

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

| Тема работы |
|---|
| ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ХАРАМПУРСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО) |

УДК 622.276-047.37:532.5

Обучающийся

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|------|
| 2БМ14 | Аксёнов Никита Сергеевич | | |

Руководитель / консультант ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------------|---------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Профессор | Коровкин Михаил Владимирович | Д. Г-М.Н. | | |
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Цибулькикова Маргарита Радиевна | К.Г.Н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Сечин Андрей Александрович | К.Т.Н. | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП/ОПОП, должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------------|------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Профессор | Мельник Игорь Анатольевич | Д.Г-М.Н | | |

Томск – 2023г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.04.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

| Код компетенции | Наименование компетенции |
|---|--|
| Универсальные компетенции | |
| УК(У)-1 | Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий |
| УК(У)-2 | Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла |
| УК(У)-3 | Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели |
| УК(У)-4 | Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия |
| УК(У)-5 | Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия |
| УК(У)-6 | Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки |
| Общепрофессиональные компетенции | |
| ОПК(У)-1 | Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области |
| ОПК(У)-2 | Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства |
| ОПК(У)-3 | Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии |
| ОПК(У)-4 | Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности |
| ОПК(У)-5 | Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях |
| ОПК(У)-6 | Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания |
| Профессиональные компетенции | |
| ПК(У)-1 | Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья |
| ПК(У)-2 | Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья |
| ПК(У)-3 | Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья |
| ПК(У)-4 | Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли |

| | |
|----------------|--|
| ПК(У)-5 | Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности |
| ПК(У)-6 | Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов |
| ПК(У)-7 | Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) И.А. Мельник
(ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

| Группа | ФИО |
|--------|--------------------------|
| 2БМ14 | Аксёнов Никита Сергеевич |

Тема работы:

| | |
|---|------------------------------|
| ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ХАРАМПУРСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО) | |
| <i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i> | <i>62-83/с от 03.03.2023</i> |

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи обучающимся выполненной работы: | 23.06.2023 |
|--|------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|--|---|
| Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.) | Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы. |
| Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке (аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе) | Общие характеристики гидродинамических и газоконденсатных исследований; сущность проведения гидродинамических исследований скважин; сущность проведения газоконденсатных исследований скважин; особенности проведения гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин на Харампурском нефтегазоконденсатном месторождении; Результаты гидродинамических и |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

| | |
|--|---|
| | газоконденсатных исследований на Харампурском нефтегазоконденсатном месторождении. Особенности интерпретации кривых восстановления давления, полученных в горизонтальных нефтяных скважинах; интерпретация кривой восстановления давления в горизонтальных скважинах при прорыве нецелевого флюида; газогидродинамическое исследование газоконденсатной скважины, вскрывающей продуктивный пласт вблизи газонефтяного контакта; интерпретация газодинамических и газоконденсатных исследований скважин, проведённых в промысловых условиях Харампурского месторождения. |
| Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей) | |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов) | |
| Раздел | Консультант |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Доцент, к.г.н., Цибульникова Маргарита Радиевна |
| Социальная ответственность | Доцент, к.г.н., Цибульникова Маргарита Радиевна |
| Английская часть | Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке: | |
| Evaluation of the performance of hydrodynamic and gas condensate studies at the Kharampur oil and gas condensate field | |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 04.03.2023 |
|---|------------|

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|------------------------------|------------------------|---------|------------|
| Профессор | Коровкин Михаил Владимирович | д. г-м.н. | | 04.03.2023 |
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | 04.03.2023 |

Задание принял к исполнению обучающийся:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|------------|
| 2БМ14 | Аксёнов Никита Сергеевич | | 04.03.2023 |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года _____

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

| Группа | ФИО |
|--------|--------------------------|
| 2БМ14 | Аксёнов Никита Сергеевич |

Тема работы:

| |
|---|
| ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ХАРАМПУРСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО) |
|---|

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи обучающимся выполненной работы: | 21.06.2023 |
|--|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 22.03.2023 | Анализ показателей гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин | 30 |
| 14.04.2023 | Особенности применения современных методов гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин | 30 |
| 30.04.2023 | Оценка показателей проведения гидродинамических и газоконденсатных исследований на Харампурском нефтегазоконденсатном месторождении | 10 |
| 15.05.2023 | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 10 |
| 31.05.2023 | Социальная ответственность | 10 |
| 08.06.2023 | Evaluation of the performance of hydrodynamic and gas condensate studies at the Kharampur oil and gas condensate field | 10 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР/консультант

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|------------------------------|------------------------|---------|------------|
| Профессор | Коровкин Михаил Владимирович | д. г.-м.н. | | 04.03.2023 |
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------|------------------------|---------|------------|
| Профессор | Мельник Игорь Анатольевич | д.г.-м.н | | 04.03.2023 |

Обучающийся

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|------------|
| 2БМ14 | Аксёнов Никита Сергеевич | | 04.03.2023 |

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 138 страниц, в том числе 27 рисунков, 24 таблиц и 50 литературных источников. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, газоконденсатные исследования скважин; интерпретация; кривая восстановления давления; горизонтальные скважины.

Объектом исследования являются месторождения с низкопроницаемыми коллекторами.

Цель работы: оценка эффективности проведения гидродинамических (ГДИ) и газоконденсатных (ГКИ) исследований скважин в геолого-промысловых условиях Харампурского НГКМ.

В процессе исследования проводилась интерпретация исследования методом кривой восстановления давления. Интерпретация исследования методом анализа добычи. Сравнение результатов исследований методами кривой восстановления давления и анализа добычи.

В результате исследования выдано заключение: рекомендуется увеличить длительность исследования методом кривой восстановления давления в 1,5-2 раза в низкопроницаемом коллекторе горизонтальной скважины.

Основные геологические, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: пластовое давление, проницаемость, гидропроводность, скин-фактор, коэффициент продуктивности, плотность флюида, вязкость флюида, дебит скважины, длительность исследования, диагностический график изменения давления во времени в логарифмических координатах.

Степень внедрения: интерпретация метода кривой восстановления давления как основного метода получения промысловой информации о параметрах разработки месторождения с низкопроницаемыми коллекторами.

Область применения: представленные решