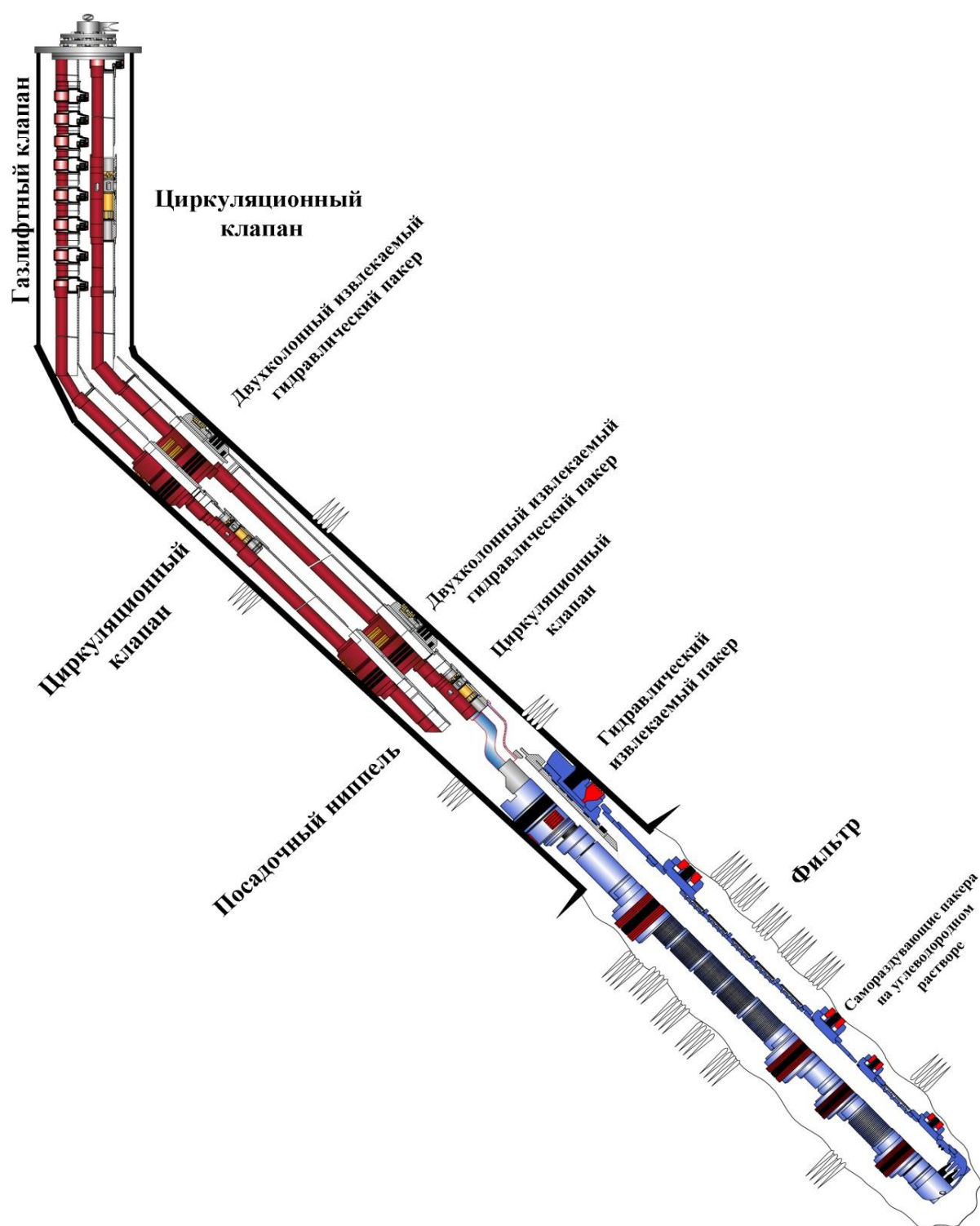
Воронка короткого лифта (конец) – 4040 м;

Гидравлический пакер для двойного лифта (типа Hydrow II) – 4030 м;

Циркуляционный клапан (в коротком лифте) – 4014 м

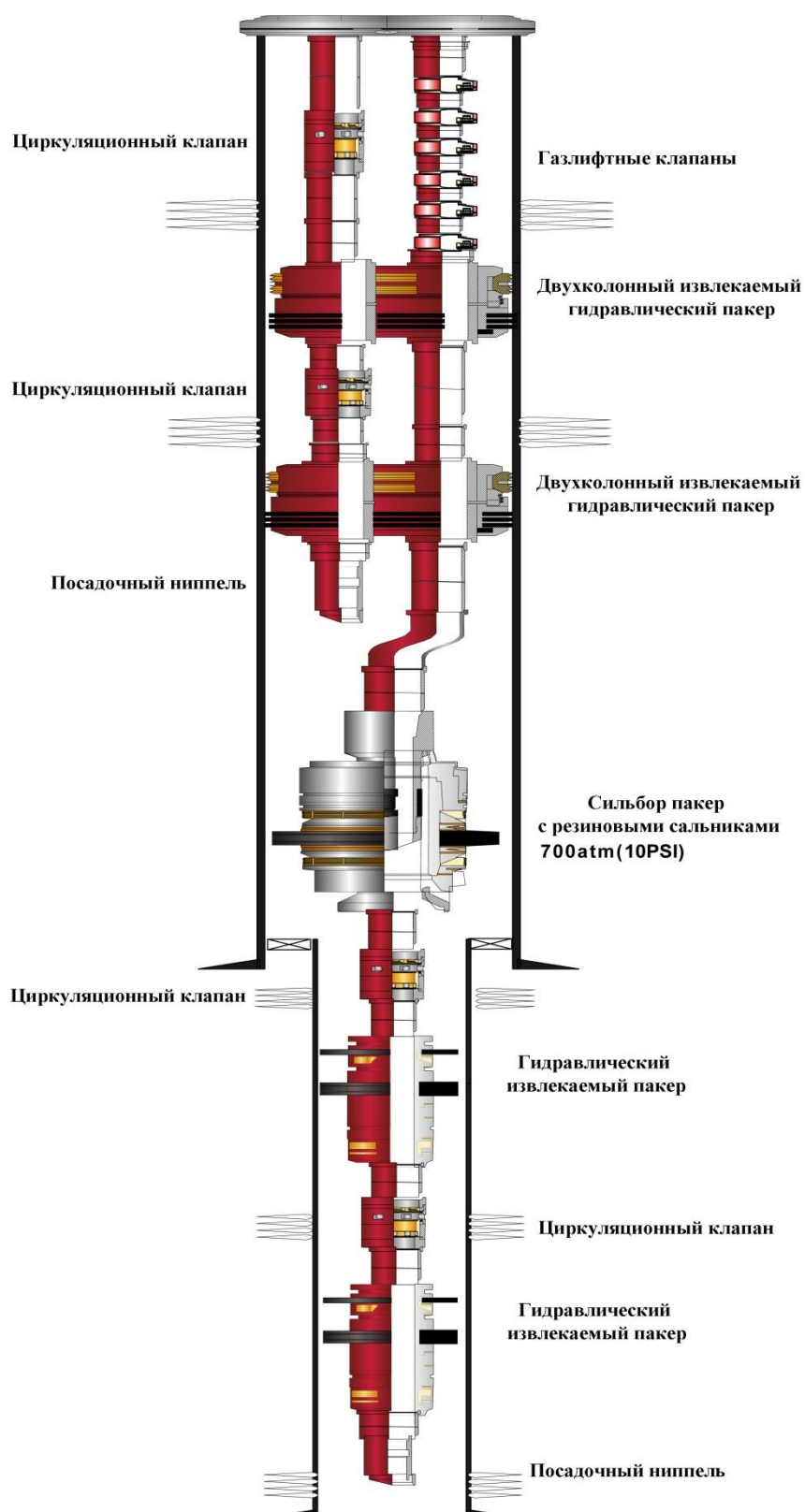
С целью обеспечения герметичности испытываемых объектов были использованы на двухлифтных НКТ типа Hydrow II (4030 м) и для однолифтных “WH-6” гидравлические пакеры производства компании «Weatherford». А для эксплуатации скважины с газлифтным способом использовались газлифтные клапана компании «Weatherford».

Продуктивные горизонты нижнего красноцвета НК-1, НК-2 на длинном лифте освоены Ø10 мм штуцером фонтанным способом, а продуктивные горизонты пачки IX освоены Ø22 мм штуцером газлифтным способом и получен большой приток нефти [91].

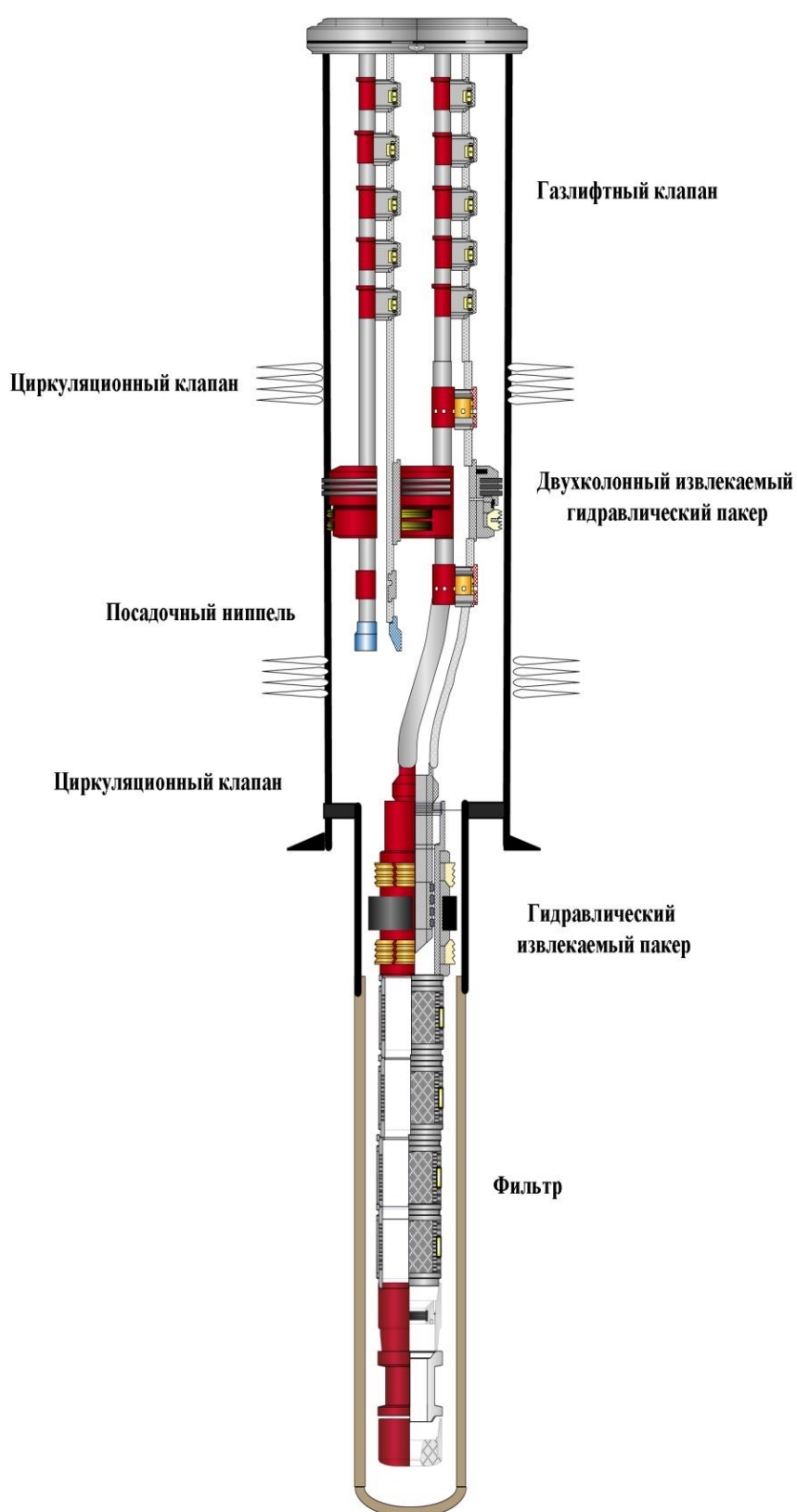


**Рис. 4.8. Конструкция скважины № 147 с двухлифтной НКТ
с внутри скважинным оборудованием для ОРЭ на месторождении
Северный Готурдепе**

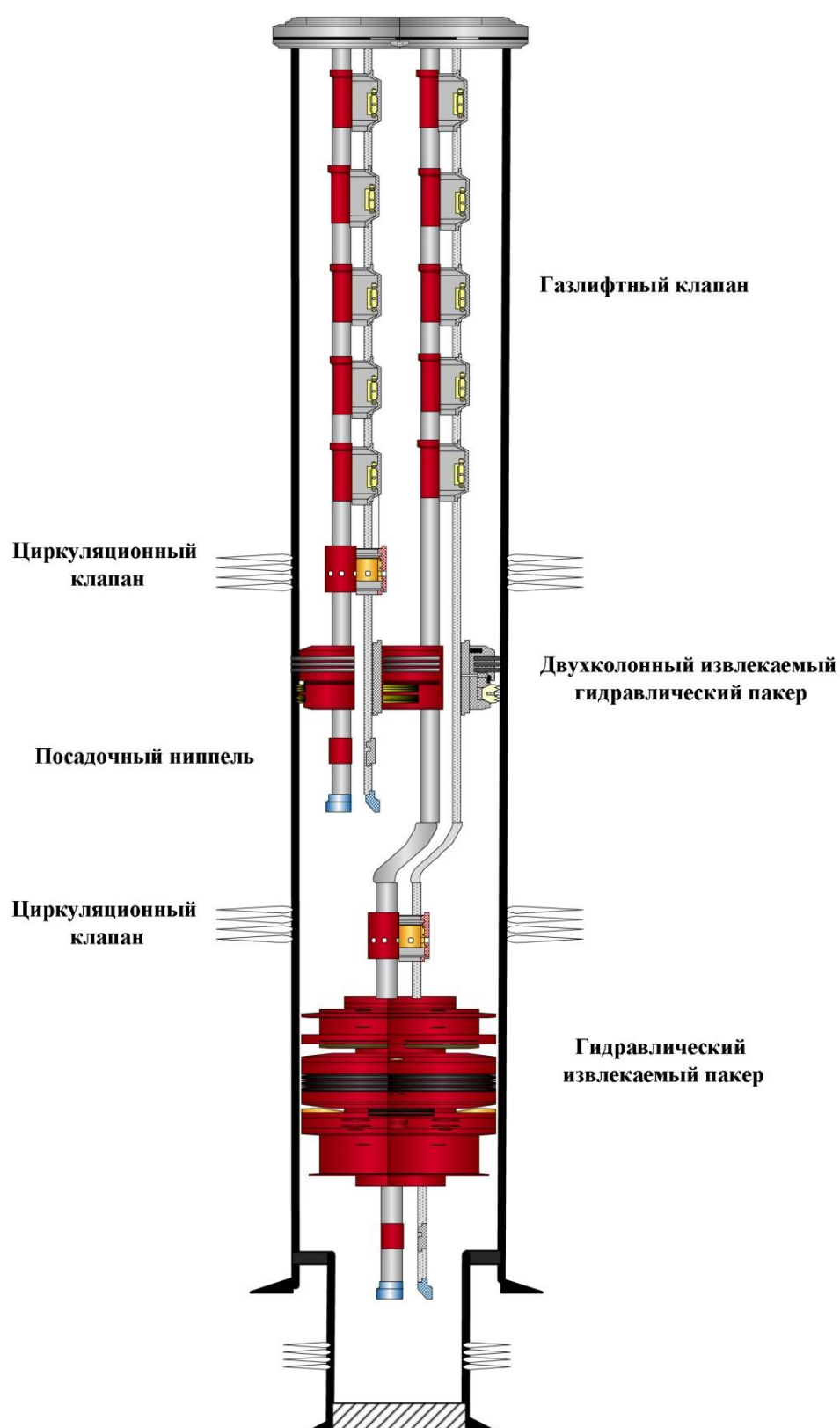
*ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН*



**Рис. 4.9. Конструкция скважины № 37 с двухлифтной НКТ
с внутри скважинным оборудованием для ОРЭ на месторождении
Северный Готурдепе**



**Рис. 4.10. Конструкция скважины № 156 с двухлифтной НКТ
с внутри скважинным оборудованием для ОРЭ на месторождении
Северный Готурдепе**



**Рис. 4.11. Конструкция скважины № 200 с двухлифтной НКТ
с внутри скважинным оборудованием для ОРЭ на месторождении
Северный Готурдепе**

ГЛАВА V.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ БУРОВОГО РАСТВОРА, ВСКРЫТИЕ И ОСВОЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

5.1. Приготовление буровых растворов и методов регулирования их свойств в сложных термогеохимических условиях горизонтального бурения скважин (на примере Туркменистана)

В процессе бурения основные требования от ингибированных и буровых растворов на углеводородной основе в основном заключаются в выполнение нижеследующих условий:

- эффективная очистка стенки скважин от выбуренных горных пород;
- предотвращение возможных поглощений бурового раствора в проницаемых пластах и прихват бурильных труб с горной породой;
- сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов.

Опыт бурения показал, что промывка водой снижает количество расхода и работоспособность глины, химических реагентов. Улучшает состояние ствола скважины на карбонатных породах, а также существенно уменьшает опасность прихвата бурильного инструмента со стороны горных пород. Однако вода не является универсальным промывочным средством и имеет следующие недостатки, ограничивающие ее использование:

- отсутствует возможность цементирования стенки скважины, цементируя и образуя тонкую прочную корку раствора;
- промывочный раствор проникновением в пласт не препятствует осыпанию горных пород;
- неспособность поддержать равновесие выбуренных пород после окончания циркуляции бурового раствора насосом;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- вступает в реакцию с частицами выбуренных пород, вызывая коррозию бурового оборудования и инструмента за счет растворения и насыщения солями в составе выбуренных пород;

- проникновение в пласты через поры, приводит к внезапному снижению эффективности проницаемости нефти при вскрытии нефтяных пластов.

Глинистый раствор считается коллоидной дисперсной системой, который в некоторых случаях образуется плотным смешиванием глины с водой. Такое смешивание глины и воды, а также при дисперсии воды между отдельными частицами глины, глина диспергируется на мелкие и очень мелкие частицы.

Растворы на основе глины обладают следующими преимуществами:

- глинизация стенок скважины при бурении горных пород;
- поддержание равновесия частиц выбуренных пород в составе раствора;
- возможность меньшего проникновения промывочного раствора через стенки скважины в горные породы;
- предотвращению коррозии буровых установок и инструмента.

К недостаткам глинистых растворов можно отнести то, что, создавая проникновение в порах нефтяных пластов, твердые частицы раствора, могут уменьшить эффективность нефтеотдачи пластов.

Раствор на нефтяной основе используется для увеличения продуктивности при вскрытии нефтяных пластов и гидроразрыве, а также для бурения пластов нестабильных глинистых солей. Устранение коагуляции и дренирование продуктивных пластов позволяет увеличить нефтегазоотдачу.

Но, прежде чем создавать подобный раствор, необходимо разработать технологические требования к нему. Эти требования, исходя из общих и

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

конкретных термогеохимических условий строительства скважин, содержат как общеизвестные, так и специальные требования.

В перечень этих требований, наряду с общеизвестными, такими как:

- а) разрушение и очистка забоя;
- б) транспортировка выбуренной породы на дневную поверхность и удаление ее из раствора на вибросите;
- в) охлаждение долота;
- г) минимизация гидравлических сопротивлений;
- д) повышенная глиноёмкость;
- е) стабильность технологических параметров в термобарических условиях скважины.

Были включены и специальные требования:

Коэффициент вспенивания раствора 0-0,05.

Минимальные величины $F_{отр.}$ (0,05-2,50 кг/см²), исключающие вероятность прихвата бурильного инструмента.

Усиленные крепящие свойства раствора для обеспечения устойчивости ствола на весь проектный период бурения в основном его искривленного и горизонтального участков.

Минимальные величины поверхностного натяжения фильтра на пограничной поверхности с углеводородами для предотвращения образования в поровом пространстве пласта вязких эмульсионных паст $\sigma = 1 \div 2$ мН/м.

Коэффициент восстановления проницаемости продуктивного пласта $\beta = 98-100\%$.

Сущность изложенных требований к раствору и определяющие их интервалы величин обусловлена, в конечном итоге, необходимостью безаварийного строительства скважины и исключением опасности осложнений в течение всего периода этого строительства.

Обоснование разработанных требований к раствору.

1. Предрасположенность раствора к вспениванию, что вполне закономерно при использовании в качестве стабилизаторов химических реагентов лигносульфонатов, неминуемо приведет к образованию жестких и механически прочных пенных систем. Последние не настолько опасны из-за ухудшения показателей раствора, насколько из-за искажения реальных величин этих показателей и их несоответствия в термобарических условиях и на дневной поверхности.

2-3. Коэффициенты трения и усиления адгезионного взаимодействия металла с поверхностью фильтрационных корок – в принципе взаимосвязаны. Они характеризуют потенциально возможные осложнения типа затяжек и прихвата бурильного инструмента. Величины этих показателей регламентированы, исходя из предварительных стендовых экспериментов последующих опытно-промышленных испытаний.

4. Период устойчивости – само собой разумеющийся показатель. Его уменьшение неминуемо приведет к несоответствию проектных решений и фактического состояния пробуренной скважины.

5-6. Величины поверхностного натяжения и восстановления проницаемости и восстановления проницаемости являются теми прямыми показателями, которые и определяют целесообразность строительства скважины и ее экономическую эффективность.

В соответствии с разработанными требованиями такой раствор был создан (точнее система растворов).

Она обладает совокупностью технологических и экономических преимуществ в сравнении со своими прототипами. Ее эффективность определяется поверхностно-активными веществами и широким спектром полиминеральных ингибиторов, преимущественно кальциевого и

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

полимералюминатного типа. По этой причине приводится аббревиатура системы раствора АЛКАР (алюмо-кальциевый раствор).

АЛКАР представляет комплексно-ингибированную систему, активно воздействующую на все, в том числе и на межслоевые, свободных глинистых минералов. Ее свойства усилены гидрофобизирующим действием комбинированных ПАВ. Действующим началом АЛКАРА являются гидролизаты портландцементов, содержащие одновременно катионные и анионные формы минеральных ингибиторов. Активность этих ингибиторов усиливается гидрофобизирующим действием ПАВ за счет создания на мозаичных поверхностях глинистых чешуек водоотталкивающего углеводородного экрана.

В задачу настоящей работы не входило детальное изложение проведенных исследований, охватывающих весь комплекс направлений по каждому из регламентированных требований.

Специфика термогеохимических особенностей в конспективном изложении представляет:

а) повышенную (от 30 до 100%) заглинизированность разреза. Наибольшие трудности возникают в отложениях коллоидальных «черных» глин.

б) чередованием зон АВПД и АНПД.

в) относительно слабой засоленностью пород разреза, водные вытяжки из которых представляют собой морскую воду, на которой и осуществляется приготовлением буровых растворов и химических реагентов.

г) невысокими температурами, достигающие 100 °С на глубине 5000м.

Термогеохимические особенности определяют возникновение и развитие ряда осложнений (затяжки, посадки, проработки суженных участков ствола, сальники, а иногда и прихваты бурильного инструмента).

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Осложнения же в свою очередь предопределяют выбор типов буровых растворов, которые если уж и не предотвращают осложнения, то снижают их интенсивность. Величины технологических параметров этих растворов составляют:

$$\rho - 1,20 \div 2,40 \text{ г/см}^3$$

$$\text{УВ} - 25 \div 100 \text{ с}$$

$$Q_1 - 0 - 20$$

$$Q_{10} - 0 - 80$$

$$\Pi_{\text{пл}} - 8 - 18$$

$$T_0 - 20 - 90$$

$$K_{\text{л}} - 40 - 400$$

$$\text{ВВМ} - 6 \div 20 \text{ см}^3$$

$$\text{ВАР} - 10 - 30 \text{ см}^3$$

Безусловно, на практике имеют место отклонения от указанных величин, но это связано с нарушением технологии бурения.

Перечисленные параметры и их величины обусловлены не только накопленным в течение многих лет практическим опытом, но и большой теоретической и экспериментальной проработкой проблемы взаимосвязи соответствия типов и показателей буровых растворов термогеохимическим условиям бурения.

При этом особое внимание уделялось прихватам бурильного инструмента. В условиях же Юго-Западной части Туркменистана основные работы в решении этой проблемы принадлежат А.И. Пенькову и возглавляемому им коллективу авторов.

В связи с необычайной важностью решаемой проблемы в особо сложных термогеохимических условиях бурения автор приводит ниже некоторые результаты проделанной работы.

При бурении скважин в Туркмении нашли широкое применение различные типы растворов (обработанные УЦР, известковые, хлоркальциевые, хроматные). Указанные типы растворов в интервалах их применения достаточно точно отвечают условиям проводки скважин и обеспечивают в значительной мере устранение наиболее тяжелых и широко распространенных в свое время осложнений. Широкое применение хроматных растворов явилось кардинальным средством поддержания и регулирования показателей растворов при бурении скважин, для которых характерны высокие забойные температуры. Однако, несмотря на хорошее качество растворов при бурении глубоких скважин не всегда удается избежать осложнения, связанные с прихватом бурильной колонны. Опыт проходки глубоких скважин показывает, что основную массу прихватов составляют прихваты, возникающие под действием перепада давления.

Возможны два пути предотвращения указанного вида осложнений. С одной стороны, снижение перепада давления на проницаемые пласты с сохранением достаточного удельного веса раствора с целью предупреждения проявлений, что может быть достигнуто подбором рациональной конструкции скважины. С другой стороны, придание растворам таких свойств, чтобы они обеспечивали возможность нормальной работы при высоких значениях перепада давлений.

В связи с увеличением глубины бурения и многообразием факторов, оказывающих влияние на условия, способствующие возникновению прихвата, различное сочетание условий, как геологического, так и технического характера зачастую приводит к такому состоянию ствола скважины, когда

качество раствора, казалось бы, отвечающее всем ранее общепризнанным требованиям бурения, оказывается, по тем или иным свойствам, не пригодными для бурения скважины в данных условиях.

Исследование свойств применяемых в Туркмении растворов (обработанных УЦР, известковых, хлоркальциевых, хроматных) в условиях высоких температур и давлений показало, что под действием температуры и перепада давлений водоотдача многих растворов претерпевает значительные изменения (рисунок 5.1), причем рост температуры приводит к более интенсивному изменению свойств растворов. Несомненно, что значительное изменение водоотдачи растворов с ростом температуры и перепада давления должно оказывать существенное влияние на физико-механические свойства отлагаемых на стенках скважины корок и поведение скважины в процессе бурения.

Анализ качества раствора по ряду глубоких скважин показал, что, как правило, осложнения возникают тогда, когда качество раствора не соответствует условиям проводки глубоких скважин (забойная температура, перепад давления), на растворах с высоким удельным весом. Зачастую нормальные по стандартным показателям растворы в забойных условиях либо загустевают до полутвердого состояния, либо имеют высокую водоотдачу.

Как правило, такое положение возникает из-за отсутствия контроля над показателями раствора в забойных условиях, в связи, с чем не удается своевременно обнаружить начинающееся ухудшение качества раствора и принять необходимые меры для предупреждения развития осложнений в скважине. Контроль за качеством раствора стандартными методами не отражает истинного состояния раствора в забойных условиях.

Все это показывает, что возникновение осложнений (затяжек, посадок, прилипаний и прихватов бурильной колонны), связанных с действием

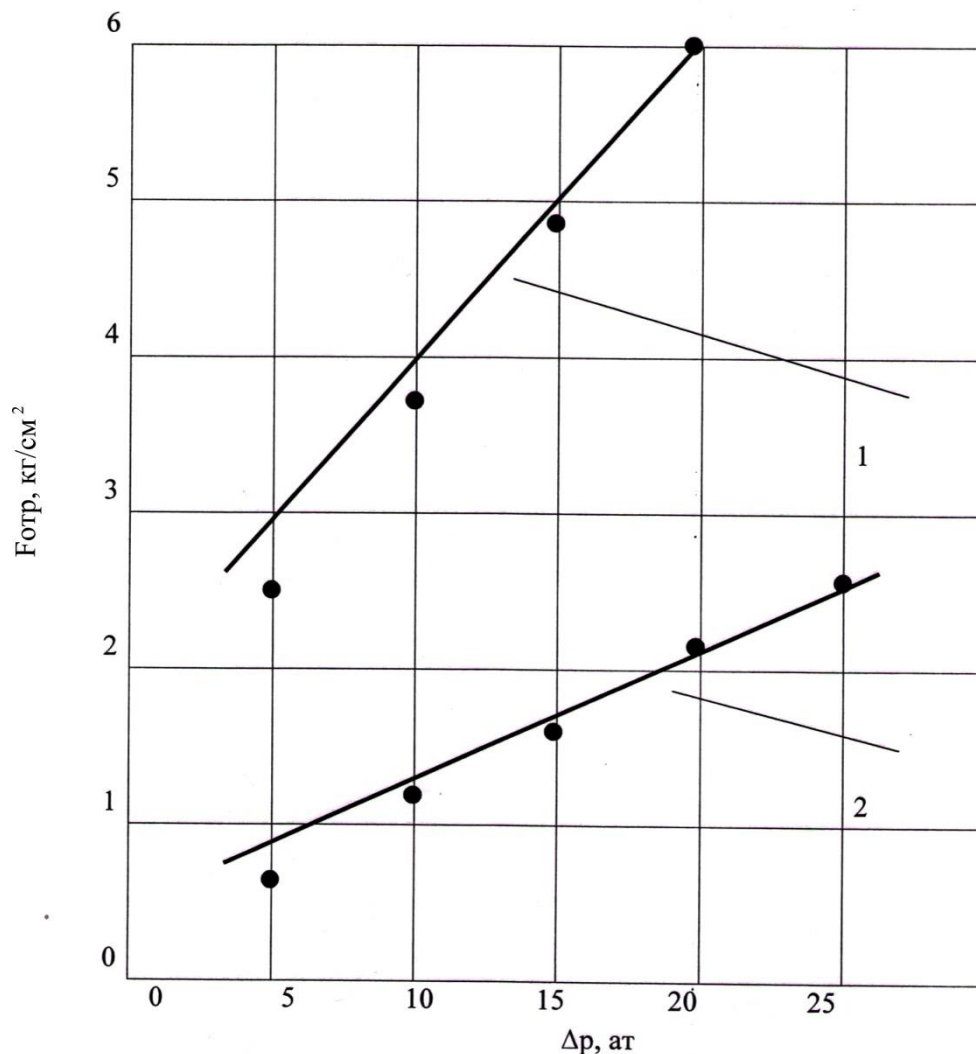
перепада давления, обуславливается водоотдачей раствора и физико-механическими свойствами формируемых корок в условиях температуры и перепада давлений, действующих в скважине.

Абсолютное значение усилия прихвата резко возрастает с ростом перепада давлений и водоотдачи. Показатель усилия прихвата ($F_{отр}$), характеризующий свойства корок, при прочих равных условиях, прямопропорционально связан с водоотдачей раствора, а при постоянной ее величине существенно зависит от типа химической обработки раствора и содержания смазывающих профилактических добавок (нефть, ПАВ, графит и др.).

Исследования показывают (ниже приведенный рисунок 5.1), что интенсивность изменения водоотдачи и сила прихвата $F_{отр}$ с ростом перепада давлений зависит от качества растворов. В связи с этим необходимо при бурении глубоких скважин применять такие растворы, которые бы имели низкие значения силы прихвата и водоотдачи при высоких Δp и мало изменчивы к росту перепада давлений. Менее всего данные показатели изменяются у хроматного раствора с высоким содержанием S (от 3 до 5% на сухую). Данные растворы при температуре 110-120°C имеют низкую (5-8 см³) водоотдачу и формируют тонкие эластичные корки, мало изменяющие свою проницаемость с ростом Δp .

По сравнению с растворами, обработанными УЦР, хроматные растворы с высоким содержанием лигносульфонатов создают возможность работать при более высоких перепадах давления.

В настоящее время прочно утвердилось подтвержденное практикой мнение о необходимости придания буровым раствором гидрофобных свойств. Впервые в качестве основного гидрофобизирующего агента в буровых растворах стали применяться нефти, как правило, тех месторождений, где осуществляется бурение.



**Рис. 5.1. Влияние перепада давления на показатель отрыва кольца ($F_{отр}$)
Гуматный раствор; Хроматный раствор**

Резюмируя сложившиеся представления, можно привести следующий перечень положительных свойств, которые нефти придают буровым растворам:

Улучшение технологических свойств растворов такие как: снижение водоотдачи, улучшение реологических показателей, повышение коагуляционной устойчивости в присутствии электролитов, уменьшение липкости и толщины фильтрационных корок, придание растворам ингибирующего эффекта за счет гидрофобизации выбуренной породы.

Экранирование металла бурильной колонны и стенок ствола скважины углеводородными пленками, снижающими коэффициент трения вращающихся (трущихся) поверхностей, уменьшение силы прилипания и, соответственно, силы отрыва колонны бурильных труб от фильтрационной корки, уменьшение образования сальников, снижение интенсивности затяжек и количества прихватов.

Улучшение технологичности процесса бурения, уменьшение крутящего момента и усилий, прилагаемых при перемещении колонны, повышение буримости пород и, соответственно, увеличение механической скорости бурения.

И все же вся перечисленная масса достоинств, обуславливаемых нефтью, при внимательном рассмотрении представляется на наш взгляд совокупностью отдельных фактов, малосвязанных друг с другом. Внешне это следует хотя бы из сопоставления таких фактов, как диапазон содержания нефти и растворах, который составляет 8-25%, пеногасящая роль нефти и пенообразующая, среда для флокуляции барита и, в то же время, - структурообразующая, при которой стабильность повышается; увеличенная вязкость нефти, являющаяся неотъемлемой причиной образования флоккул утяжелителя и, в то же время, очень близкие величины кинематической вязкости нефтей разных месторождений при температурах 70-100°C, характерных для забойных глубин 3000м и выше, при которых флокуляция ни разу не отмечена. Перечень несоответствий, а порой и их прямую противоречивость, можно было бы продолжить, но уже и из указанного, видно, что как собственно нефть, так и процессы, протекающие между нею и компонентами буровых растворов, равно, как и явления, лежащие в основе этих процессов или предшествующие им и не связанные с присутствием нефти, обойдены исследователями. Ими сообщены преимущественно внешние проявления этих процессов, что и привело к набору фактов,

сделанных из них выводы и рекомендации, прямое использование которых может нанести, пожалуй, больше вреда, чем пользы.

В интерпретации свойств нефтеэмульсионных буровых растворов и процессов, обуславливающих эти свойства, наиболее значительна работа Э.Г. Кистера, в которой он, наряду с констатацией изменения показателей растворов, их технологической эффективности, приводит и причины, обуславливающие те или иные явления, наблюдаемые в буровых растворах при добавлении к ним нефти.

Нефтеэмульсионные буровые растворы представляют собой преимущественно растворы 1-ой степени или прямые эмульсии. Устойчивость таких эмульсий обусловлена эмульгаторами, роль которых выполняют глины и химические реагенты. В свою очередь, стабильность эмульсий (по П.А. Ребиндеру) определяется механической прочностью поверхностных слоев глобул.

Особое значение, поэтому Э.Г. Кристер придает высокодисперсным глинистым частицам, выполняющим функции твердых эмульгаторов. Они сосредотачиваются на поверхности раздела фаз и, тем самым, уплотняют пограничный слой нефть-глина сфера-вода. Структурированные адсорбционные слои обладают большой прочностью. Еще большую прочность они приобретают в том случае, если глинистые частицы стабилизированы химическими реагентами. Такая эмульсионная система устойчива к агрегированию.

Роль глинистых частиц не однозначна. Экранируя глобулы нефти, они в то же время вступают во взаимодействие с нефтью, образуют суспензионно-эмульсионные структуры, обладающие большой жесткостью и прочностью. По этой причине нефтеэмульсионные растворы обладают с одной стороны (положительный) нормальными структурно-механическими свойствами, с другой (отрицательной) – меньшей глиноемкостью. Негативная сторона

нефтеэмульсионных растворов нейтрализуется либо разбавлением водой, либо дообработкой понизителями вязкости, либо УЦР.

Кроме того, специфика нефтеэмульсионных растворов определяется еще двумя причинами: 1) непосредственным взаимодействием глинистого материала с нефтью, которое выражается в том, что нефть заполняет межплоскостные зазоры в глинах. В монтмориллонитовых, например, это объемное поглощение нефти увеличивает межпакетные расстояния до 17°А , а в отсутствии воды в самой нефти – до 29°А . 2) сами нефтематеринские эмульгаторы повышают стойкость эмульсий. Наиболее активны высокомолекулярные асфальтены и смолы, менее – парафины, щелочноземельные нафтенаты, высокоуглеродистые частицы (очевидно, карбоны и карбоиды). Вместе с тем на «модельных» продуктах различного группового состава показано, что с повышением содержания асфальтенов ароматических фракций получение в глинистых устойчивых эмульсиях требует все возрастающих количеств гидрофильных эмульгаторов. Введение их устраняет различия в эмульгируемости.

Защитные реагенты типа КМЦ, крахмала и акрилатов мало поверхностно активны, но они обеспечивают устойчивость эмульсий вследствие образования высоковязких гидратированных оболочек. Эти же свойства присущи гуматам, лигносульфонатам, окзилу, КССБ, обладающие кроме того еще и поверхностной активностью.

Итак, достаточно полный обзор по нефтеэмульсионным растворам сводится к нескольким нижеследующим позициям:

1. Нефтеэмульсионные глинистые растворы представляют собой сложные многокомпонентные системы, в которых диспергированы глобулы нефти.

2. Агрегативная устойчивость обеспечивается за счет эмульгирующей роли глин, природных нефтяных эмульгаторов.

3. Стабильность достигается за счет образования на поверхности нефтяных глобул, структурированных глинистых сфер, гелеобразных оболочек за счет химических реагентов. Стабильность усиливается за счет взаимного упрочнения пограничных сфер сочетанием глин с реагентами.

4. Упрочняющая способность химических реагентов и их гидрофилизирующая способность ослабляются в ряду КМЦ-гипан-УЩР-окзил.

5. Нефти заполняют межпакетное пространство в глинах.

6. Глобулированная нефть, взаимодействуя с прилегающими глинистыми частицами, образует прочный суспензионно-эмульсионный каркас.

7. Нефть, в сочетании с эмульгаторами, обуславливает флокуляционное осаждение флотационных баритов.

8. Нефть при определенных концентрациях (8%) способствует турбулизации растворов, а при более высоких (20%) вызывает загущение.

9. Оптимальное содержание нефти в растворах составляет: 5-10%, 8-10%, 10-15%.

5.2. Смазывающие свойства нефтэмульсионных растворов на водной основе

Смазывающие свойства нефтэмульсионных растворов не могут быть отнесены ко всей системе растворов в целом, ни даже к вторичным фрагментам, образовавшимся в растворах по мере эмульгирования нефти. Эти свойства определяются только индивидуальными свойствами определенных компонентов нефти.

Зарубежные авторы, описывая смазочные масла, сообщают о том, что из них не выделено индивидуального вещества, но на основании физических (спектральных) и химических исследований отдельных фракций они пришли

к следующему заключению: 18-26% составляют насыщенные углеводороды с нормальной и возможно, разветвленной цепью, 43-51% - алкилированные нафтенy с одним, двумя и тремя кольцами, 23% - алкилированные нафтенo-ароматические углеводороды, имеющие два, три или четыре кольца и 8% - «асфальтовые» вещества, вероятно, представляющие собой в основном ароматические соединения. Кроме ароматических углеводородов асфальтены содержат также азот, серу и кислород.

Казалось бы, эта конкретная рецептура упрощает выбор нефти и создание многофункционального состава, так как все это – компоненты высокомолекулярных фракций нефти, доступного и недорогого продукта.

Однако, авторы в ряде работ сообщают о том, что в буровых растворах, содержащих СМАД, сульфол и нефть происходит гидрофобная флокуляция, приводящая, в конечном итоге к прихвату бурильного инструмента. Наши исследования подтверждают это.

Таким образом, потенциальная опасность гидрофобной флокуляции барита и ухудшение реологии растворов накладывают запрет на применение нефтей с большим содержанием смол и асфальтенов. Этот запрет объясняет необходимость применения нефтей со слабыми смазывающими свойствами, но безопасными в ином отношении.

Используя накопленный научно-технический материал по приготовлению бурового раствора для строительства скважины с горизонтально расположенным участком ствола в продуктивном пласте можно было бы смоделировать раствор с оптимальными свойствами, однако, ряд негативных факторов (часть из них приведена ниже) поставил под сомнение эту возможность и, исходя из этого, обусловлена необходимость создания нового типа растворов и реагентов для регулирования их свойств.

Выше было сказано о том, что разбуриваемые разрезы содержат заглинизированные интервалы, в которых содержание глины достигает иногда

100%. Это так называемые отложения «черных» глин Апшеронского яруса. Именно в большей степени определяют осложнения в процессе бурения. Впрочем, хотя и в меньшей степени, такие же осложнения возникают по глубине вскрываемого разреза.

Эти осложнения обусловлены способностью глинистых пород к спонтанному набуханию и диспергированию в массе раствора.

Осложнения выражаются в виде ухудшения параметров буровых растворов, сужения ствола, проработок пробуренных интервалов, затяжках и посадках, а порой и прихватах бурильного инструмента. Вся совокупность осложнений проявляется, в основном, при вскрытии и разбурировании отложений монтмориллонитовых глин и проявляется в той или иной степени, чем больше коллоидальность глин и мощность их отложений.

В качестве профилактического средства в этих условиях используются ингибированные системы буровых растворов.

Вначале это были кальциевые соединения, по названию которых получили название и растворы: известковые, гипсовые, хлоркальциевые. Однако при определенных условиях и эти растворы оказались неэффективными. Тогда появились хлорнатриевые, хлоркалиевые и аммонийные растворы. Но, как и в случае с кальциевыми системами, наряду с положительными результатами имели место и отрицательные. К этому времени накопился достаточный объем знаний, чтобы понять простую истину – природа разбуриваемых отложений многообразна и попытки решить все проблемы единым, даже весьма эффективным ингибитором, обречены на неудачу. Эти проблемы стали решать комплексно, опираясь при этом на минералогию и геохимию пород разбуриваемого разреза. Так и появились, начиная, например, с 70-х годов, композиционные ингибиторы и, соответственно, новые типы растворов: гипсоизвестковые, известково-

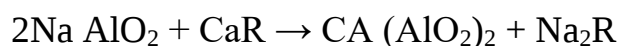
калиевые, гипсо-калиевые. Все это катионные формы ингибирования. Наряду с ними получили право и направления анионного ингибирования. Это были сульфатные растворы, засоленные поваренной солью, силикатные и малосиликатные, и, наконец, алюминатные, но и в этом случае проблема универсального ингибитора решения не имела. И тогда появились ингибированные растворы третьего поколения, которые по характеру своего воздействия получили название комплексного ингибирования. Это, прежде всего, алюминатные глинистые растворы, алюмокалиевые, алюмоаммиачные, хромокалиевые и растворы серии АЛКАР – алюмок. Однако известные ингибиторы нейтрализуют, как правило, лишь один из двух лиофильных участков мозаичной поверхности глинистых частичек – либо расположенные по плоскостям отрицательно заряженные участки, либо положительно заряженные, расположенные и на гранях и изломах. Поскольку глины дифильны и жестко амфотерны, одностороннее ингибирование будет гораздо менее эффективно, чем многостороннее.

Первое место в ряду комплексно-ингибированных систем с участием алюминат-иона по праву принадлежит созданному во ВНИИГАЗе АЛГР-алюминатному глинистому раствору. Его авторы – Жуховицкий С.Ю. и В.А. Беликов и др. – разработали теоретические основы и практические рекомендации по применению АЛГР. Работая с метаалюминатами в качестве ингибиторов и сульфит-спиртовой бардой (ССБ) и техническим животным жиром в дизельном топливе в качестве пеногасителя, они показали, что этот тип раствора не только хорошо сочетается с ингибиторами кальциевой основы (известью, гипсом и хлоридом кальция), но и с поваренной солью, при ее концентрации до 25%. Эти растворы обладают повышенной глиноемкостью (до 680-700 г/л для малоколлоидной глины и до 350-400 г/л высококоллоидной) и хорошо утяжеляются мелом до удельного веса

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

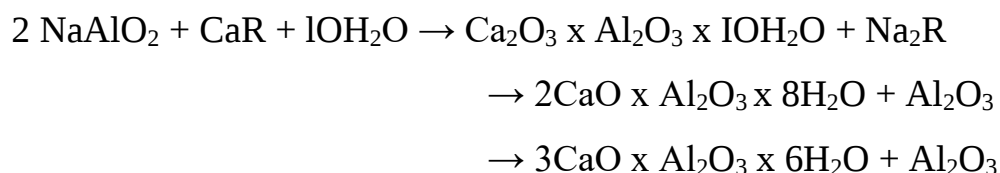
1,55-1,65 г/см³ и баритом до 2,20 г/см³. По тем временам подобная величина удельного веса баритизированного раствора могла считаться рекордной.

Исходя из того, что авторы использовали в качестве стабилизатора кальциевую барду и метаалюминат натрия и, предположив, что между ними должна существовать обменная реакция, они вышли на метаалюминат кальция по схеме:



где R – лигносульфонатный анион. Строго говоря, это не совсем так, хотя схематично и верно.

Далее, по аналогии с существовавшими представлениями о механизме гидратации гипсоглиноземистого цемента, они предположили, что монокальциевый гомолог утрачивает часть гидратносвязанной воды и превращается в 2-х и 3-х – кальциевые гидроалюминаты, параллельно с которыми образуются и гель глинозема. В обобщенном виде логика их исследований сводится к простой ступенчатой схеме:



Все соединения в момент образования весьма активны и могут взаимодействовать с глинистыми минералами по боковым (разорванным) связям.

С течением времени авторы приходят к убеждению, что использование в качестве ингибитора водного раствора натрий-алюмината сопряжено с рядом трудностей, обусловленных низким качеством продукта, ограниченным сырьевой водой и нестабильностью свойств растворов и переходят к использованию алюминатных цементов.

Из вышеприведенного обзора видно, что основные тенденции в развитии буровых растворов сосредоточены на подавление лиофильности глинистых минералов, повышении устойчивости пристволенной зоны

скважины и снижении расхода химреагентов на обработку растворов и барита на доутяжеление их. Эта односторонняя тенденция в развитии буровых растворов и предопределила запрет на применение любого из этих растворов в процессе строительства скважины с горизонтальным расположением ствола в продуктивном пласте.

Дело в том, что по результатам лабораторных, стендовых и промысловых экспериментов было установлено, что вода и водные растворы резко, в худшую сторону влияют на коллекторские свойства продуктивных пластов. В частности, сообщается о том, что после обработки искусственных образцов песчаников растворами с внешней УВ – фазой или пенными системами начальная нефтепроницаемость практически не изменилась, а вот после обработки глинистым раствором, она уменьшилась в 1,5-2 раза, а коэффициент продуктивности в 2-3 раза.

Таким образом, одной из первоочередных задач, от решения которой во многом зависело успешное строительство скважины, была проблема создания и промышленной проверки бурового раствора, обладающего всей совокупностью положительных свойств известных типов буровых растворов. И, кроме того, обладающего улучшенными смазывающими свойствами, отлагающего в зоне фильтрации тонкую эластичную корку с минимальным коэффициентом липкости, оказывающим упрочняющее действие в зоне проникновения фильтрата и, наконец, сохраняющего коллекторские свойства продуктивного пласта на том же уровне, что и растворы на нефтяной основе.

Задача осложнялась еще и тем, что в этой скважине должен использоваться раствор, исключаящий брак в общем процессе строительства скважины, а это значит не просто создание раствора, а еще и его тщательная проверка по всем показателям, и не только в стендовых, но и промысловых условиях.

5.3. Рекомендации по использованию буровых растворов для успешного ведения буровых работ на месторождении Северный Готурдепе

В процессе бурения применяемый буровой раствор отвечает конкретным технологическим требованиям к ряду основных его свойств, выражаемых количественно и требующих измерения, контроля и поддержания на заданном уровне.

В зависимости от условий бурения нефтяных и газовых скважин, их глубины и сложности состава применяемых очистных агентов контроль их параметров можно подразделить на три уровня.

К первому уровню относится контроль параметров бурового раствора, обязательный для всех скважин и выполняемых с помощью приборов. Плотность, условная вязкость, статическое напряжение сдвига, показатель фильтрации (водоотдача), толщина фильтрационной корки, стабильность, суточный отстой (коллоидальность), содержание песка.

Второй уровень, соответствующий осложненным условиям бурения, дополняется определением пластической вязкости, предельного динамического напряжения сдвига, водоотдачи при повышенных температурах, содержания газа нефти, состава твердой фазы, напряжения прибуя (для эмульсионных растворов), степени минерализации (содержание ионов Ca , Mg , Na , K , Cl и др.).

Третий, наиболее полный и детальный уровень контроля параметров буровых растворов, выполняемых специальными приборами для определения смазочных способности раствора, напряжения сдвига фильтрационной корки, термообработка растворов и другие параметры [105].

Многообразие условий бурения, с одной стороны, и различия, и требования, которые предъявляются на различных стадиях бурения скважины, с другой, обусловили появление нескольких типов промывочных жидкостей.

Все эти жидкости разделяются на три основные группы:

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

а) промывочные жидкости на водной основе; к ним относятся вода и глинистые растворы;

б) промывочные жидкости на нефтяной основе;

в) газообразные рабочие агенты.

Опыт бурения показал, что, при промывке водой резко сокращаются расходы глины, химических реагентов и объем работ. Улучшается общее состояние ствола скважины в карбонатных породах и значительно уменьшается также число прихватов и затяжек бурильного инструмента.

Но вода не является универсальной промывочной жидкостью, и имеет следующие недостатки, которые ограничивают область ее применения:

- не может образовать на стенках скважины тонкой и прочной корки, которая цементировала бы стенки и препятствовала осыпанию их и фильтрации промывочной жидкости в пласты;

- не может удерживать выбуренную породу во взвешенном состоянии, при прекращении циркуляции насосом;

- реагирование с частицами разбуриваемых пород, растворением и насыщением с солями, которые вызывают коррозионное воздействие на оборудование и бурильный инструмент;

- проникновение по порам в пласт и резкое снижение эффективности проницаемости для нефти при вскрытии нефтенасыщенных пластов.

Глинистый раствор представляет собой коллоидно-дисперсную систему, которая образуется при весьма тщательном перемешивании некоторых глин водой. В процессе такого перемешивания глины с водой, а также в результате проникновения воды между отдельными глинистыми частицами происходит диспергирование глины на мелкие и мельчайшие частицы.

Растворы на глинистой основе имеют следующие преимущества:

- глинизация стенок скважины при разрушении горной породы;

- удерживание обломков выбуренной породы во взвешенном состоянии;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- возможно меньшее проникновение промывочной жидкости через стенки скважины в породы;

- не вызывает коррозию бурового оборудования и инструмента.

Отрицательной стороной глинистого раствора является следующее:

- при вскрытии нефтегазонасыщенных пластов с образованием проникновение в поры твердых частиц, которые могут снизить эффективность нефтегазоотдачи пластов. [106, 109].

Растворы на нефтяной основе применяются для повышения отдачи нефтеносных пластов при вскрытии и гидравлическом разрыве, а также в неустойчивых глинисто-соленосных отложениях. Устранение кольтматации и обводнение продуктивных горизонтов позволяет многократно повысить дебит нефти и газа [107].

На скважине № 147 Северный Готурдепе в качестве промывочной жидкости от нуля до глубины 4206 метров рекомендуется использовать утяжеленные, химически обработанные буровые растворы на водной основе, а с глубины 3800 метров до 4555 метров раствор на нефтяной основе.

Необходимые свойства буровых растворов определяются геологическими условиями и требованиями технологического процесса.

Бурение в интервале 0-600 метров под кондуктор Ø426 мм рекомендуется осуществлять на нефтеэмульсионном гуматно-лигносульфонатном буровом растворе.

Бурение в интервале 600-3800 метров под техническими колоннами Ø324 мм и 244,5 мм рекомендуется на алюмокальцевом буровом растворе типа АЛКАР-3 и с интервала 3800-4206 метров под техническую колонну на углеводородном буровом растворе.

Бурение интервала 4206 метров до 4555 метров под эксплуатационный хвостовик-фильтр Ø139,7 мм рекомендуется произвести на углеводородном буровом растворе, так как, эксплуатационную часть скважины планируется бурить наклонно-направленно.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Выбор бурового раствора для направленной скважины должен принимать во внимание несколько важных моментов: в частности, необходимость снижения риска прихвата колонны. Для этой цели с одной стороны нужно, чтобы вес раствора был минимальным, но соответствовал рабочему давлению, а с другой стороны важна правильность составления формулы раствора [108]. Использование специальных добавок, а также оптимизация геологических, химических и физических характеристик раствора, позволяют минимизировать трение между стволом и буровой колонной, а также риск дифференциального давления, вызванного процессами фильтрации по причине образования тонкой, эластичной и непроницаемой фильтрационной корки, которая предотвращает проталкивание труб и, следовательно, их прилипание на стенках ствола. Данные обе проблемы могут быть значительно нивелированы благодаря использованию обращенной эмульсии или бурового раствора на углеводородной основе.

На скважине № 37 Северный Готурдепе в качестве промывочной жидкости от нуля до глубины 4206 метров рекомендуется использовать утяжеленные, химически обработанные буровые растворы на водной основе.

Бурения в интервале 0-600 метров под кондуктор Ø426 мм рекомендуется осуществлять на нефтеэмульсионном гуматно-лигносульфонатном буровом растворе.

Бурение в интервале 600-5200 метров под техническими Ø324 мм, Ø244,5мм колоннами и эксплуатационный хвостовик Ø139,7 мм рекомендуется на алюмокальцевом буровом растворе типа АЛКАР-3.

На скважине № 156 Северный Готурдепе в качестве промывочной жидкости от нуля до глубины 4100 метров рекомендуется использовать утяжеленные, химически обработанные буровые растворы на водной основе, а с глубины 4100 метров до 4300 метров раствор на нефтяной основе.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Бурение в интервале 0-400 метров под кондуктор Ø324 мм рекомендуется осуществлять на нефтэмульсионном гуматно-лигносульфонатном буровом растворе.

Бурение в интервале 400-4100 метров под промежуточными колоннами Ø324 мм и Ø244,5 мм рекомендуется на алюмокальцевом буровом растворе типа АЛКАР-3.

Бурение интервала 4100 метров до 4300 метров под эксплуатационный хвостовик-фильтр Ø177,8 мм, рекомендуется произвести на углеводородном буровом растворе.

На скважине № 200 Северный Готурдепе в качестве промывочной жидкости от нуля до глубины 4900 метров рекомендуется использовать утяжеленные, химически обработанные буровые растворы на водной основе.

Бурения в интервале 0-600 метров под кондуктор Ø426 мм рекомендуется осуществлять на нефтэмульсионном лигносульфонатном буровом растворе.

Бурение в интервале 2000-4900 метров под техническую колонну Ø244,5 мм и эксплуатационный хвостовик Ø177,8 мм рекомендуется на алюмокальцевом буровом растворе типа АЛКАР-3.

На всех четырех скважинах рекомендуется:

параметры бурового раствора и расход химических реагентов корректировать по фактическим горно-геологическим условиям бурения;

необходимо свойства буровых растворов определить по геологическим условиям и требованиям технологического процесса.

Для приготовления глинистого раствора и регулирования содержания твердой фазы, а также для затворения реагентов используется морская вода [110].

По скважине № 147 площади Северный Готурдепе

Сложные термогеохимические условия бурения скважины № 147 площади Северный Готурдепе обуславливают, начиная от нуля и до проектной глубины необходимость применения буровых растворов с пониженной величиной водоотдачи и легко регулируемые реологическими и структурно-механическими показателями.

Буровые растворы на водной основе с поинтервальной сменой типа химической обработки, предусматривающей плавный переход от растворов, стабилизированных натрием - гуматами и лигносульфонатами, переводят в ингибированные системы алюмокальциевых растворов - АЛКАР-ЗМ

Температурные диапазоны применения буровых растворов:

Нефтеэмульсионный гуматно-лигносульфонатный раствор - $+22^{\circ}\text{C}$;
- $+34^{\circ}\text{C}$.

алюмокальциевые растворы - АЛКАР-ЗМ - $+34 - +92^{\circ}\text{C}$;

раствор на углеводородной основе (РУО) - $+92 - +104^{\circ}\text{C}$.

Нефтеэмульсионный гуматно-лигносульфонатный раствор используется от начала бурения и до момента падения его эффективности. С падением эффективности нефтеэмульсионного гуматно-лигносульфонатного раствора осуществляется перевод на ингибированные растворы системы АЛКАР-ЗМ и вскрытие продуктивных пластов на растворе углеводородной основе (РУО).

Интервал бурения 0 - 600 м

При бурении скважины начиная от нуля до глубины 600 м используется нефтеэмульсионный гуматно-лигносульфонатный раствор, для разбуривания неустойчивых песчано-глинистых пород четвертичного отложения и стабилизации ствола скважины.

В качестве регуляторов свойств бурового раствора используются реагенты стабилизаторы: гуматы – углещелочной реагент (УЩР) и лигно-сульфонаты – конденсат сульфат-спиртовой барды (КССБ-2).

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Для регулирования щёлочности раствора растворимости кальция в морской воде используется каустическая сода (NaOH). Из специализированных реагентов, функционально предназначенный для гидрофобизации твёрдой фазы бурового раствора и улучшения смазывающих свойств используются нефть и графит. Для предотвращения вспенивания раствора используется поверхностно-активное вещество – ПАВ ХТ-48. Водородный показатель pH раствора 8,5-9,0.

Приготовление нефтэмульсионного гуматно-лигносульфонатного раствора: в глиномешалку объемом 4м заливается вода до половины объёма и засыпается 60 кг каустической соды (NaOH) – осуществляется перемешивание в течение 15-20 минут, после этого засыпается 600кг УЦР при периодическом прокручивании лопастей глиномешалки и доливается вода до верхнего уровня. Смесь перемешивается в течении 1-1³⁰ часов, после этого реагент добавляется в буровой раствор в течении одного цикла циркулирования. При первой обработке к 100 м³ бурового раствора необходимо добавить 2-е глиномешалки (8 м³) реагента УЦР.

В глиномешалку объемом 4 м³ заливается вода до половины объёма и засыпается 70 – 80 кг каустической соды (NaOH) – осуществляется перемешивание в течение 15-20 минут, после этого засыпается 700 – 800 кг КССБ-2 при периодическом прокручивании лопастей глиномешалки и долив воды до верхнего уровня. Смесь перемешивается в течение 1-1³⁰ часов, после этого реагент выпускается в буровой раствор в течение одного цикла циркулирования. При первой обработке к 100 м³ бурового раствора необходимо добавить 2-е глиномешалки (8 м³) реагента КССБ-2.

На 100 м³ бурового раствора необходимо добавить нефти 10 т и графита 500 – 700 кг. ПАВ ХТ-48 применяется в буровом растворе в качестве пеногасителя. На 100 м³ бурового раствора необходимо добавить ПАВ ХТ-48 - 200 – 400 кг. Все эти реагенты поочередно добавляются в буровой раствор в течение одного цикла циркуляции в зависимости от объема обрабатываемого

бурового раствора. В дальнейшем обработка нефтеэмульсионного гуматно-лигносульфонатного раствора осуществляется с целью снижения вязкости раствора и водоотдачи до установленных величин параметров. В случае падения pH раствора ниже значения следует ввести в раствор необходимое количество NaOH. Приготовление и добавка реагентов в дальнейшем осуществляется по мере необходимости.

Интервал бурения 600-2700 м

При бурении скважины от глубины 600 м до глубины 2700 м используется ингибированный раствор АЛКАР-3М. Этот раствор используется с целью перекрытия высококоллоидных «чёрных глин» апшеронского яруса, склонных к обвалам. АЛКАР-3М обеспечивает подавление лиофильности глин, сокращает накопления избыточного объёма бурового раствора и одновременно обеспечивает устойчивость и упрочняет стенки ствола скважины.

В качестве регуляторов свойств бурового раствора используются реагенты: стабилизаторы лигносульфонаты – феррохромлигносульфонат (ФХЛС) и КССБ-2, ингибиторы – щелочные гидролизаты портландцемента, термостабилизаторы – бихроматы натрия ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$) или калия ($\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$), щёлочи – NaOH. Водородный показатель pH раствора 10-12.

Перевод бурового раствора в комплексно-ингибированную систему АЛКАР-3М: Готовится комплексно-ингибированная система АЛКАР-3М. В глиномешалку 4 м³ заливают 2-2,5 м³ морской воды, загружают 80-100 кг Хромпика и перемешивают 15-20 минут, добавляют 200-250 кг портландцемента, перемешивают 1-2 часа, затем, добавляют 100-150 кг щёлочи, перемешивают 20-30 минут, добавляют 500 кг лигносульфоната и 70-100 литров ХТ-48 перемешивают 1-2 часа. В глиномешалку добавляют морскую воду до уровня. Всё перемешивается 1-1³⁰ часа. После приготовления комплексно-ингибированная система АЛКАР-3М выпускается

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

в циркулирующий буровой раствор в течение одного цикла, вводится в буровой раствор в количестве 10-15% к объёму раствора. Время приготовления составляет 3-4 часа.

На 100 м³ бурового раствора необходимо добавить нефти 10-15 т и графита 500 – 700 кг. Все эти реагенты поочередно добавляются в буровой раствор в течение одного цикла циркуляции в зависимости от объёма обрабатываемого бурового раствора.

Потребность в последующей дообработке «ослабленного» ингибированного раствора целесообразна при увеличении структурно-механических свойств на 10-15%.

Интервал бурение 2700-3800 м

При бурении скважины от глубины 2700 м до глубины 3800 м используется ингибированный термостойкий раствор АЛКАР-ЗМ в зоне умеренных температур +92°С. Этот раствор используется с целью подавления глин нижней красноцветной толщи, стабилизации ствола скважины и чрезмерного насыщения выбуренной породы. Обеспечивает стабильность параметров раствора в зоне умеренных температур.

Интервал бурения 3800-4555 м

При бурении скважины от глубины 3800 м до глубины 4555 м используется раствор на углеводородной основе (РУО) в зоне повышенных температур +104°С, с целью подавления глин нижней красноцветной толщи и вскрытия продуктивных пластов скважины, стабилизации ствола скважины и чрезмерного насыщения выбуренной породы. Обеспечивает стабильность параметров раствора в зоне повышенных температур.

Растворы на углеводородной основе обеспечивают возможность бурения неустойчивых, набухающих или расширяющихся в водной среде породах, предотвращают сальникообразование и прихваты инструмента

вследствие перепада давления между скважиной и пластом. Они обладают лучшими смазывающими свойствами, предохраняют инструмент от коррозии. Такие растворы имеют преимущества при разбурировании глубоких горячих скважин, соляных, ангидритовых зон отложений, при бурении малого диаметра, при наклонно-направленном бурении, при разбурировании пластов, содержащих сероводород и двуокись водорода.

При бурении скважин на площадях ГК «Туркменнефть» компанией MI SWACO нашли широкое применение растворы «нормальной» системы «Версадрил». Эта система представляет собой растворы на основе дизельного топлива с сильно эмульгированной системой, которая выдерживает высокие температуры и при этом не утрачивает стабилизирующие свойства раствора. Эта система успешно используется для бурения глубоких скважин.

Приготовление рецептуры раствора на углеводородной основе в промысловых условиях на 1м³ раствора: в одну из емкостей заливают необходимое количество дизтоплива (0,5 м), затем при интенсивном перемешивании через воронку с помощью струи центробежных насосов и мешалок вводят эмульгаторы ПАВ – Версамул и Версакоат, добиваясь их полного растворения. В другой ёмкости готовят минерализованную воду (содержащую CaCl₂) требуемой активности. В ёмкость с обработанным реагентом дизельным топливом медленно добавляют минерализованную воду через воронку миксера, тщательно перемешивая (дополнительно можно добавить сухой порошок CaCl₂). Затем вводится негашеная известь (CaO), тщательно перемешивается 30-60 минут и вводится реагент понизитель фильтрации – Версатрол, мешается 30-60 минут. В полученный исходный раствор добавляется барит до требуемой плотности и перемешивается час. Определяются технологические параметры готового раствора.

Необходимостью является последовательность ввода реагентов и механическое перемешивание системы. В связи с этим на буровых должны использоваться миксеры постоянной скорости ($n = 2000$ об/мин. и более), а на

буровой должны использоваться гидромониторные и механические перемешиватели.

Информация рекомендованных параметров бурового раствора, при бурении под каждую колонну по скважине № 147 Северный Готурдепе изложены в таблице 5.1.

По скважине № 37 площади Северный Готурдепе

Сложные термогеохимические условия бурения скважины № 37 площади Северный Готурдепе обуславливают, начиная от нуля и до проектной глубины, необходимость применения буровых растворов с пониженной величиной водоотдачи и легкорегулируемыми реологическими и структурно-механическими показателями.

Буровые растворы на водной основе с поинтервальной сменой типа химической обработки, предусматривающие плавный переход от растворов, стабилизированных натрием – гуматами и лигносульфонатами, переводят в ингибированные системы алюмокальциевых растворов – АЛКАР-ЗМ

Температурные диапазоны применения буровых растворов:

- Нефтеэмульсионный гуматно-лигносульфонатный раствор - +22; - +40°C;
- алюмокальциевые растворы - АЛКАР-ЗМ- +40- +121°C.

Нефтеэмульсионный гуматно-лигносульфонатный раствор используется от начала бурения и до момента падения его эффективности. С падением эффективности нефтеэмульсионного гуматно-лигносульфонатного раствора осуществляется перевод на ингибированные растворы системы АЛКАР -ЗМ.

Интервал бурения 0-800м

При бурении скважины начиная от нуля до глубины 800 м используется нефтеэмульсионный гуматно-лигносульфонатный раствор, для разбуривания неустойчивых песчано-глинистых пород четвертичного отложения и стабилизации ствола скважины.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

В качестве регуляторов свойств бурового раствора используются реагенты стабилизаторы: гуматы – углещелочной реагент (УЩР) и лигно-сульфонаты – конденсат сульфат-спиртовой барды (КССБ-2). Для регулирования щёлочности раствора растворимости кальция в морской воде используется каустическая сода (NaOH). Из специализированных реагентов, функционально предназначенный для гидрофобизации твёрдой фазы бурового раствора и улучшения смазывающих свойств используются нефть и графит. Для предотвращения вспенивания раствора используется поверхностно-активное вещество – ПАВ ХТ-48. Водородный показатель pH раствора 8,5-9,0.

Приготовление нефтемulsionного гуматно-лигносульфонатного раствора: в глиномешалку объемом 4м заливается вода до половины объёма и засыпается 60кг каустической соды (NaOH) – осуществляется перемешивание в течение 15-20 минут, после этого засыпается 600кг УЩР при периодическом прокручивании лопастей глиномешалки и доливается вода до верхнего уровня. Смесь перемешивается в течение 1-1³⁰ часов, после этого реагент добавляется в буровой раствор в течении одного цикла циркулирования. При первой обработке к 100м бурового раствора необходимо добавить 2-е глиномешалки (8м) реагента УЩР.

В глиномешалку объемом 4 м³ заливается вода до половины объёма и засыпается 70 – 80 кг каустической соды (NaOH) – осуществляется перемешивание в течение 15-20 минут, после этого засыпается 700 – 800 кг КССБ-2 при периодическом прокручивании лопастей глиномешалки и долив воды до верхнего уровня. Смесь перемешивается в течение 1-1³⁰ часов, после этого реагент выпускается в буровой раствор в течение одного цикла циркулирования. При первой обработке к 100 м бурового раствора необходимо добавить 2-е глиномешалки (8м³) реагента КССБ-2.

На 100 м³ бурового раствора необходимо добавить нефти 10 т и графита 500 – 700 кг. ПАВ ХТ-48 применяется в буровом растворе в качестве пеногасителя. На 100 м³ бурового раствора необходимо добавить ПАВ ХТ-48 - 200 – 400 кг. Все эти реагенты поочередно добавляются в буровой раствор в

течение одного цикла циркуляции в зависимости от объема обрабатываемого бурового раствора.

В дальнейшем обработка нефтеэмульсионного гуматно-лигносульфонатного раствора осуществляется с целью снижения вязкости раствора и водоотдачи до установленных величин параметров. В случае падения рН раствора ниже значения следует ввести в раствор необходимое количество NaOH. Приготовление и добавка реагентов в дальнейшем осуществляется по мере необходимости.

Интервал бурения 800-2800м

При бурении скважины от глубины 800 м до глубины 2800 м используется ингибированный раствор АЛКАР-ЗМ. Этот раствор используется с целью перекрытия высококоллоидных «чёрных глин» апшеронского яруса, склонных к обвалам. АЛКАР-ЗМ обеспечивает подавление лиофильности глин, сокращает накопление избыточного объёма бурового раствора и одновременно обеспечивает устойчивость и упрочняет стенки ствола скважины.

В качестве регуляторов свойств бурового раствора используются реагенты: стабилизаторы лигносульфонаты – феррохромлигносульфонат (ФХЛС) и КССБ-2, ингибиторы – щёлочные гидролизаты портландцемента, термостабилизаторы – бихромагы натрия ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$) или калия ($\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$), щёлочи - NaOH. Водородный показатель рН раствора 10-12.

Перевод бурового раствора в комплексно-ингибированную систему АЛКАР-ЗМ: Готовится комплексно-ингибированная система АЛКАР-ЗМ. В глиномешалку 4 м³ заливают 2-2,5 м³ морской воды, загружают 80-100 кг хромпика и перемешивают 15-20 минут, добавляют 200-250 кг портландцемента, перемешивают 1-2 часа, затем, добавляют 100-150 кг щёлочи, перемешивают 20-30 минут, добавляют 500 кг лигносульфоната и 70-100 литров ХТ-48 перемешивают 1-2 часа. В глиномешалку добавляют морскую воду до уровня. Всё перемешивается 1-1³⁰ часа. После приготовления комплексно-ингибированная система АЛКАР-ЗМ выпускается в

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

циркулирующий буровой раствор в течение одного цикла, вводится в буровой раствор в количестве 10-15% к объёму раствора. Время приготовления составляет 3-4 часа.

На 100 м³ бурового раствора необходимо добавить нефти 10-15 т и графита 500 – 700 кг. Все эти реагенты поочередно добавляются в буровой раствор в течение одного цикла циркуляции в зависимости от объёма обрабатываемого бурового раствора.

Потребность в последующей дообработке «ослабленного» ингибированного раствора целесообразна при увеличении структурно-механических свойств на 10-15%.

Интервал бурения 2800-4800м

При бурении скважины от глубины 2800 м до глубины 4800 м используется ингибированный термостойкий раствор АЛКАР-3М в зоне повышенных температур +113°C. Этот раствор используется с целью подавления глин нижней красноцветной толщи, стабилизации ствола скважины и чрезмерного насыщения выбуренной породы. Обеспечивает стабильность параметров раствора в зоне повышенных температур.

Интервал бурения 4800-5200м

При бурении скважины от глубины 4800 м до глубины 5200 м используется ингибированный раствор АЛКАР-3М в зоне повышенных температур +121°C с целью подавления глин нижней красноцветной толщи и вскрытия продуктивных пластов скважины, стабилизации ствола скважины и чрезмерного насыщения выбуренной породы. Обеспечивает стабильность параметров раствора в зоне повышенных температур.

Информация рекомендованным параметрам бурового раствора, при бурении под каждую колонну по скважине № 37 Северный Готурдепе изложены в таблице 5.2.

286

Таблица 5.2
Типы и параметры буровых растворов для бурения разведочной скважины № 37 площади Северный Готурдепе

Параметры бурового раствора																	
Название (тип) раствора	Интервал, м		Плот- ность, г/см ³	Услов- ная вяз- кость, сек.	Водо- отдача, см ³ / 30мин	Корка, мм	СНС, кгс/см ² через, мин			Фазовый состав, % об.			pH	Мини- рали- зация, мг/л	Пласти- ческая вязкость, сПз	Динами- ческое напря- жение сдвига, мг/см ²	Са ⁺² мг/л
	От (верх)	До (низ)					1	10	V _H	V _{ТВ}	У _ж						
н/э гуматно- лигносуль- фонатный	0	800	1,26	40-60	10-12	2-3	10-20	20-30	8,62	77,46	13,92	8,5-9	13-15	15-18	30-33	300- 400	
АЛКАР-3	800	1900	1,28	30-50	6-8	1-2	5-10	5-15	10,62	14,88	74,50	10-12	15-17	5-8	10-20	900- 1500	
-П-	1900	2800	1,45	30-50	6-8	1-2	5-10	5-15	10,62	20,60	68,78	10-12	15-17	10-12	10-20	900- 1500	
АЛКАР-3М	2800	4000	1,35	30-50	3-4	0,5-1	5-10	5-15	13,21	17,24	69,55	10-12	15-17	10-12,	10-20	900- 1500	
-П-	4000	4300	1,40	30-50	3-4	0,5-1	5-10	5-15	13,21	20,15	66,64	10-12	15-17	10-12	10-20	900- 1500	
-П-	4300	4600	1,45	30-50	3-4	0,5-1	5-10	5-15	13,21	20,71	66,08	10-12	15-17	10-12	10-20	900- 1500	
	4600	4800	1,64	30-50	3-4	0,5-1	5-15	5-20	13,21	28,77	58,02	10-12	15-17	10-15	10-25	900- 1500	
АЛКАР-3М	4800	4900	1,78	50-70	2-3	0,5	5-15	5-20	13,21	33,96	52,83	10-12	15-17	15-20	15-25	900- 1500	
-П-	4900	5000	1,92	50-70	2-3	0,5	5-15	5-20	13,21	40,35	46,44	10-12	15-17	15-25	15-30	900- 1500	

5.4. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин методом ОРЭ

При вскрытии продуктивных горизонтов (пластов) обычно используют ту же технологию и тот же буровой раствор, что и при бурении остальной части ствола скважины. Очень часто продуктивные горизонты (пласты) вскрывают с применением буровых растворов на водной основе. В случае применения таких буровых растворов вода отфильтровывается в пласт.

На исследуемых скважинах № 147 Северный Готурдепе с глубины 600 метров до 3800 метров, № 37 Северный Готурдепе с глубины 800 метров до глубины 4900 метров, № 156 Северный Готурдепе с глубины 400 метров до глубины 4100 метров и № 200 Северный Готурдепе с глубины 600 метров до глубины 4900 метров вскрыты на буровом растворе “АЛКАР-3М” разработанный в институте “Небитгазылмытаслама” Государственного концерна “Туркменнефть”. Все продуктивные пласты скважин №№37 и 200 Северный Готурдепе вскрыты на буровом растворе типа АЛКАР-3М. Для повышения устойчивости стенок скважины и предупреждения осложнений в институте “Небитгазылмытаслама” была разработана и внедрена в производство рецептура ингибированной системы алюмокальциевой раствор “АЛКАР-3М”. Система стабилизирована лигносульфонатами. В качестве ингибитора, содержащего одновременно анионы (хромато-алюминаты, ферраты) и катионы (кальций, калий, магний) – приняты щелочные и кислотные гидролизаты портландцементов. В качестве гидрофобизирующего поверхностное активное вещество (далее ПАВ) предложены класса полиоксикаленов в селективных растворителях, выполняющие функции пеногасителя и смазывающей добавки.

Промышленный продукт ПАВ предоставляет ингибитор отложений парафина в нефти ХТ-48.

Система АЛКАР-3М в силу своих ингибирующих свойств подавляет лиофильность глин;

1. Позволяет безаварийно проходить коллоидальные глины (прихватоопасных пачек черных глин апшеронского яруса),

2. Приводит к значительной экономии химических реагентов за счет уменьшения числа обработок, так как раствор длительное время в процессе бурения сохраняет оптимальные вязкостные и структурно-механические свойства.

Отличие ингибирующих растворов системы от АЛКАР-ной системы в том, что они обладают повышенной глиноемкостью, но АЛКАР-3М еще обладает крепящими свойствами фильтрационной корки, за счет чего достигается повышение устойчивости приствольной зоны скважины. Поэтому растворы переведены в ингибированную систему АЛКАР-3М могут выдерживать большие значения водоотдачи в 1,5-2,0 раза в сравнении с требуемыми величинами, заложенными в геолого-техническом наряде (ГТН) и при этом способны длительное время сохранять устойчивость ствола скважины.

Одним из свойств АЛКАР-3М является набор прочности структуры во времени. Поэтому после длительных остановок (на период геофизических исследований и другие) восстановление циркуляции раствора проводится поинтервально после спуска бурильного инструмента в обсаженную часть ствола скважины (башмак обсадных колонн). Что обуславливает седиментационную устойчивость раствора длительное время и снижает вероятность прихвата бурильной колонны за счет удержания частиц барита и выбуренной породы.

Продуктивные отложения месторождений Юго-Западной Туркмении характеризуются сложным и неоднозначным составом пород, вод и бурового раствора, и нефти. Каждая из составных частей, взаимодействуя с фильтратом

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

бурового раствора, предопределяет ухудшение коллекторских свойств и уменьшение дебитов углеводородных флюидов.

Это ухудшение обусловлено преимущественно двумя процессами набуханием глин и образованием эмульсий. Ослабление этих процессов осуществляется за счет применения буровых растворов, фильтраты которых обладают совокупностью ингибирующих и поверхностно-активных свойств. В зависимости от конкретных особенностей, в частности, степени заглинизованности коллекторов, растворы, содержащие минеральные ингибиторы и ПАВ ХТ-48, по сравнению с другими типами глинистых буровых растворов обладают лучшими с (минимальной фильтрацией воды в пласт) свойствами, как при бурении скважины, так и при вскрытии продуктивных отложений.

Для вскрытия продуктивных горизонтов с сохранением естественной проницаемости, а также для бурения в особо неустойчивых глинистых соленосных отложениях применение растворов на нефтяной основе. В таких растворах дисперсионная среда представлена дизельным топливом, а дисперсная фаза тонкоразмолотым окисленным битумом.

На скважинах № 147 и № 156 Северный Готурдепе все продуктивные горизонты вскрыты на углеводородном буровом растворе. На скважине № 147 Северный Готурдепе с глубины 3800 метров до проектной глубины 4400 метров. А на скважине № 156 Северный Готурдепе с глубины 4100 метров до проектной 4300 метров с системы типа АЛКАР-3М обеспечен переход на раствор углеводородной основы и обеспечено успешное заканчивание строительства скважин до проектных глубин.

Ведение строительство и вскрытие продуктивной части скважин № 147, № 156 Северный Готурдепе на растворе углеводородной основы. На скважине № 147 Северный Готурдепе при бурении ствола Ø295,3 мм было произведено замещение на раствор углеводородной основы типа “Версадрил”, с глубины 3800 м. Далее ствол Ø295,3 мм с глубины 3800 метров до глубины

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

4206 метров по стволу, был пробурен наклонно-направленным под зенитным углом 42 градуса и азимутом 264 градус на растворе углеводородной основы типа “Версадрил”. Буровой раствор “Версадрил” – система на углеводородной основе, использует дизель как основу для предотвращения набухания глин. Система “Версадрил”- одна из самых идеальных систем для бурения активных глин, где устойчивость ствола является основным вопросом, кроме того данная система работает при высоких температурах до 180-190 градусов и имеет более улучшенные реологические свойства раствора и ингибирование. Система “Версадрил” имеет очень низкую водоотдачу. Водоотдачу можно понижать, если необходимо, добавлением реагента Versatrol (понижитель водоотдачи) и VG-69 (глина для создания корки). Данная система предотвратит гидратацию глин и при соблюдении соответствующих плотностных режимов, нестабильность ствола и даже предотвратит процесс кавернообразования и сальникообразования, благодаря своим высоким ингибирующим способностям, а также имеет хорошие смазывающие характеристики [92].

Для бурения данного интервала, использовалось оборудование компаний “Шлюмбердже” для набора угла и выхода в направление, что требует особого контроля реологических параметров бурового раствора. Выбор углеводородной системы основывался на составе данной системы, которая является прямой эмульсией, где водная фаза является дисперсной средой, что исключает химическую реакцию раствора с породами в скважине. На данный раствор с целью предотвращения проникновения фильтрата и незначительных поглощений добавлялся карбонат кальция (Safe Carb). Добавка карбоната кальция позволил остановить проникновение фильтрата в микротрещины и предотвратить неустойчивость ствола скважины. Тип, параметры и компоненты использованного углеводородного бурового раствора для вскрытия продуктивных горизонтов под II техническую и эксплуатационную колонну на скважине № 147 Северный Готурдепе

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

приводятся в таблице 5.3.

На скважине № 147 Северный Готурдепе бурение ствола Ø215,9 мм с глубины 4206 метров до глубины 4555 метров по стволу, пробурено наклонно-направленно под зенитным углом 42 градуса и азимутом 264 градуса, смещением 298 метров на растворе углеводородной основы типа “Версадрил”. Система “Версадрил” имеет высокую эмульсионную стабильность и имеет соотношение дизель/вода на уровне 70/30 с электрической стабильностью, поддерживаясь на уровне 800-1500 Вольт для создания эмульсии и поддержания необходимых параметров раствора данного интервала. Учитывая, что данный интервал является с продуктивными коллекторами, показания водоотдачи удерживалось в пределах 3мл/30 минут. Такая водоотдача свела к минимуму вероятность повреждения коллектора и прилипания бурильного инструмента [111] вплоть до устья скважины.

Таблица 5.3

Параметры и компоненты использованного углеводородного бурового раствора для вскрытия продуктивных горизонтов под II техническую и эксплуатационную колонну на скважине № 147 Северный Готурдепе

Параметры бурового раствора	II техническая колонна (3800 м-4206 м по стволу)	Эксплуатационная колонна (4206 м-4555 м по стволу)
Диаметр ствола, мм	295,3	215,9
Плотность, г/см ³	1,40	1,46
Условная вязкость (сек/кв)	45-60	45-60
Пластическая вязкость	<35	<35
Динамическое напряжение сдвига (фунт/100фут ²)	15-25	15-25
Водоотдача мл/30мин	3-4	3-4
Твердая фаза (%)	<5,0	<5,0
Электрическая стабильность	800-1500	800-1500
Содержание соли, % по весу	26	26
Известь, кг/м ³	18-25	18-25
Дополнительная известь, кг/м ³	8-12	8-12

*ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН*

Продолжение Таблицы 5.3

Соотношение дизель/вода (%)	70/30 (75/25)	70/30 (75/25)
Статическое напряжение сдвига	10-20	10-20
Тип раствора	“Версадрил”	“Версадрил”
Компоненты интервала	Известь	Известь
	VG-69	VG-69
	Versamul	Versamul
	Versacoat HF	Versacoat HF
	Versatrol	Versatrol
	CaCl ₂	CaCl ₂
	Дизель	Дизель
	Вода	Вода
	Барит	Барит

Так, в случае технологической необходимости использования буровых растворов с твердой фазой механическая скорость проходки и проходка на долото резко уменьшается из-за ухудшения условий работы бурового долота. Исключить или существенно уменьшить влияние твердой фазы в буровом растворе. С целью не повреждения продуктивных коллекторов показатели содержание твердой фазы на скважине № 147 Северный Готурдепе свели до минимума меньше 5%.

Скважина № 156 Северный Готурдепе в отличие от № 147 Северный Готурдепе пробурена вертикально до проектной глубины 4300 метров с плотностью бурового раствора 1,40г/см³. При вскрытии продуктивных горизонтов все параметры (электрическая стабильность, водоотдача, создания эмульсии, твердая фаза) поддерживались стабильно на необходимом уровне.

С целью регенерации барита и удаления твердой фазы были использованы гидроциклоны, ситогидроциклон и двойные центрифуги. Центрифуги постоянно использовалось для избежания твердой фазы в растворе. Перед цементированием обсадных колонн Ø244,5 мм и 139,7 мм произвели снижение показания динамического напряжения сдвига в растворе.

Таким образом, для сохранения естественной проницаемости при первичном вскрытии продуктивного пласта необходимо минимизировать репрессию на пласт (до бурения на "равновесии"). При реализации такой технологии увеличивается вероятность возникновения нефтегазопроявлений и опасности фонтанирования скважины. В связи с этим для управления продуктивным пластом и снижения опасности открытого фонтанирования целесообразно разработать технические средства обнаружения нефтегазопроявления продуктивного пласта на начальной стадии, то есть фиксации момента появления пластового флюида в кольцевом пространстве в зоне продуктивного пласта. Вскрытие продуктивных пластов, в основном, осуществляют долотом того же диаметра, что и бурение вышележащего интервала. Эксплуатационная колонна спускается до забоя скважины, а цементный раствор за колонной поднимается на большую высоту

При этом на продуктивный пласт при цементировании создается высокое гидродинамическое давление, которое обеспечивает проникновение цементного раствора в поры и трещины продуктивного пласта и часто приводит к гидроразрыву пласта с последующим уходом в него значительных объемов цементного раствора, на что указывают случаи недоподъема цементного раствора до расчетного уровня. Вот почему весьма важной задачей при цементировании эксплуатационной колонны является снижение гидродинамического давления цементного раствора на продуктивный пласт и, по возможности, полное исключение контакта цементного раствора с продуктивным пластом.

На исследуемых скважинах в процессе цементирования строго были соблюдены "Правила безопасности в НГДП". На продуктивный пласт при цементировании не создавали высокое гидродинамическое давление, и не наблюдалось поглощение цементного раствора в продуктивные пласты. Во всех процессах цементирования уровень подъема цементного раствора получен до расчетного уровня.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

На скважинах № 147, 37, 156 и 200 площади Северный Готурдепе перфорация продуктивных горизонтов произвели на кумулятивными корпусными перфораторами типа ПКО-89, ПКО-102 и перфоратором компании “Шлюмбердже” типа “Энерджет”. Данные по перфорациям и показания исследований в процессе освоения показаны в таблице 5.4.

При одновременной раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух-трех пластов они изолируются друг от друга, и в скважину спускается соответствующее количество колонн НКТ. В результате обеспечивается раздельная разработка пластов. В результате работа каждого пласта не влияет на характер эксплуатации других. И в каждом пласте можно проводить необходимые исследования и поддерживать заданный режим работы.

Таблица 5.4

Данные по перфорациям и показания исследований в процессе освоения скважин

№	Обозначение объекта, тип перфоратора, кол-во дырок	Расстояние испытуемого объекта, (м)	Возраст, искусственная глубина, (м)	Результаты освоения
Скважина № 147 Северный Готурдепе				
1.	I ПКО-102 504	4008-4030 4040-4050	Пачка IX	I-лифт НКТ получен приток нефти. Дш=10 мм, Рраб=108 атм. Qж=321,3м³/сут. Qнефть=234,33м³/сут.
	Специальный фильтр	4150-4193 4238-4248	Нижний красноцвет НК-1	II-лифт НКТ получен приток нефти. Дш=30 мм, Рраб=24 атм. Qж=557,1м³/сут. Qнефть=426,1м³/сут.
Скважина № 37 Северный Готурдепе				
2.	I ПКО-102 733	4448-4454 4612-4618 4626-4629	НК-7 НК-8	Получен приток нефти. Дш=25 мм, Рраб=35 атм. Qнефть=730,33м³/сут.

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Продолжение Таблицы 5.4

Скважина № 156 Северный Готурдепе				
3.	I ПКО-102 240	4000-4012	Пачка IX	I-лифт НКТ получен приток нефти. Дш=10 мм, Рраб=84 атм. Qнефть=241,0м ³ /сут.
	Специальный фильтр	4170-4300	Нижний красноцвет НК-1 НК-2	II-лифт НКТ получен приток нефти. Дш=8 мм, Рраб=77 атм. Qнефть=2416,0м ³ /сут.
Скважина № 200 Северный Готурдепе				
4.	I ПКО-102 800	4046-4052 4057-4067 4071-4077 4079-4085 4086-4092 4094-4104 4122-4128 4134-4140	Пачка IX	I-лифт НКТ получен приток нефти. Дш=22 мм, Рраб=38 атм. Qнефть=157,3м ³ /сут.
	ПКО-89 545 Энержет-43 273	4192-4198 4204-4216 4288-4292	Нижний красноцвет НК-1, НК-2	II-лифт НКТ получен приток нефти. Дш=15 мм, Рраб=38 атм. Qнефть=127,4м ³ /сут.

Во всех исследуемых четырех скважинах была спущена двухлифтовая компоновка, с целью обеспечения совместно раздельной разработки пластов, и при одновременной работе каждого пласта не иметь влияние на характер эксплуатации других, и для проведения в каждом пласте необходимые исследования и поддерживать заданный режим работы. На скважинах № 147, 156 нижняя часть в связи со спуском на эксплуатационную часть специальных фильтров, произведено бесперфорационное вскрытие. Все проведенные исследования запатентованы.

Освоения на всех исследуемых скважинах произведены с заменой углеводородного и глинистого раствора на воду и с подачей газа на короткий лифт насосно-компрессорных труб газлифтным способом эксплуатации.

Длинный лифт после замены раствора на воду осваивался фонтанным способом эксплуатации.

В связи с успешным развитием науки и изобретением новых технологий в области качественного вскрытия продуктивных пластов накоплен большой опыт, применение которого находит хорошие успехи в зарубежных компаниях.

В данное время для качественного первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов применяются следующие виды материалов и оборудования:

- с целью уменьшения твердой фазы в составе бурового раствора применение жидкого барита.
- применяются буровые растворы без твердой фазы бромид кальция, бромид магния, бромид цинка и формиат цезия.
- бурение и освоение скважин с жидким азотом.
- бурение в равновесии.

5.5. Способ цементирования обсадной колонны в скважине, пробуренной буровым раствором на углеводородной основе

При бурении скважин раствором на углеводородной основе (РУО) возникают проблемы, связанные с креплением скважин. Эти сложности возникают способностью РУО с тампонажным раствором на водной основе образовывать высоковязкие нетекучие смеси в зоне их смешения, осложняя процесс крепления, и приводит к некачественному цементированию скважин. Осложнение выражается ростом давления в процессе продавки раствора, вызывающее гидравлический разрыв пласта скважины и недоподъема тампонажного раствора до проектной высоты [113].

Известен способ цементирования обсадной колонны в скважине, пробуренной буровым раствором на углеводородной основе, включающий спуск колонны обсадных труб и их промывку, закачку в колонну буферной жидкости и тампонажного раствора на водной основе, установление

разделительной цементирующей пробки, продавку буферной жидкости и тампонажного раствора в затрубное пространство, остановку продавки и последующее оставление скважины в ожидании затвердения цемента (ОЗЦ). Для реализации способа используют буферную жидкость, состоящую из трех порций: 1-дизельное топливо; 2-водный раствор, содержащий 0,5% дисолвана, 1% сульфанола и 12% кальцинированной соды; 3% - 1,5%-ный водный раствор гипана с 3% кальцинированной соды [112].

Недостатком способа является невысокое качество цементирования из-за наличия зон смещения буферной жидкости с буровым раствором на углеводородной основе, использование многокомпонентных составов, большой расход дизельного топлива.

Известен еще один способ цементирования обсадной колонны в скважине, пробуренной буровым раствором на углеводородной основе, с использованием буферной жидкости, состоящий из следующих трех порций: 1-дизельное топливо с добавкой эмульгатора (неионогенное ПАВ) - эмультала; 2 - 7,5% раствор соляной кислоты, 3-техническая вода с добавкой эмульгатора - дисолвана (неионогенное ПАВ) [112].

Недостатком является невысокое качество цементирования из-за наличия зон смешения буферной жидкости с буровым раствором на углеводородной основе, большой расход дизельного топлива.

Еще одним способом по технической сущности и достигаемому результату является способ цементирования обсадной колонны с использованием трехпорционной буферной жидкости: первая порция - дизельное горючее + 0,5% - 2% неионогенного ПАВ (дисолван, сульфолон, ОП-10); вторая порция - вода + 0,5% - 2% неионогенного ПАВ; третья порция - вода, на которой готовят тампонажный раствор [114].

Недостатком способа является невысокое качество цементирования из-за недостаточной эффективности буферной жидкости, заключающегося в наличии зон смещения буровым раствором на углеводородной основе, в

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

необеспечении полноты вытеснения бурового раствора тампонажным и невысокая моющая способность буферной жидкости.

Все эти три способа при использовании химических активных и многокомпонентных составляющих усложняют технологию крепления при цементировании скважин. При вытеснении бурового раствора на углеводородной основе из тампонажного раствора вода не может удалить углеводородную корку-пленку со стенок ствола скважины и обсадной колонны, что приводит к слабому сцеплению цементного камня или его отсутствию, вследствие чего вызывает перетоки пластовых флюидов в заколонном пространстве.

С целью удаления с промывкой корку-пленку углеводорода со стенок ствола скважины и обсадной колонны, а также качественного цементирования разработано система углеводородной буферной жидкости «СУБЖ». Она прокачивается в скважину перед цементным раствором с целью разделения бурового и цементного раствора друг от друга и вытеснения углеводородного раствора из цементируемого интервала, а также для полного исключения образования коагуляции в зоне смещения углеводородного и цементного раствора.

Целью изобретения является повышение качества цементирования скважин за счет улучшения разделяющей и вымывающей способности буферной жидкости углеводородной корки-пленки со стенки ствола скважины и обсадной колонны, полноты вытеснения бурового раствора углеводородной основы тампонажным раствором, обеспечения сцепления цементного камня со стенками ствола скважины и обсадной колонны.

Указанная цель достигается тем, что в способе цементирования обсадной колонны в скважине, пробуренной буровым раствором на углеводородной основе, включающем спуск колонны обсадных труб и их промывку, закачку в колонну буферной жидкости и тампонажного раствора на водной основе, установление разделительной цементирующей пробки,

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

продавку буферной жидкости и тампонажного раствора в затрубное пространство, остановку продавки и последующее оставления скважины в ожидание затвердения цемента (ОЗЦ), в качестве буферной жидкости используется буферная жидкость «СУБЖ» (система углеводородной буферной жидкости) для разделения бурового раствора на углеводородной основе и тампонажного раствора на водной основе, состоящую из двух закачиваемых составов:

- первый состав буферной жидкости предназначен для смачивания углеводородной корки-пленки на стенках ствола скважины и колонны, а также для предотвращения явлений коагуляции в зоне смешения с раствором на углеводородной основе.

- второй состав, закачиваемый вслед за первым, предназначен для вымывания углеводородной корки-пленки и для предотвращения явлений коагуляции в зоне смещения с тампонажным раствором. Для приготовления буферной жидкости применены товарные продукты (дизельное топливо и сульфонол).

Способ цементирования обсадной колонны в скважине, пробуренной буровым раствором на углеводородной основе, осуществляют следующим образом.

В спущенную скважину, пробуренную буровым раствором на углеводородной основе колонну обсадных труб, после промывки закачивают в колонну расчетный объем буферной жидкости «СУБЖ», состоящей из двух последовательно закачиваемых порций, первая на углеводородной основе, вторая на водной основе, закачивают тампонажный раствор в объеме, достаточном для цементирования обсадной колонны в заколонном пространстве скважины. Затем устанавливают разделительную цементирующую пробку и продавливают с максимальной скоростью для создания в заколонном пространстве турбулентного режима течения буферной жидкости расчетным количеством объема раствора углеводородной

основы. Продавку останавливают и скважину оставляют в ожидание затвердения цемента (ОЗЦ).

Приготовление буферной жидкости «СУБЖ» осуществляется следующим образом. Каждая жидкость готовится отдельно.

- 1я буферная жидкость. При непрерывном перемешивании в течение 10 мин - 15 минут в 500 мл дизельного топлива вводят 50 мл сульфонола, затем 450 мл морской воды. Перемешивают, осуществляют на миксере Chandler Model 30-60 при $n=2000$ об/мин.

- 2я буферная жидкость. При непрерывном перемешивании в течение 20 мин - 30 минут в 900 мл воды (техническая, пластовая или жидкость затворения для цемента), вводят 100 мл сульфонола.

Исследования физико-технических свойств предлагаемой и известной (прототип) буферных жидкостей проводились на приборах: ареометр для буровых растворов АБР-1 (плотность), вискозиметре буровых растворов ВБР-2 (условная вязкость), приборе Chandler Model 3500 (реологические свойства раствора - пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига).

Результаты лабораторных исследований физико-технических свойств известной (прототип) и предлагаемой буферной жидкости, буровых и тампонажных растворов и растворов в зоне их смешения при различных температурах (24 °С и 90 °С) приведены в таблице 5.5.

Сравнительный анализ прототипа и предлагаемого решения (по результатам исследований, сведённым в таблицу) показал, что, например, растворы № 7 и № 18, смеси «РУО + первая буферная жидкость» обладают более низкими реологическими свойствами и условной вязкостью, чем раствор на углеводородной основе, что показывает на их совместимость. Но у прототипа показатели таких свойств раствора как вязкость и реологические более низкие, чем у предлагаемой жидкости, и чем у РУО, что показывает на наличие больших зон смешения. Смеси (растворы № 8 и № 20) «РУО + вторая

буферная жидкость» обладают высокими реологическими свойствами (в некоторых случаях, не измеримыми) и условной вязкостью и чем РУО, что показывает на их несовместимость. Реологические и вязкостные свойства смеси (раствор № 22) «РУО + смесь буферных жидкостей № 1 и № 2» несколько выше, чем раствора на углеводородной основе, что показывает на их совместимость и разделяющую, смачивающую способность системы буферной жидкости. В случае смеси «тампонажный раствор + первая буферная жидкость» (растворы № 10 и № 24) тампонажный раствор коагулирует с первой буферной жидкостью. Смеси «тампонажный раствор + вторая буферная жидкость» (раствор № 11 и № 25) обладают более низкими реологическими свойствами и условной вязкостью, чем тампонажный раствор, то есть они совместимы. Смесь «буферных жидкостей № 1 и № 2 + тампонажный раствор» (раствор №27)

По результатам лабораторных исследований получено содержание буферной жидкости сульфонола 4%, снижается ее смачивающая способность, а содержание более 5% неоправданно, так как ее свойства практически не меняются. При содержании во второй буферной жидкости сульфонола менее 10%, снижается ее моющая способность, а содержание более 12% также неоправданно, так как ее свойства практически не меняются.

Признаками, совпадающими с существенными признаками заявляемой буферной жидкости, является: наличие в составе первой жидкости дизельного топлива и сульфонола, в составе второй буферной жидкости – сульфонола и воды. Анализ известных реагентов и материалов, применяемых для приготовления буферных жидкостей, показывает, что применение сочетания дизельного топлива и воды в предложенном их соотношении неизвестны. Таким образом, предлагаемое техническое решение соответствует критерию «новизна».

Таблица 5.5

№ р-ров	Составы	Параметры растворов											
		24 °С						90 °С					
		ρ , г/см ³	УВ сек	φ° 300	φ° 600	$\eta_{пл}$ сПз	τ_0 дПа	ρ , г/см ³	УВ сек	φ° 300	φ° 600	$\eta_{пл}$ сПз	τ_0 дПа
1	Буровой раствор на углеводородной основе отобран на скв. №147 пл. Сев. Готурдепе	1,45	43	50	93	43	21	1,43	24	23	40	17	18
2	Тампонажный раствор (В/Ц=0,59, цемент - ПЦТ 1-G-СС-1, жидкость затворения)	1.75	42	67	89	22	135	-	-	-	-	-	-
3	Раствор № 1 -50% +50% Раствор №2	1,61	не текуч	265	>300	не изм	не изм	Раствор расслоился на углеводородную, водную и твёрдую фазы					
		Известная буферная жидкость (прототип)											
4	Буф. жидкость - порция № 1 (дизтопливо - 98% + сульфолол - 2%)	0.85	15	0	0	0	0	0,84	-	-	-	-	-

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Продолжение Таблицы 5.5

5	Буф. жидкость - порция №2 (вода морская - 98% + сульфонол - 2%)	1.01	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Буф. жидкость - порция №3 (вода морская - 100%)	1.02	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Раствор №1-50% + 50% Буф. жидкость - порция №1	1.14	26	21	39	18	9	1.11	16	8	15	7	3						
8	Раствор №1-50% + 50% Буф. жидкость - порция №2	1.22	396	221	>300	не изм	не изм		Раствор расслоился на углеводородную, водную и твёрдую фазы										
9	Раствор №1-50% + 50% Буф. жидкость - порция №3	1.24	Раствор расслоился на углеводородную, водную и твёрдую фазы											-	-	-	-	-	-
10	Раствор №2-50% + 50% Буф. жидкость - порция №1	1.30	Раствор расслоился на углеводородную, водную и твёрдую фазы											-	-	-	-	-	-
11	Раствор №2-50% + 50% Буф. жидкость - порция №2	1.38	16	6	11	5	3	1,35	14	3	6	3	0						
12	Раствор №2-50% + 50% Буф. жидкость - порция №3	1.39	15	П	20	9	6	1.37	15	6-	11	5	3						

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Продолжение Таблицы 5.5

Предлагаемая буреная жидкость													
	СУБЖ - жидкость №1 (дизтопливо - 50%, сульфол - 4%, жидкость затворения - 46%)	0,92	17	16	26	10	18	0,88	16	8	12	4	12
13	СУБЖ - жидкость №1 (дизтопливо - 50%, сульфол - 5%, жидкость затворения - 45%)	0,92	19	18	29	11	21	0,88	16	7	10	3	12
14	СУБЖ - жидкость №2 (жидкость затворения -90%, сульфол - 10%)	1,04	16	0	3	0	0	0,98	11	0	1	0	0
15	СУБЖ - жидкость №2 (жидкость затворения -88%, сульфол - 12%)	1,04	18	0	0	0	0	0,98	11	0	0	0	0
16	СУБЖ: жидкость №1 (поз. 12)-50%+ 50% жидкость №2 (поз. 14)	0,99	15	4	8	4	0	0,94	12	1	3	2	0

Продолжение Таблицы 5.5

18	Раствор № 1 -50% + 50% СУБЖ- жидкость №1 (поз. 13)	1,18	39	37	67	30	21	1,08	25	18	33		
19	Раствор № 1-50% + 50% СУБЖ- жидкость № 1 (поз. 14)	1,18	40	40	73	33	21	1,08	26	17	32	15	6
20	Раствор № 1 -50% + 50% СУБЖ- жидкость №2 (поз. 15)	1.24	384	195	>300	не изм	не изм	1.19	611	196	286	90	318
21	Раствор № 1 -50% + 50% СУБЖ- жидкость №2 (поз. 16)	1.24	376	187	>300	не изм	не изм	1.19	593	192	279	87	315
22	Раствор № 1 -50% +50% Раствор № 17	1.18	65	66	119	53	39	1,13	38	34	59	25	27
23	Раствор №2-50% + 50% СУБЖ- жидкость № 1 (поз. 13)	1,35	20	17	33	16	3	Раствор расслоился на углеводородную, водную и твёрдую фазы					

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Продолжение Таблицы 5.5

24	Раствор №2-50% + 50% СУБЖ- жидкость № 1 (поз. 14)	1,35	20	18	35	17	3	Раствор расслоился на углеводородную, водную и твёрдую фазы					
25	Раствор №2-50% + 50% СУБЖ- жидкость №2 (поз. 16)	1,40	16	9	16	7	6	1,38	14	6	II	5	3
26	Раствор №2-50% + 50% СУБЖ- жидкость №2 (поз. 17)	1,40	17	8	14	6	6	1,38	14	5	9	4	3
27	Раствор №2-50% +50% Раствор № 17	1,36	18	13	23	10	9	1,34	17	8	15	7	3

Сочетание компонентов, усиление вымывающего эффекта и повышение полноты вытеснения бурового раствора на углеводородной основе тампонажным раствором на водной основе, повышение разделительной способности буферной жидкости в зоне смешения бурового раствора на углеводородной основе и тампонажного раствора на водной основе являются неочевидными.

Предлагаемое техническое решение также отвечает и критерию «промышленная применимость», так как, заявляемая система буферных жидкостей «СУБЖ» может быть практически использована при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Система буферных жидкостей «СУБЖ» успешно прошла испытания при установке цементных мостов и цементировании обсадных колонн на площадях западной части Туркменистана.

Испытание проводились на скважине № 147 площади Северный Готурдепе. Глубина спущенной обсадной колоны диаметром 324 мм – 2700 м. Бурение проводилось долотом диаметром 295,3 мм до глубины 4142 м., с переходом на пилотное бурение долотом диаметром 215,9 мм., глубинной 4400 м., с целью уточнение местонахождений залежей продуктивных пластов. Бурение скважины раствором на углеводородной основе проводилось с глубины 3800 м, с применением системы Versadril, состоящей из углеводородной фазы – 80% и водной – 20%, плотностью 1,45 г/см³.

В задачу испытаний поставлено:

1. Установка цементного моста в стволе скважины диаметром 215,9 мм в интервале 4400-4250 м длиной 150 м.
2. Цементирование первой секции обсадной колонны диаметром 244,5 мм в интервале 4140-4250 метров длиной 150 м.

3. Цементирование второй секции обсадной колонны диаметром 244,5 мм в интервале 0-2600 метров.

1- установка цементного моста проводилось в интервале 4400-4250 м для перекрытия пилотного ствола скважины с меньшим диаметром 215,9 мм и подготовка к спуску обсадной колонны диаметром 244,5 мм.

Забойные пластовые условия скважины составляли: температура +93 градуса, давление 645кгс/см², требуемое время загустевания тампонажного раствора 3 часа 30 минут.

2- цементирование первой секции обсадной колонны диаметром 244,5 мм в интервале 4140-2600 м проводилось с целью перекрытия неосаженной части ствола скважины диаметром 295,3 мм для эксплуатации продуктивных пластов.

Забойные пластовые условия скважины составляли: температура +93 градуса, давление 645кгс/см², требуемое время загустевания тампонажного раствора 4 часа.

3- Цементирование второй секции обсадной колонны диаметром 244,5 мм в интервале 0-2600 метров проводилось с целью перекрытия обсаженной части ствола в колонне диаметром 324 мм с выносом цементного раствора на поверхность и оборудования устья скважины фонтанной арматурой.

Забойные пластовые условия скважины составляли: температура +72 градуса, давление 455кгс/см², требуемое время загустевания тампонажного раствора 3 часа 30 минут.

В качестве вяжущего материала применялся портландцемент ПЦТ I-G-SS-1 (тампонажный цемент производство Келетинского цементного завода), регулятором свойств тампонажных растворов использовался химический реагент ФХЛС (феррохромлигносульфонат), терморегулятором – бихромат

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

натрия ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$) и пеногасителем ПАВ ХТ-48. Жидкости затворения готовились на морской воде.

Для вытеснения раствора на углеводородной основе тампонажным раствором, исключения явлений коагуляции в зоне их смешивания и вымываний углеводородных корок – пленок со стенок ствола скважины и колонны использовали буферную жидкость СУБЖ.

Влияние буферных жидкостей СУБЖ на показатели буровых и тампонажных растворов в зоне смешивания показано в таблице 5.6.

Установка цементного моста в стволе скважины диаметром 215,9 мм в интервале 4400 – 4250 м, время ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) через 48 часов, спуск бурильного инструмента с промывкой и разгрузкой на цементный мост на глубине 4250 м весом 5 тонн и опрессовка раствором $1,45 \text{ г/см}^3$ при давлении 75 атмосфер – герметично.

Установка цементного моста в стволе скважины диаметром 215,9 мм проводилась без проведения повторных работ.

Цементирование обсадной колонны диаметром 244,5 мм первой секции в интервале 4140-2600 м и второй секции в интервале 0-2600 м, время ОЗЦ составило 48 часов. Колонна опрессована буровым раствором $1,45 \text{ г/см}^3$ $P_{\text{опр}} = 3 \text{ } 12 \text{ атм.}$, и морской водой плотностью $1,02 \text{ г/см}^3$ $P_{\text{опр}} = 480 \text{ атм.}$ – герметично.

Проведенное промысловое испытание системы «СУБЖ» на скважине №147 на площади Северный Готурдепе прошло успешно. После него данная система массово использовалась на нефтегазовых площадях Западной части Туркменистана. Например:

- при цементировании хвостовика диаметром 193,7 мм спущенной на глубину 6197-6537 м на скважине №7 площади Узынада;
- при цементировании 245 мм кондуктора спущенной на глубину 600 м на скважинах №№1768, 1769 площади Восточный Готурдепе.

Таблица 5.6

**Влияние буферной жидкости СУБЖ на показатели буровых и
тампонажных растворов в зоне их смешения для установки цементного
моста в стволе скважины Ø 215,9 мм в интервале 4400-4250 м
цементирования обсадной колонны Ø 245 мм глубиной 4140 м скв.
№ 147 пл. Северный Готурдепе**

Составы	Параметры растворов											
	24°С						90 °С					
	ρ , г/см ³	УВ сек	φ° 300	φ° 600	η _{пл} сПз	τ ₀ дПа	ρ , г/см ³	УВ сек	φ° 300	φ° 600	η _{пл} сПз	τ ₀ дПа
Буферная жидкость № 1	0,92	19	18	29	11	21	0,88	16	7	10	3	12
Буферная жидкость № 2	1,04	16	0	3	0	0	0,98	11	0	1	0	0
Буферная жидкость № 1- 50%+ №2-50%	0,99	15	4	8	4	0	0,94	12	1	3	2	0
Буровой раствор	1,45	43	50	93	43	21	1,43	24	23	40	17	18
Буровой раствор - 50% Буф.жидкость № 1- 50%	1,18	40	40	73	33	21	1,08	26	17	32	15	6
Буровой раствор - 50%	1,24	384	195	>300	не изм.	не изм.	1,19	611	196	286	90	318
Буф.жидкость № 2- 50%												
Буровой раствор - 50%	1,18	65	66	119	53	39	1,13	38	34	59	25	27
Буф.жид.(№1- 25% + №2- 25%)-50%												
Тампонажный раствор	1,75	42	67	89	22	135	-	-	-	-	-	-

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Продолжение Таблицы 5.6

Тампонажный раствор - 50%	1,35	20	18	35	17	3	Раствор расслоился жидкую, углеводородную и твёрдую фазу					
Буф.жидкость № 1- 50%												
Тампонажный раствор - 50%	1,4	16	9	16	7	6	1,38	14	6	11	5	3
Буф.жидкость № 2- 50%												
Тампонажный раствор - 50%	1,36	18	13	23	10	9	1,34	17	8	15	7	3
Буф.жид.(№1- 25% + №2- 25%)-50%												

- при установке цементного моста на комбинированной эксплуатационной колонне диаметром 139,7х168,3 мм на глубине 3361-3726 м на скважине №18 площади Южный Гамышлыджа;

- при цементировании первой и второй секции 244,5 мм технической колонны, спущенной на глубину 4450 м на скважине № 204 площади Северный Готурдепе;

- при цементировании комбинированной эксплуатационной колонны диаметром 177,8х139,7 мм спущенной на глубину 6870 м на скважине № 7 площади Узынада и ряде других скважин.

В связи с успешным проведением промысловых испытаний система «СУБЖ» была запатентована автором и зарегистрирована в Государственной службе интеллектуальной собственности министерства экономики и развития Туркменистана за № 605 от 16.06.2013 года.

5.6. Промышленные испытания буферной жидкости «СУБЖ» для вытеснения бурового раствора на углеводородной основе

С целью удаления с промывкой корку-пленку углеводорода со стенок ствола скважины и обсадной колонны, а также качественного цементирования разработано система углеводородной буферной жидкости «СУБЖ». Она прокачивается в скважину перед цементным раствором с целью разделения бурового и цементного раствора друг от друга и вытеснения углеводородного раствора из цементируемого интервала, а также для полного исключения образования коагуляции в зоне смещения углеводородного и цементного раствора [115, 116].

Промышленное испытание буферной жидкости «СУБЖ» для вытеснения раствора на углеводородной основе, проводилось на скважине № 7 пл. «Узынада» при цементировании эксплуатационной колонны Ø178x139 мм в интервале 3935-6870 м от 21.04.2017 года.

«СУБЖ» - специальная жидкость, вымывающая углеводородную корку со стенок ствола скважины и обсадной колонны, закачиваемая перед тампонажным раствором с целью вытеснения бурового раствора на углеводородной основе из интервала цементирования и разделения бурового и тампонажного растворов для исключения явлений коагуляции в зоне их смешивания.

При бурении скважины на растворе углеводородной основы возникают сложности, связанные с цементированием скважины. Эти сложности обусловлены в результате коагуляции в зоне смешивания буферной жидкости на водной основе и бурового раствора на углеводородной основе. В связи с этим, возникает рост вязкости до состояния не текучести, образуя густую массу. Это ведёт к росту давления в процессе продавливания раствора и как следствие, к различным осложнениям таким, как гидравлический разрыв пластов, недохождения тампонажного раствора до проектной высоты и т.д.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Вода не может удалить углеводородную корку-плёнку со стенок ствола скважины и обсадной колонны, что приводит к слабому сцеплению цементного камня или его отсутствия и вызывает перетоки пластовых флюидов в заколонном пространстве и т.д.

Для предупреждения вышеперечисленных осложнений при цементировании эксплуатационной колонны для вытеснения бурового раствора на углеводородной основе тампонажным, было принято решение применить состав углеводородной буферной жидкости «СУБЖ».

«СУБЖ» состоит из 2-х составов буферной жидкости, каждая из которых по назначению и составу отличаются друг от друга:

- 1-я - предназначена для вытеснения и предотвращения явлений коагуляции в зоне смещения с буровым раствором на углеводородной основе и смачивания углеводородной корки-плёнки на стенках ствола скважины и колонны;
- 2-я - предназначена для вымывания углеводородной корки-плёнки со стенок ствола скважины и колонны и предотвращения явлений коагуляции в зоне смешения с цементным раствором [117].

При этом системы буферной жидкости один и два в совокупности дополняют друг друга и усиливают вымывающую эффективность углеводородной корки-плёнки со стенок ствола скважины и обсадной колонны.

Испытания проводились на скважине № 7 пл. «Узынада». Интервал спущенной эксплуатационной колонны Ø178x139,7 мм на 3935-6870 м. Бурение скважины проводилось долотом Ø215,9 мм до глубины 6937 м и эксцентричным долотом Ø161,1 мм (с уширением Ø190 мм) до проектной глубины 7150 м на растворе углеводородной основе.

Параметры бурового раствора РУО перед спуском эксплуатационной колонны: плотность $\rho = 1,55 \text{ г/см}^3$; вязкость $T = 47 \text{ сек}$; водоотдача $B = 1,4 \text{ см}^3$; толщина глинистой корки $K = 0,5 \text{ мм}$; статическое напряжение сдвига - за

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

10сек; $Q_{10} = 11 \text{ дПа}$, за 10мин. $Q_{10} = 16 \text{ дПа}$; $\phi_{300} = 43$; $\phi_{600} = 72$; пластическая вязкость $\eta_{\text{пл}} = 29 \text{ сПз}$; динамическое напряжение сдвига $\tau_0 = 14 \text{ дПа}$; электростабильность $\Xi_v = 1172 \text{ в}$; Фазовый состав – $V_{\text{углевод.ф.}} = 66\%$, $V_{\text{водной.ф.}} = 12\%$, $V_{\text{твёрдой.ф.}} = 22\%$; $T_y = 41^\circ \text{C}$. Соотношение углеводородной фазы (диз.топливо) к водной фазы: $D/V = 85/15$.

Цементирование эксплуатационной колонны $\varnothing 178 \times 139,7 \text{ мм}$ в интервале 3935-6870м проводилось с целью перекрытия не обсаженной части ствола скважины диаметром 215,9мм для эксплуатации продуктивных пластов и проведения ремонтных работ в скважине.

Забойные - пластовые условия скважины составляли: температура $+109^\circ \text{C}$, давление 820 кгс/см^2 , требуемое время загустевания тампонажного раствора 3-30 часа.

В соответствии с условиями и требованиями цементирования эксплуатационной колонны $\varnothing 178 \times 139,7 \text{ мм}$ в лаборатории института «Небитгазылмытаслама» и управлении крепления нефтяных и газовых скважин (УКНГС) были подобраны рецептуры тампонажных растворов.

В качестве вяжущего материала применялся портландцемент ПЦТ 1-100 (пр. Келетинского цементного завода), регулятором свойств тампонажных растворов использовался химический реагент ФХЛС, терморегулятором - бихромат натрия ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$) и пеногаситель ПАВ ХТ-48. Жидкости затворения готовились на морской воде, (смотри таблицу 5.7).

Для вытеснения раствора на углеводородной основе тампонажным раствором, исключения явлений коагуляции в зоне их смешения, обладания смачиванием и вымыванием углеводородных корок - плёнок со стенок ствола скважины и колонны, с целью обеспечения надёжного контакта сцепления цементного камня со стенками ствола скважины и колонны, использовали буферную жидкость «СУБЖ» объёмом $5,0 \text{ м}^3$.

Буферная жидкость «СУБЖ» состоит из 2-х составов:

СУБЖ 1 – $V_1 = 2,0 \text{ м}^3$ - диз. топливо - $1,0 \text{ м}^3$

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

сульфонол - 0,2м³

Вода морская - 0,8м³

СУБЖ 2 - $V_2 = 3,0\text{м}^3$ - Вода морская-2,4м³

сульфонол - 0,6м³

Влияние буферных жидкостей «СУБЖ» на показатели буровых и тампонажных растворов в зоне смешивания показано в таблице 5.9.

Цементирование эксплуатационной колонны Ø178x139,7мм в интервале 3935-6870м, время ОЗЦ составило 48-00 часов. Выданное заключение по акустической цементометрии (АКЦ) выполненной каротажной партией показало, что имеется цементный камень и сцепление в заколонном пространстве скважины в интервале 3935-6733м. Колонна опрессована буровым раствором плотностью 1,55г/см³, $P_{\text{опр}} = 560\text{кгс/см}^2$ - герметично.

Промышленное испытание буферной жидкости «СУБЖ» для вытеснения раствора на углеводородной основе, проводилось на скважине № 7 пл. «Узынада» при цементировании обсадной колонны - «хвостовик» Ø193,7 мм в интервале 6197-6537 м 16.03.2017 года.

Испытания проводились на скважине № 7 пл. «Узынада». Интервал спущенной обсадной колонны «хвостовик» Ø193,7 мм на 6197-6537 м. Бурение скважины проводилось долотом Ø215,9 мм до глубины 6937 м на растворе углеводородной основе.

Таблица 5.7

**Контрольная проверка рецептур тампонажных растворов
для цементирования эксплуатационной колонны Ø139,7x127 мм.
интервала 3935 – 6870 м. скв. № 7 пл. «Узынада», доставленных проб
в лабораторию института «Небитгазылмытаслама»**

Параметры	Показатели
1. Условия цементирования:	
Температура, °С	109
Давление, атм.	820
Время выхода на режим, час-мин	1-30

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Продолжение Таблицы 5.7

2. Свойства цементного раствора:	
Портландцемент	ПЦТ1-100 (КЦЗ)
Химические реагенты, % (вес цемента)	Жидкость затворения -100% ПАВ ХТ-48 - 0,2%
Водоцементное отношение	0,44
3. Параметры растворов:	
Плотность, ρ , г/см ³	1,84
Растекаемость начальная, R, см	>25
Время загустевания (выдержка цем.р-ра в автоклаве ZM-1003), $\tau_{\text{заг}}$, час-мин	3-30
Растекаемость конечная (после выдержки цем. р-ра в автоклаве ZM-1003), ΔR , см	10
Схватывание, час-мин: начало конец	5-30
	6-30
Прочность цем. камня, через 24 ⁰⁰ часа, кгс/см ² : изгиб сжатие	
	41
	197

2) Жидкость затворения готовили на буровой скважине по рецептуре лаборатории УКНГС:

$V/C = 0,44$, Цемент - ПЦТ1-100 (КЦЗ), Вода - морская, ФХЛС = 0,75%, Хромпик = 0,15%, ХТ-48 = 0,2%, $T = 109^{\circ}\text{C}$, $P = 820 \text{ атм.}$, $\tau_{\text{режим}} = 1^{30} \text{ час}$, $\rho_{\text{ц.р.}} = 1,85 \text{ г/см}^3$, $R/\Delta R = 22/9$, $\tau_{\text{заг}} = 3^{30} \text{ час}$, $\tau_{\text{начало}} = 5^{30} \text{ час}$, $\tau_{\text{конец}} = 5^{55} \text{ час}$.

Параметры бурового раствора РУО перед спуском обсадной колонны «хвостовик»: плотность $\rho = 1,55 \text{ г/см}^3$; вязкость $T = 40 \text{ сек}$; водоотдача $B = 1,5 \text{ см}^3$; толщина глинистой корки $K = 0,5 \text{ мм}$; статическое напряжение сдвига - за 10сек; $Q_{10} = 11 \text{ дПа}$, за 10мин. $Q_{10} = 17 \text{ дПа}$; $\phi_{300} = 42$; $\phi_{600} = 72$; пластическая вязкость $\eta_{\text{пл}} = 30 \text{ сПз}$; динамическое напряжение сдвига $T_0 = 12 \text{ дПа}$; электростабильность $\Xi_{\text{в}} = 1112 \text{ в}$; Фазовый состав - %, $V_{\text{углевод.ф}} = 66\%$, $V_{\text{водной.ф}} = 12\%$, $V_{\text{твердой.ф}} = 22\%$; Соотношение углеводородной фазы (диз.топливо) к водной фазы: $D/B = 82/18$, $T_y = 41^{\circ}\text{C}$.

Цементирование обсадной колонны «хвостовик» Ø193,7мм в интервале 6197-6537м. проводилось с целью перекрытия зоны аномальности перепада давлений в необсаженной части ствола скважины диаметром 215,9мм.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Забойные - пластовые условия скважины составляли: температура +109°C, давление 820 кгс/см², требуемое время загустевания тампонажного раствора 3-30 часа.

В соответствии с условиями и требованиями цементирования обсадной колонны «хвостовик» Ø193,7мм в лаборатории института «Небитгазылмытаслама» и управления крепления нефтяных и газовых скважин (УКНГС) были подобраны рецептуры тампонажных растворов. В качестве вяжущего материала применялся портландцемент ПЦТ 1-100 (пр. Келетинского цементного завода), регулятором свойств тампонажных растворов использовался химический реагент ФХЛС, терморегулятором - бихромат натрия (Na₂Cr₂O₇) и пеногаситель ПАВ ХТ-48. Жидкости затворения готовились на морской воде, (смотри таблицу 5.8).

Для вытеснения раствора на углеводородной основе тампонажным раствором, исключения явлений коагуляции в зоне их смешения, обладания смачиванием и вымыванием углеводородных корок - плёнок со стенок ствола скважины и колонны, с целью обеспечения надёжного контакта сцепления цементного камня со стенками ствола скважины и колонны, использовали буферную жидкость «СУБЖ» объёмом 4,0м³.

Буферная жидкость «СУБЖ» состоит из 2-х составов:

СУБЖ 1 – V₁ = 2,0м³ - диз. топливо - 1,0м³

сульфонол - 0,2м³

Вода морская - 0,8м³

СУБЖ 2 - V₂ = 2,0м³ - Вода морская - 1,6м³

сульфанол - 0,25м³

Влияние буферных жидкостей «СУБЖ» на показатели буровых и тампонажных растворов в зоне смешивания показано в таблице 5.9.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Цементирование обсадной колонны «хвостовик» Ø193,7мм в интервале 6197-6537м, время ОЗЦ составило 48-00 часов. Выданное заключение по акустической цементометрии (АКЦ) выполненной каротажной партией показало, что имеется цементный камень и сцепление в закалонном пространстве скважины 6197-6537м. Колонна опрессована буровым раствором плотностью 1,57г/см³, Р_{опр}= 240кгс/см² - герметично.

Таблица 5.8

Подбор рецептуры тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны - «хвостовик» Ø193,7 мм интервал 6197-6537 м. скв. № 7 пл. «Узынада» Корпеджинского УБР

Параметры	Показатели
1. Условия цементирования:	
Температура, °С	107
Давление, атм.	820
Время выхода на режим, час-мин	1-00
2. Свойства цементного раствора:	
Портландцемент	ПЦТ 1-100
Вода	Морская
Химические реагенты, % (вес цемента)	ФХЛС -0,7% Хромпик- 0,2% ПАВ ХТ-48 - 0,1%
Водоцементное отношение	0,5
3. Параметры растворов:	
Плотность, ρ, г/см³	1,80
Растекаемость (начальная), R, см	>25
Время выдержки в ЗМ-100З (загустевание), час-мин	3-00
Растекаемость (конечная - после выдержки в ЗМ-100З, загустевание), AR, см	10
Схватывание, час-мин: начало	5-00
конец	6-00
Прочность цем. камня, через 24 ⁰⁰ часа, кГс/см²: изгиб сжатие	 35 178

Примечание: Пробы: цемент и воду доставлены представителем Корпеджинского УБР.

Таблица 5.9

**Влияние буферной жидкости «СУБЖ» на показатели буровых и
тампонажных растворов в зоне их смешения для цементирования
обсадной колонны (хвостовик) Ø193,7 мм**

Составы	Параметры растворов											
	20°C						90°C					
	ρ , г/см ³	T сек	φ° 300	φ° 600	$\eta_{пл}$ сПз	τ_0 дПа	ρ , г/см ³	УВ сек	φ° 300	φ° 600	$\eta_{пл}$ сПз	τ_0 дПа
«СУБЖ 1»	0,96	22	2	5	3	0	-	-	-	-	-	-
«СУБЖ 2»	1,08	19	2	6	4	0	-	-	-	-	-	-
Смесь: («СУБЖ 1» - 50% + «СУБЖ 2» - 50%) - 50%	0,99	18	2	6	4	0	-	-	-	-	-	-
Буровой раствор РУО	1,56	100	82	142	60	22	1,54	68	52	82	30	22
Буровой раствор РУО - 50% «СУБЖ 1» - 50%	1,27	36	35	64	29	18	1,18	48	27	49	22	15
Буровой раствор РУО - 50% «СУБЖ 2» - 50%	1,34	с.т.	165	252	87	234	1,27	160	78	152	74	16
Буровой раствор РУО - 50% Смесь: («СУБЖ 1» - 50% + «СУБЖ 2» - 50%) - 50%	1,37	200	32	51	19	39	1,30	16	38	70	32	18
Тампонажный раствор	1,88	53	68	122	54	42	-	-	-	-	-	-
Тампонажный раствор - 50% «СУБЖ 1» - 50%	1,37	12	304	602	298	18	1,47	12	13	55	42	-
Тампонажный раствор - 50% «СУБЖ 2» - 50%	1,38	12	6	12	6	0	1,24	16	4	9	5	-
Тампонажный раствор - 50% Смесь: («СУБЖ 1» - 50% + «СУБЖ 2» - 50%) - 50%	1,29	16	10	25	15	0	1,26	12	8	16	8	0

Примечание: 1. Буровой раствор, сульфонол - доставлены с Готурдепинского УБР; цемент - ПЦТ 1-100 - доставлен с УМТРиКа

2. Буровой раствор - раствор на углеводородной основе отобран со скв. 7пл. «Узынада».

3. Тампонажный раствор - использовали за основу применяющего для цементирования обсадной колонны (хвостовик) Ø193,7мм.

Состав: В/Ц = 0,5; цемент - ПЦТ 1-100; жидкость затворения - морская вода.

4. Состав буферной жидкости «СУБЖ»:

«СУБЖ 1» - диз. топливо - 500см³; сульфонол - 50см³; морская вода или жидкость затворения - 450см³;

«СУБЖ 2» - морская вода или жидкость затворения - 900 см³; сульфонол - 100см³

Промышленные испытания СУБЖ успешно проведены на множествах скважин (№ 147, 204 на площади Северный Готурдепе, № 1768, 1769 Восточный Готурдепе № 18 пл. Южный Гамышлыджа, № 7 пл. Узынада) и получены хорошие результаты.

Выводы

1. Применение буферной жидкости «СУБЖ» при цементировании эксплуатационной колонны Ø178x139,7 мм в интервале 3935-6870 м и обсадной колонны «хвостовик» Ø193,7 мм в интервале 6197-6537 м на скважине № 7 площади Узынада тампонажным раствором плотностью 1,80-1,85г/см³, а также при цементировании обсадной колонны Ø245мм 1-й и 2-й секций на скважине № 204 Северный Готурдепе обеспечило формирование цементного камня и его сцепление со стенкой ствола скважины и колонной в течение времени ОЗЦ. АКЦ показало, что имеется цементный камень и сцепление в заколонном пространстве скважин в интервалах 3935-6733 м и 6197-6537 м на скважине № 7 Узынада и интервалах 0-4450 м на скважине № 204 Северный Готурдепе.

2. Испытание качества цементного камня в заколонном пространстве Ø178x139,7 мм и обсадной колонны «хвостовик» Ø193,7 мм оценивалось опрессовкой колонны буровыми растворами плотностью 1,57г/см³ Р_{опр}= 560 атм. и 240 атм. - герметично. Испытание качества цементного камня в заколонном пространстве на скважине № 204 Северный Готурдепе Ø 245 мм оценивалось опрессовкой колонны буровым раствором плотностью 1,46г/см³ Р_{опр}= 95 атм. морской водой плотностью = 1,02г/см³, Р_{опр}- 300 атм. - герметично.

3. Применение буферной жидкости «СУБЖ» при цементировании эксплуатационной колонны Ø178x139,7 мм и обсадной колонны «хвостовик» Ø193,7 мм позволило повысить успешность операции. Тампонажная смесь при этом отделяется от бурового раствора на углеводородной основе во всех

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

случаях с обеих сторон. Выход бурового раствора на поверхность устья скважины с меньшей плотностью на $0,05-0,1 \text{ г/см}^3$ и более позволяет судить о ходе цементирования обсадной колонны.

4. Дополнительный эффект применения буферной жидкости «СУБЖ» обусловлен сильным разжижающим действием на раствор углеводородной основы и обеспечивает турбулентный режим течения, создавая вымывающую эффективность углеводородной корки-плёнки со стенок ствола скважины и обсадной колонны.

5. Экономический эффект от использования буферной жидкости СУБЖ обусловлен: повышением качества цементирования, сокращением затрат времени на подбор рецептур перед цементированием и исключением потерь значительных объёмов тампонажных и буровых растворов.

6. Разработанная буферная жидкость «СУБЖ» отличается технологией и простотой её приготовления в промысловых условиях с использованием дешёвых материалов.

ГЛАВА VI.

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОДНОВРЕМЕННО НЕСКОЛЬКИХ ГОРИЗОНТОВ

Большинство нефтяных и газовых месторождений как у нас в стране, так и зарубежом являются многопластовыми. При этом несколько продуктивных пластов располагаются поэтажно один над другим. Разработка таких 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. В этой связи часто при разработке многопластовых месторождений объединяют несколько продуктивных пластов в один эксплуатационный объект, что позволяет сокращать сроки разработки месторождения, уменьшать капитальные вложения на бурение скважин и обустройство месторождений и т.д. В то же время одновременная разработка нескольких пластов одним объектом возможна только при одинаковых физико-химических свойствах нефтей в объединяемых пластах, если приток нефти и газа достаточен из каждого пласта при допустимом забойном давлении в скважине, при близких значениях пластового давления в объединяемых пластах, исключающих перетоки нефти между пластами, и близких значениях обводненности пластов. Если вышеизложенные условия не соблюдаются, то многоплановые месторождения разрабатывают методом одновременно-раздельной эксплуатации одной скважиной. В зависимости от конкретных

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

геолого-технических условий разработки залежей, технических и эксплуатационных характеристик скважин применяется одна из имеющихся в настоящее время схем ОРЭ. Обязательные требования ко всем схемам ОРЭ - возможность раздельного освоения и пуска в эксплуатацию каждого пласта, замера дебитов нефти каждого пласта в отдельности, а также раздельного замера каждого пласта на обводненность, газосодержание и исследование каждого пласта на приток нефти и газа.

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

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. 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.

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 нефтеотдачи с рентабельной эксплуатацией скважин. Кроме того, применение данной технологии способствует повышению коэффициента использования скважинного 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.

**Экономическое обоснование необходимости бурения скважин
с раздельной эксплуатацией одновременно нескольких горизонтов**

**1. Традиционная схема использования эксплуатации при
разработке залежей углеводородов, включает в себя:**

1.1. Использование индивидуальных скважин для эксплуатации на каждый пласт в многопластовой залежи углеводородов;

1.2. Бурение дополнительного фонда скважин для организации проектной системы добычи углеводородного сырья из нескольких продуктивных горизонтов.

**2. Система одновременно-раздельной эксплуатации из нескольких
продуктивных горизонтов позволяет:**

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

2.2. Сокращение числа эксплуатационных скважин при обеспечении плановых показателей добычи нефти и газа.

2.3. Снижение удельных расходов при эксплуатации скважин;

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

3. Системы одновременно-раздельной эксплуатации из нескольких продуктивных горизонтов позволяет снизить себестоимость добычи углеводородов за счет:

3.1. Сокращения расходов на эксплуатацию и текущий ремонт эксплуатационных скважин;

3.2. Уменьшения капитальных вложений при строительстве коллекторов, нефтесборов и сокращение расходов при их эксплуатации и ремонте;

3.3. Уменьшения капитальных вложений на бурение эксплуатационных скважин.

6.1. Определение экономической эффективности при реализации научной разработки при одновременно раздельной эксплуатации нескольких горизонтов одной скважиной

Целью расчетов являлось оценка экономической эффективности повышения эффективности разработки за счет ОРЭ на месторождении Северный Готурдепе, где были исследованы 4 скважины № 147, 37, 156, 200, отвечающие критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды [111].

Экономическая эффективность от дополнительно добытой нефти оценивается системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев.

Для оценки экономической эффективности используются следующие оценочные показатели:

- эксплуатационные затраты на дополнительную добычу нефти;
- выручка от реализации дополнительно добытой нефти;
- прибыль от реализации дополнительно добытой нефти.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Прибыль от реализации (Пт) – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и общей суммы налогов, направляемых в бюджетные и внебюджетные фонды.

При оценке методов по повышению интенсификации добычи нефти эксплуатационные затраты рассчитывались на основе первичных отчетных данных Управления «Готурдепенебит» по статьям калькуляции себестоимости добычи нефти на 2 квартал 2013 года.

Эксплуатационные затраты рассчитываются в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями в разрезе следующих статей:

- энергетические затраты на извлечение жидкости;
- сбор и транспорт нефти;
- технологическая подготовка нефти;
- затраты на проведение ремонта;
- амортизационные отчисления и т.д.

Энергетические затраты рассчитываются в зависимости от объема механизированной добычи жидкости. При расчете этих затрат исходят из средней стоимости электроэнергии и ее удельного расхода.

Расходы на сбор, транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости без учета амортизационных отчислений.

Оценка методов по повышению интенсификации добычи нефти должна проводиться в соответствии с налоговой системой, установленной в законодательном порядке.

Ниже следует перечень налогов, отчисляемых в бюджетные и внебюджетные фонды страны и показан порядок их расчета:

- налог на добавленную стоимость исчисляется в размере 15% от цены нефти;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- налог на прибыль исчисляется в размере 20% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

Налоги и платежи, учитываемые в составе эксплуатационных затрат:

- налог на добычу полезных ископаемых рассчитывается по налоговой ставке, указанной в Налоговом кодексе, то есть 10%.

6.2. Исходные данные для расчета экономических показателей

В нашей научной работе исследования одновременной раздельной эксплуатации проведены на четырех скважинах № 147, 37, 156, 200 месторождения Северный Готурдепе.

Ниже в таблице 6.1, приводятся исходные данные для расчета экономических показателей по каждой скважине после применения технологии одновременной раздельной эксплуатации (после внедрения) и для сравнения по традиционной технологии (до внедрения).

Таблица 6.1

Добыча до и после внедрения ОРЭ по скважинам месторождения Северный Готурдепе

№№ п/п	Период	Добыча нефти, тыс. тн.	Добыча жидкости, тыс. тн.
I	До внедрения ОРЭ	26,0	34,2
1	Скважина № 145	9,6	17,6
2	Скважина № 139	16,4	16,6
Среднее значение		13,0	17,1
II	После внедрения ОРЭ (1 год)	213,3	287,7
1	Скважина № 147	126,6	197,5
2	Скважина № 37	24,7	25,4
3	Скважина № 156	39,7	41,8
4	Скважина № 200	22,4	23,0
Среднее значение		53,3	71,9

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Таким образом полученный объем добычи (ΔQ_n) из четырех скважин после испытания ОРЭ на данной площади позволяет сократить количество скважин до 8 единиц. Так как для достижения указанных объемов добычи нефти по традиционной схеме потребовалось бы 12 скважин, а по технологии ОРЭ всего 4 единицы, то есть экономия 8 скважин.

Исходя из вышеизложенных фактов, дополнительная годовая добыча товарной нефти от увеличения конечной нефтеотдачи по внедрению данной научной разработки составила:

$$\Delta Q_{год} = Q_{пос.внед} - Q_{до.внед} ;$$

$$\Delta Q_{год} = 53,3 - 13,0 = 40,3 \text{ тыс. тн/год.}$$

Таблица 6.2

Исходные данные для проведения экономической оценки

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Значения
1	Цена реализации		
1.1.	Нефти на внутреннем рынке без НДС	ман/тн.	200
1.2.	Нефти на внешний рынок	ман/тн.	2 276,44
2	Налоги и платежи		
2.1.	НДС	%	15
2.2.	Налог на добычу полезных ископаемых	%	10
2.3.	Налог на прибыль	%	20
3.1.	Капитальные затраты при применении технологии ОРЭ	тыс.манат	53 815,76
3.1.1.	Скважина № 147	тыс.манат	15421,1
3.1.2.	Скважина № 37	тыс.манат	14531,4
3.1.3.	Скважина № 156	тыс.манат	9306,3
3.1.4.	Скважина № 200	тыс.манат	14556,96
3.2.	Капитальные затраты по традиционной схеме	тыс.манат	32 975,7
3.2.1.	Скважина № 201	тыс.манат	12314,5
3.2.2.	Скважина № 145	тыс.манат	9031,0
3.2.3.	Скважина № 202	тыс.манат	11630,2
4	Эксплуатационные затраты (по статьям калькуляции)		
4.1.	Себестоимость добычи нефти	ман/тн.	180,98
4.2.	Расходы по сбору и транспортировке нефти	ман/тн.	9,13
4.3.	Расходы по технологической подготовке нефти	ман/тн.	1,38
4.4.	Расходы на энергию по извлечению нефти	ман/тн.	0,26
4.5.	Прочие расходы	ман/тн.	170,21

Так, согласно данным выше приложенной таблицы 6.2, цена реализации нефти на внутреннем рынке без НДС составляет - 200 манат за тонну. При этом средний уровень нефти сорта “Юралс” на среднеземноморском и роттердамском рынках нефтяного сырья составляет – 106,2 долларов США за баррель и 798,75 долларов за 1 тонну нефти, что по курсу ЦБ Туркменистана на период проведения расчетов составило 2276,4 манат/тонна.

Цена – важнейший экономический параметр любого предприятия, именно уровень цен влияет на его финансовое положение, так как предопределяет размер получаемой прибыли, играет главную структуроопределяющую роль, является основным звеном системы рыночного саморегулирования.

Общая сумма капитальных затрат 4 скважин с технологией ОРЭ составляет 53 815,76 тыс. манат, тогда как по 3 скважинам традиционной схемы равна 32 975,7 тыс. манат. При этом средняя стоимость 1 скважины с технологией ОРЭ составляет около 13 453,9 тыс. манат, тогда как по традиционным скважинам 10 991,9 тыс. манат.

Кроме того, потребуются эксплуатационные затраты, удельным показателем которым является себестоимость добычи нефти равная 180,98 манат за тонну. В том числе сюда здесь учтены расходы по сбору и транспортировке нефти, технологической подготовки нефти, издержки на энергию по извлечению нефти и другие расходы.

6.3. Расчет экономических показателей

6.3.1. Выручка от реализации

Цена реализации нефти на внутреннем рынке принята 200 манат за тонну без НДС. Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и нефтяного газа на их объемы добычи в t – ом году:

$$B_t = C \times Q_{ni};$$

где C – цена нефти без НДС, манат /тн;

Q_{ni} - добыча нефти, тыс. тн;

Расчет:

$$B_{t1} = 200 \times 53,3 = 10\,660 \text{ тыс. манат (Вариант 1)}$$

При этом если учесть цену внешнего рынка, составляющую 798,75 долларов за тонну или по курсу ЦБ Туркменистана 2 276,44 манат, то выручки от реализации продукции по данному варианту, то есть далее отмечается как вариант 2 составит:

$$B_{t2} = 2\,276,4 \times 53,3 = 121\,332,1 \text{ тыс. ман. (Вариант 2)}$$

6.3.2. Прибыль от реализации

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных затрат и общей суммы налогов, направляемых в бюджетные и внебюджетные фонды.

1. Балансовая прибыль или прибыль к налогообложению, тыс. манат.:

$$P_i = B_i - \mathcal{E}_i;$$

Расчет:

$$P_{i1} = 10\,660 - 9\,646,5 = 1\,013,5 \text{ тыс. манат (Вариант 1)}$$

$$P_{i2} = 121\,332,1 - 9\,646,5 = 111\,685,6 \text{ тыс. манат (Вариант 2)}$$

Кроме этого, как было сказано выше положительный эффект от применения ОРЭ выражается в двух направлениях, одним из которых является увеличение добычи углеводородов за счет повышения конечной нефтеотдачи, а вторым сокращение капитальных вложений на строительство эксплуатационных объектов, в количестве 8 единиц.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Таким образом определим капитальные затраты по базовому (K_6) варианту, то есть по традиционной схеме. Так, согласно приведенной выше таблице сумма капитальных затрат по базовому варианту, то есть по традиционной схеме варьируется от 9 031,1 тыс. ман. (№145скв.) до 12 314,5 тыс. ман. (№201скважина). Соответственно средняя стоимость одной эксплуатационной скважины определена в пределах 10 672,8 тыс. ман. Следовательно, экономическая эффективность по внедряемой научной разработке обеспечивающая экономию капитальных затрат вычисляется:

$$K_{\text{обор.}} = P_{\text{обор.}} \times N_{\text{ф.с.и}};$$

где $P_{\text{обор.}}$ - стоимость одного объекта, тыс. ман.

$N_{\text{дф.и}}$ - фонд скважин, скв.

Расчет:

$$K_{\text{обор.}} = 10\,672,8 \text{ тыс.ман.} \times 8 \text{ скв.} = 85\,382,4 \text{ тыс. ман.}$$

При этом сумма капитальных затрат по внедряемому варианту (K_v) учитывается из стоимости четырех скважин с технологией ОРЭ (т.е. №№147,37,156,200), общая сумма которых равна 53 815,8 тыс. ман. В результате сумма экономической эффективности от сокращения капитальных затрат на строительство скважин определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{эф}} = K_6 - K_v;$$

Расчет:

$$\mathcal{E}_{\text{кз}} = 85\,382,4 - 53\,815,8 = 31\,566,6 \text{ тыс. ман.}$$

Таким образом, суммарная экономическая эффективность от внедрения научной разработки ОРЭ без вычета платежей и налогов по первому варианту, где учитывается цена реализации нефти на внутреннем рынке, составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{эф.1}} = 1\,013,5 + 31\,566,6 = 32\,580,1 \text{ тыс. манат}$$

По второму варианту с учетом реализации нефти на внешний рынок экономический эффект получен:

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

$$\mathcal{E}_{\text{эф.2}} = 111\,685,6 + 31\,566,6 = 143\,252,2 \text{ тыс. манат.}$$

Налог на прибыль, манат:

$$H_{\text{пр}i} = \Pi_i \times a_{\text{пр}} / 100\%, \text{ при условии } \Pi_i > 0$$

Расчет:

$$H_{\text{пр}1} = 32\,580,1 \times 0,2 = 6\,516,0 \text{ тыс. манат (Вариант 1)}$$

$$H_{\text{пр}2} = 143\,252,2 \times 0,2 = 28\,650,4 \text{ тыс. манат (Вариант 2)}$$

2. Экономический эффект от внедрения ОРЭ или прибыль от реализации продукции, тыс. манат.:

$$\Pi_{\text{ч}i} = \Pi_i - H_{\text{пр}i};$$

Расчет:

$$\Pi_{\text{ч}1} = 32\,580,1 - 6\,516,0 = 26\,064,1 \text{ тыс. манат. (Вариант 1)}$$

$$\Pi_{\text{ч}2} = 143\,252,2 - 28\,650,4 = 114\,601,8 \text{ тыс. манат. (Вариант 2)}$$

6.3.3. Платежи и налоги

Оценка методов по повышению интенсификации добычи нефти проводилась в соответствии с действующей налоговой системой Туркменистана (Таблица 6.3).

Таблица 6.3

Ставки налогов и отчислений в бюджетные фонды

Показатели	Ед.измерения	Значения
Налог на добавленную стоимость	%	15
Налог на добычу полезных ископаемых	%	10
Ставка налога на прибыль	%	20

Платежи и налоги, включаемые в себестоимость нефти

Налог на добычу полезных ископаемых:

$$T_{\text{ндпи } i} = Q_{ni} \times H_{\text{ндпи } i};$$

где Q_{ni} – добыча нефти, тыс.т.;

$H_{\text{ндпи}}$ – размер налоговой ставки на добычу полезных ископаемых, %;

Расчет:

$$T_{\text{ндпи1}} = 200 \times 53,3 \times 0,1 = 1\,066 \text{ тыс. манат. (Вариант 1)}$$

$$T_{\text{ндпи2}} = 2\,276,4 \times 53,3 \times 0,1 = 12\,133,2 \text{ тыс. манат. (Вариант 2)}$$

Налоги, отчисляемые в бюджет

Налог на добавленную стоимость:

$$H_{\text{ндс } i} = \Pi_n \times Q_{ni} \times a_{\text{ндс}} / 100\%;$$

Расчет:

$$T_{\text{ндс1}} = 200 \times 53,3 \times 0,15 = 1\,599 \text{ тыс. манат. (Вариант 1)}$$

$$T_{\text{ндс2}} = 2\,276,4 \times 53,3 \times 0,15 = 18\,199,8 \text{ тыс. манат. (Вариант 2)}$$

6.3.4. Капитальные вложения

Таблица 6.4

Капитальные вложения на приобретение оборудования, тыс. манат

Капитальные затраты при применении технологии ОРЭ	53815,76
Скважина № 147	15421,1
Скважина № 37	14531,4
Скважина № 156	9306,3
Скважина № 200	14556,96
Среднее значение	13 453,94
Капитальные затраты по традиционной схеме	32975,7
Скважина № 201	12314,5
Скважина № 145	9031,0
Скважина № 202	11630,2
Среднее значение	10 991,9

Сумма капитальных затрат по внедряемому варианту (Кв) учитывается из стоимости четырех скважин с технологией ОРЭ (т.е. №№147,37,156,200), общая сумма которых равна 53 815,8 тыс. ман, что в среднем значении на 1 скважину 13 453,9 тыс. манат (Таблица 6.4.)

6.3.5. Поток денежной наличности

Дисконтированный поток наличности

Дисконтированный поток денежной наличности – сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения – определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:

$$NPV = \sum_{i=1}^T \frac{B_i - K_i - T_i - H_i + A_i}{(1 + E)^{n-1}};$$

где NPV - дисконтированный поток денежной наличности;

Pt - прибыль от реализации в t -м году;

At - амортизационные отчисления в t -м году;

Kt - капитальные вложения в разработку месторождения в t -м году.

Определим дисконтированный поток наличности:

$$NPV_2 = (121\,332,1 - 13\,453,9 - 9\,646,5 - 30\,333) \cdot 1 = 67\,898,7 \text{ тыс. ман.}$$

Дисконтированный поток наличности за первый год эксплуатации ОРЭ положителен, следовательно, применение ОРЭ уже в первый год окупило затраты на его установку (Таблица 6.6.).

Положительная величина чистого дисконтированного дохода ($NPV > 0$) свидетельствует об эффективности, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный норме дисконта – 15%) уровень доходности этого капитала.

6.3.6. Индекс доходности (PI)

Определим индекс доходности. Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств:

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений (прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений:

$$ИД(PI) = \frac{\sum_{i=1}^T P_i / (1 + E_n)^{i-1}}{\sum_{i=1}^T K / (1 + E_n)^{i-1}};$$

$$PI_2 = 143\,252,2 / 13\,453,9 = 10.65$$

Как видим, индекс доходности является положительным, а это является критерием эффективности, то есть PI проекта.

6.3.7. Срок окупаемости

Период окупаемости ($\Pi_{ок}$) – это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{i=1}^T \frac{(B_i - K_i - \mathcal{E}_{np\,i} - H_i + A_i)}{(1 + E)^{n-1}} = 0$$

$$PP_2 = (121\,332,1 - 13\,453,9 - 9\,646,5 - 30\,333) / 121\,332,1 = 0,559 \text{ года}$$

6.3.8. Расчеты затрат

Сбор и транспорт нефти:

$$T_{сбтi} = T_{сбт} \times Q_{жi};$$

где $T_{сбт}$ - затраты по сбору и транспорту нефти и газа, ман/т жид;

$Q_{жi}$ - добыча жидкости из пласта, тыс.тн.

Расчет:

$$T_{сбт} = 9,13 \times 53,3 = 486,6 \text{ тыс. манат}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$T_{тпi} = T_{тп} \times Q_{жпi};$$

где $T_{тп}$ - затраты по технологической подготовке нефти, ман/т;

$Q_{жпi}$ - объем добытой нефти, идущей на технологическую подготовку,
тыс.т.

Расчет:

$$T_{тп} = 1,38 \times 53,3 = 73,6 \text{ тыс. манат}$$

Энергетические затраты на извлечение жидкости:

$$T_{эниi} = T_{извi} \times Q_{мехi};$$

где $P_{извi}$ – расходы на энергию, затрачиваемую на извлечение жидкости,
ман. /т жид;

$Q_{мехi}$ - добыча жидкости мехспособом, тыс. т.

Расчет:

$$T_{эниi} = 0,26 \times 53,3 = 13,9 \text{ тыс. манат}$$

Прочие затраты:

$$T_{проч.} = T_{извi} \times Q_{жi};$$

где $T_{проч.}$ – расходы на различные нужды, амортизация, з/пл, соц.
страхование и другие, тыс. ман.;

$Q_{жi}$ - добыча жидкости из пласта, тыс.тн.

Расчет:

$$T_{\text{прочі}} = 170,213 \times 53,3 = 9\,072,2 \text{ тыс. манат}$$

Итого текущих затрат, (без налогов и платежей, таблица 6.5.):

$$T_i = T_{\text{сбрі}} + T_{\text{нті}} + T_{\text{эніі}} + T_{\text{прочі}} ;$$

Расчет:

$$T_i = 486,6 + 73,6 + 13,9 + 9\,072,4 = 9\,646,5 \text{ тыс. манат.}$$

Себестоимость добычи 1 т нефти:

$$C_{ni} = T_i \div Q_{ni} ;$$

Расчет:

$$C_{ni1} = 9\,646,5 \div 53,3 = 180,98 \text{ манат}$$

6.3.9. Анализ экономической эффективности применения ОРЭ

Таблица 6.5

Показатели до и после внедрения оборудования ОРЭ

Показатели	До внедрения (по традиционной технологии) тыс.ман.	После внедрения (технология ОРЭ) тыс.ман.
Затраты на энергию по извлечению нефти	3,4	13,9
Затраты по сбору и транспортировке нефти	118,7	486,6
Затраты по технологической подготовке нефти	17,9	73,6
НДПИ	2959,3	12133,2
Стоимость ОРЭ	10991,9	13453,94
Затраты до/после ОРЭ	2352,7	9646,5
Прибыль	27240,5	143252,2

Дополнительная прибыль от внедрения ОРЭ составила 116 011,7 тыс. манат.

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Таблица 6.6

Экономическая эффективность от внедрения технологии ОРЭ

Показатели	Ед. измерения	До внедрения ОРЭ	После внедрения ОРЭ
Дополнительная добыча нефти	тыс.тн.	13,0	53,3
Дополнительная добыча жидкости	тыс.тн.	17,1	71,9
Выручка	тыс.ман.	29593,2	121332,12
Кап.затраты	тыс.ман.	10991,9	13453,94
Эксплуатационные затраты	тыс.ман.	2352,7	9646,5
Прибыль за счет увеличения добычи	тыс.ман.	27240,5	111685,6
Прибыль за счет сокращения затрат	тыс.ман.	-	31 566,6
Общая прибыль	тыс.ман.	-	143252,2
NPV	тыс.ман.	-	67898,7
PI		-	10,65
Срок окупаемости	лет	-	0,56

ГЛАВА VII.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СПОСОБУ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

7.1. Рекомендации по технологии проводки, выбору оборудования и исследования скважин, осваиваемых 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 [118].

Не следует выбирать под раздельный отбор при использовании установок типа "тандем" скважины с резкой разницей предполагаемых дебитов или очень низкими дебитами разделяемых пластов. (Временная

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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, 1969).

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 необходимо 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. [103].

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 распаковки плотно прилегали к стенкам скважины.

После 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 [72].

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 использовании 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 или 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 осуществляют 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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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. Это особенно будет ощущаться при разобщении трех и более пластов [119].

Поэтому рекомендуется другой метод исследования много пластовых коллекторов – метод установившихся и неуставившихся 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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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, солей 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 равнотемпературной их выработки, даются в проектах разработки и уточняются в процессе эксплуатации 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 [15].

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 или 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 светопоглощения 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.

7.2. 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 дорабатывать 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)

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 отсекаателей 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 Гамышлджа, 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 трудностями и прирост добычи с последних ожидается незначительный. При этом следует изучать возможность использования добывающих скважин верхнего горизонта для последующего добурирования их на нижележащие [120].

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 [121].

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 [122].

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 [123].

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 [124].

При объединении нескольких залежей многопластового газового месторождения в один объект разработки требуется значительно меньше капиталовложений в основном за счет снижения числа эксплуатационных скважин, что обуславливает 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 добурировании эксплуатационных скважин на поздних этапах разработки многопластового месторождения [125].

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

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

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 эксплуатации с двумя лифтами.

Массовое внедрение ОРЭ использованием 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 степень охвата и интенсивного освоения многопластового месторождения, путем раздельного вовлечения в разработку отдельных тонких разнопроницаемых пластов-прослоев;
3. Сокращению капитальных вложений на бурение скважин;
4. Интенсифицирование процесса регулирования отборов и закачки во времени и по разрезу скважины;
5. Увеличению рентабельной срока разработки и конечной

нефтеотдачи месторождения;

6. Снижению эксплуатационных затрат;

7. Предотвращение вредных воздействий растворов при глушении;

8. Эксплуатированию скважин с негерметичной эксплуатационной колонной;

9. Использование 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 устройствами [125]. 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, газозанесенных 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;

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

- 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 месторождения в целом около 70% являются многопластовыми. Учитывая вышеперечисленные преимущества и универсальность применения метода ОРЭ на нефтяных и газовых месторождениях с целью экономии средств и увеличения добычи, рекомендуется комплексное внедрение на западных и восточных месторождениях Туркменистана.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одной из стратегически важных задач для предприятия можно выделить стабилизацию объемов рентабельной добычи нефти на разрабатываемых месторождениях, увеличение межремонтного периода скважинного оборудования, поиск, отбор и внедрение новых эффективных видов скважинного оборудования, новых технологий для поддержания работоспособности скважин (в т.ч. химические реагенты).

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.

Предлагаемый проект ОРЭ является экономически привлекательным за счет дополнительной добычи нефти, высокого индекса доходности и низкого периода окупаемости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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.
2. 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.
3. Леонов В.А., Донков П.В. Оптимизация технологических режимов группы добывающих скважин, взаимодействующих через пласт // Технологический форум SIS GeoQuest. – Париж, 2000 г.
4. 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, 2002г, – 173 с.
5. Справочная книга по добыче нефти/ под.ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1974. – 704 с.
6. Дияшев Р.Н., Мусабирова Н.Х., Иктисанова В.А. Методическое руководство по определению оптимальных пластовых и забойных давлений. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1997. – 88 с.
7. 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). – 31-43 с.
8. 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. - 55-57 с.

9. Сахнов Р.В. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов с контролем депрессии / Р.В. Сахнов, И.В. Грехов, О.С. Николаев // Инженерная практика. – 2011. – № 3 – 20-23 с.

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

11. Осипов М.Г. Добыча безводной нефти из залежи с подошвенной водой / М.Г. Осипов // Нефтяное хозяйство. – 1957. – № 12. – 42-51 с.

12. 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. – 69-71 с.

13. Морев А.В. Текущие результаты внедрения ОРЭ в ООО «Лукойл-Пермь» / А.В.Морев // Инженерная практика. – 2011. – № 3. – 40-48 с.

14. 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 – 41-49 с.

15. Быков Н.Е. Выделение эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1975. - 145 с.

16. Каналин В.Г., Дементьев Л.Ф. Методика и практика выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях. - М.: Недра, 1982. -224 с.

17. Бочаров В.А. Разработка нефтяных пластов в условиях проявления начального градиента давления. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. -250 с.

18. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. - М.: Недра, 2001. - 287 с.

19. 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.

20. Деряев А.Р. Еседулаев Р., Основы технологии бурения при освоении нефтегазовых пластов методом ОРЭ. Научная монография. Ашгабат: Наука, 2017. Стр 98-126.

21. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Зотов Г.А., Алиев Э.С., М., «Недра», 1980г.

22. Жданов Н.В. Халир А.Л. «Осушка природных газов», М, «Недра», 1975г.

23. А.Г. Дурмишьян «Газоконденсатные месторождения»; М., «Недра», 1979г.

24. Муравьев В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / В.Н. Муравьев. – М.: Недра, 1973. – 449 с.

25. Гарифов К.М. История и современное состояние техники и технологии ОРЭ пластов в ОАО «Татнефть» / К.М. Гарифов // Инженерная практика. – 2010. – № 1. – 19-29 с.

26. Хисамов Р.С. Особенности геологического строения и разработки многопластовых нефтяных месторождений / Р.С. Хисамов. – Казань: изд-во «Мониторинг», 1996. - 288 с.

27. 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.

28. Дияшев Р.Н. Особенности разработки многопластовых объектов / Р.Н. Дияшев и др. - Экспресс-информ. ВНИИОЭНГ. Сер. «Нефтепромысловое дело»,1987. - 203 с.

29. 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. - 58-61 с.

30. 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. - 55-57 с.

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

32. Аминев, М.Х. Способы механизированной добычи нефти с применением пакеров для увеличения производительности скважин / М.Х. Аминев // Инженерная практика. – 2010. - № 1. – 47-54 с.

33. 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. 30-33 с.

34. 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. - 86-88 с.

35. Гарифов, К.М. История и современное состояние техники и технологии ОРЭ пластов в ОАО «Татнефть» / К.М. Гарифов // Инженерная практика. – 2010. – № 1. – 19-29 с.

36. 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. – 24-27 с.

37. 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. - 79-81 с.

38. Абуталипов, У.М. Разработка и применение технологий ОРЭ в ОАО АНК «Башнефть» / У.М. Абуталипов // Инженерная практика. – 2010. – № 1. – С. 66-70.

39. 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.

40. Атнабаев, А.И. Внедрение технологий ОРЭ в ОАО «Белкамнефть» / А.И. Атнабаев, Ю.Н. Петрусевиц // Инженерная практика. – 2010. – №1. – С. 44-45.

41. Емельянов, А.В. Скважинные компоновки для одновременной добычи и обработки ПЗП / А.В. Емельянов // Инженерная практика. – 2011. – № 3. – С. 58-62.

42. 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.

43. Мирзаджанзаде, А.Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. - Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.

44. Николаев, О.С. Скважинное оборудование для ОРЭ: разработка, внедрение, сервис / О.С. Николаев // Инженерная практика. – 2010. – № 1. – С. 78-83.

45. 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.

46. Будлов, С. Технологии ОРЭ и «интеллектуализации» скважин снижают риски и улучшают экономику добычи / С. Будлов // Инженерная практика. – 2010. – № 1. – 58-60 с.

47. 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. – 88-91 с.

48. Ивановский, В.Н. Одновременно-раздельная эксплуатация и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня завтра / В.Н. Ивановский // Инженерная практика. – 2010. - № 1. – 5-15 с.

49. Кременецкий, М.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин / М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов. – М.: МАКС Пресс. – 476 с.

50. Куликов, М.В. Технологические измерения и приборы / М.В. Куликов. – М: Недра, 1966. – 500с.

51. Никишов, В.И. Карты применимости компоновок для совместной разработки двух объектов / В.И. Никишов, Р.А. Хабибуллин, А.П. Сметанников, Д.А. Нижевич // Нефтяное хозяйство. - 2009. - № 11. - 45-47 с.

52. Буглов Н.А. Влияние технико-технологических факторов на интенсивность искривления геологоразведочных скважин. Геология и разведка; сборник научных трудов выпуск 11. 1986г.

53. Зиненко В.П. Направленное бурение: учебное пособие для вузов / В.П. Зиненко – Москва Недра, 1990 г.

54. Калинин А.Г., Разведочное бурение: учебник для горно-геологических вузов / А.Г.Калинин, О.В. Ошкордин, В.М. Питерский, Н.В. Соловьев. – Москва., “Недра-Бизнесцентр”, 2000г.

55. Костин Ю.С. Современные методы направленного бурения скважин/ Ю.С. Костин- Москва. Недра, 1982г.

56. Костин Ю.С. Современные методы и технологии по управлению траекториями геологоразведочных скважин/ Ю.С.Костин, Ю.Г. Соловов, В.В. Нескормных и другие – “Ресурсы Забайкалья”, 2004г.

57. Нескоромных В.В, Калинин. А.Г, Направленное бурение. Москва., ЦентрЛитНефтеГаз, 2008г.

58. Нескоромных В.В., Нескоромных В.В., Направленное бурение: учебное пособие для горно – геологических специальностей вузов/ В.В. Нескоромных – Иркутск. ИрГТУ- 2004.

59. Мельничук И.П. Бурение направленных и многоствольных скважин/ И.П. Мельничук. Москва Недра, 1991 г.

60. Морозов Ю.Т. Бурение направленных и многоствольных скважин малого диаметра / Ю.Т. Морозов – Москва Недра, 1976г.

61. Нескоромных В.В. Методы и технические средства бесклинового забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев / В.В. Нескоромных – Москва, МГП “Геоинформмарк”, - 1993г.

62. Муслимов Э. Обзор опыта по ОРЭ в ТНК-ВР. SPE Moscow Section Meeting. Реферат 17.01.2012г.

63. Ивановский В.Н., Разработка много пластовых месторождений: технология ОРД и ОРЗ.

64. Ведерников В.А., Рыжов Е.Л., Принципиальные основы выбора эжектора для одновременно-раздельной эксплуатации скважин с УЭЦН, “Бурение и нефть” Москва, ВНИИОЭНГ, 2009 г.

65. Леонов В.А., Донков П.В., Войтов О.В., Сорокин А.В. Воздействие на группу пластов одной сеткой скважин при разработке новых объектов. Стендовый доклад на XII Европейском симпозиуме повышения нефтеотдачи пластов// Материалы выставки «Нефть, газ. Нефтехимия — 2003”. - Казань. - 2003.

66. Леонов В.А., Донков П.В., Суслов А.А. Разукрупнение объектов разработки как средство адаптации гидродинамических моделей // Технологический форум SIS GeoQuest. — Сочи. - 2002г.

67. Леонов В.А. Способ адаптивной оптимизации пластового давления // Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов — теория и практика их

применения / Тезисы докл. VIII Международной специализированной выставки «Нефть, газ. Нефтехимия». - 2001.

68. В.Н. Ивановский., Журнал Территория Нефтегаз., выпуск 3., Москва., 2010г.

69. Каталог компании Везерфорд “Пакерные системы” Москва. 2005г.

70. К.М. Гарифов, Н.Г. Ибрагимов, А.Х. Кадыров, Р.Г. Заббаров, В.Г. Фадеев. Одновременно-раздельная эксплуатация пластов в ОАО «Татнефть», Москва. 2011г

71. Леонов В.А., Донков П.В. Одновременно-раздельная эксплуатация нескольких объектов разработки на Ван-Еганском месторождении // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: 4-я науч. - прак. конф., г. Ханты-Мансийск, 14-17 ноября 2000г.- Ханты-Мансийск, 2000. стр. 442-449.

72. Габдулов Р.Р. Опыт применения технологий для ОРЭ многопластовых месторождений в ОАО «НК «Роснефть»» / Р.Р. Габдулов, А.А. Агофонов, П.И. Сливка, В.И. Никишов // Инженерная практика. – 2010. – № 1. стр. 30-37.

73. Хисамов, Р.С. Особенности геологического строения и разработки многопластовых нефтяных месторождений / Р.С. Хисамов. – Казань: изд-во «Мониторинг», 1996. - 288 с.

74. Адиев, А.Р. Интеллектуальные скважины. Мониторинг разработки многопластовых объектов в скважинах с УЭЦН / А.Р. Адиев // Инженерная практика. – 2010. – № 1. – С. 66-70.

75. Адиев, И.Я. Анализ работы систем непрерывного геофизического контроля в процессе добычи / И.Я. Адиев, М.В. Якин, И.П. Бабушкин // Тез. докл. конф. в рамках XXII Междунар. специализ. выст. «Газ. Нефть. Технологии-2014». – 2014. – С. 19-25.

76. Адиев, И.Я. Геофизический мониторинг добывающих скважин с одновременно-раздельной эксплуатацией нескольких объектов / И.Я. Адиев,

В.В. Лаптев, В.В. Береснев, И.П. Бабушкин // Каротажник. – 2012. – №7-8. – С. 65-79.

77. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. – М: Недра 1977.

78. Басарыгин Ю.М., Булатов В.Ф., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учеб. Для вузов. – М: Недра - Бизнесцентр, 2001.

79. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывающих газовых и нефтяные пласты. – М: Недра 1995.

80. Х. Гулатаров, Деряев А.Р., Еседулаев Р.Э. Особенности технологии бурения горизонтальных скважин способом электробурения, (Монография), Наука, Ашгабат 2019, Стр. 276-301.

81. Задора Г.И. Оператор по добыче природного газа. – М., «Недра», 1980, с 261 Стр. 55.

82. Патент РФ 2483208, Способ последовательного освоение многообъектной скважины.

83. ВП Туркменистана №380, 19.10.2004 С09К 7/02, Жидкость для глушения скважин.

84. А.С. СССР №1406337, Е21В 43/13, Устройство для ремонта скважин.

85. ОП Туркменистана №603 (от 06.06.2014г.), Способ одновременно-раздельной эксплуатации двух продуктивных горизонтов одной скважиной;

86. Оборудование при ОРЭ научно-производственной фирмы Пакер Пакер (каталоги продукции оборудования при ОРЭ научно-производственной фирмы выпуск №4 2007г и выпуск №7 2009г)

87. Требин Ф.А., Макогон Ю.Ф., Басилаев К.С. Добыча природного газа. -Москва: Недра, 1976г.

88. Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. - Москва: Недра, 1975г.

89. Коротаев Ю.П., Швидлер М.М. Расчет проникновения глинистого раствора в пласт // Газовая промышленность. - 1971г. - №8.

90. Деряев А.Р., Оразклычев Г., Еседулаев Р. Современное состояние изученности бурения направленных и многозабойных скважин с одновременно-раздельной эксплуатацией нескольких горизонтов (зарубежный опыт), Сборник статей Института нефти и газа, Выпуск 8. Ашхабад: Туркменская Государственная издательская служба, 2014. Стр 228–237.

91. Деряев А.Р. Особенности технологии бурения для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких горизонтов на испытанных скважинах месторождений Северный Готурдепе. // сборник статей института “Нефть и газ” выпуск 8 (2014 ў.). – стр.238-248.

92. 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 ў.). – стр.183-193.

93. Методические указания по выбору конструкций нефтяных и газовых скважин, проектируемых для бурения разведочных и эксплуатационных на площадях - Москва Миннефтепром, 1973.

94. И.В. Элияшевский, М.Н. Сторонский, Я.М. Орсуляк. Типовые задачи и расчеты в бурении, – М.: Недра, 1982.

95. А.Г. Калинин. Бурение нефтяных и газовых скважин, - Москва ЦентрЛитНефтеГаз 2008.

96. А.Р. Деряев., Разработка конструкции скважин для метода одновременно-раздельной эксплуатации нескольких нефтяных пластов. «Наука и техника в Туркменистане». №6. 2013. С 71-77.

97. Сушон Л.Я., Емельянов П.В., Муллагалиев Р.Т. Управление искривлением наклонных скважин в Западной Сибири. – М: Недра, 1988. – 124 с.

98. Калинин А.Г., Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник; Под.ред. А.Г. Калинина. - М: Недра, 1974. – 240 с.

99. В.П. Овчинников, С.И. Грачев, А.А. Фролов и др. Справочник бурового мастера. Том I. - М: «Инфра-Инженерия», 2006. – 608 с.

100. Т.О. Акбулатов, Л.М. Левинсон, Р.Г. Салихов, Ф.Н. Янгиров. Расчеты при бурении наклонных и горизонтальных скважин. Санкт-Петербург: Недра, 2005. – 118 с.

101. Гарипов, О.М. Технология и-, оборудование для одновременно раздельной закачки воды в несколько пластов одной скважиной / О.М. Гарипов, В.А. Леонов, М.З. Шарифов // Вестник недропользователя, № 17, 2007.

102. Тарифов К.М. Результаты внедрения ОРЭ пластов ОАО «Татнефть». Последние разработки компании по ОРЭ / К.М. Тарифов, А.В. Глуходед, П.Н. Кубарев, В.А. Балбошин // Инженерная практика. № 3, 2011.

103. Дияшев Р.Н., Механизмы негативных последствий совместной разработки нефтяных пластов, Казань, 2004.

104. Зайцев Ю.В., Итоги применения одновременной раздельной эксплуатации двух пластов в нефтяных и нагнетательных скважинах за 1966-1969 гг. и пути совершенствования этого метода / Ю.В. Зайцев, Я.Я. Шкадов // Опыт одновременно раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину (тематические научно-технические обзоры), М.: ВНИИОЭНГ, 1971.

105. Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М., Авахов В.Э., Буровые растворы для осложненных условий, – М.: Недра, 2001.

106. Демихов В.И., Средства измерения параметров бурения скважин, – М.: Недра, 1990.

107. Тагиров К.М., Нефантов В.И., Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии, – М.: Недра, 2003.

108. Гауф В.А., Программа по буровым растворам для бурения вторых стволов и вскрытие продуктивного пласта Федоровского УПНПиКРС ОАО Сургутнефтегаз, - Волгоград 1998.

109. Лушпеева О.А., Разработка и исследование рецептур буровых растворов для бурения боковых стволов \ О.А. Лушпеева, Г.Б. Проводников, Н.Т. Кесева, Л.В. Корикина // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сборник научных трудов. Екатеринбург, – Выпуск 3, 2001

110. 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.

111. Деряев А.Р. Еседулаев Р., Основы технологии бурения при освоении нефтегазовых пластов методом ОРЭ. Научная монография. Ашгабат: Ылым. 2017. Стр. 147-173.

112. Буферные жидкости, используемые при цементировании скважин. // ОИ сер. «Бурение» - М.: ВНИИОЭНГ, 1987 – Вып.8 (127) – 62 с.

113. Буферные жидкости для повышения надежности разобщения пластов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1980.

114. Пути повышения эффективности буровых работ на месторождениях Западной Туркмении//Тр/СевКавНИПИнефть.- Грозный: 1982. – вып.22. – 77с.

115. Буферные жидкости, используемые при цементировании скважин. // ОИ сер. «Бурение» - М.: ВНИИОЭНГ, 1987 – Вып.8 (127) – 62 с.;

116. Буферные жидкости для повышения надежности разобщения пластов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1980.;

117. Деряев А.Р. Джамиев М. Патент №605 E21B 33/14; E21B 33/138 (2006.01) от 16.06.2014г. Способ цементирования обсадной колонны в скважине, пробуренной буровым раствором на углеводородной основе.

118. Дияшев Р.Н., Хмелевских Е.И. Особенности совместной эксплуатации неоднородных нефтяных пластов при повышенных градиентах давления // ВНИИОЭНГ, Неф. ТНТО, серия Добыча. –1974. стр. 100.

119. 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.

120. Коротаев Ю.П., Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1981.

121. Орлов В.С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. - М.: Недра, 1973.

122. Гафурова М. Оценка неоднородности и характеристика обводнения продуктивных горизонтов месторождения Ачак // Экспресс-информ. ВНИИЭГ азпром. - 1976.- № 10.

123. Григорьев В.С. Прогнозирование углеводородоотдачи пластов // Газовая промышленность. - 1990. - № 6. - С. 45 - 47.

124. Григорьев В.С. Повышение конденсатоотдачи при разработке залежей с применением сайкдинг-процесса // Нефтяная и газовая промышленность. - 1985. - № 3. - С. 32 - 36.

125. Коротаев Ю.П. Новые технологии разработки месторождений природного газа // Материалы Всесоюзной конференции. Основные направления и проблемы развития энергетики СССР на перспективу. - 1989. - Вып. IV.

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Деряев Аннагулы Реджепович

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ
ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Научная монография

Подписано в печать 25.03.2022.

Формат 60х84 1/16. Усл. печ. л. 21,56.

Тираж 500 экз.

МЦНП «Новая наука»

185002, г. Петрозаводск

ул. С. Ковалевской д.16Б помещ. 35

office@sciencen.org

ISBN 978-5-00174-508-2



9 785001 745082 >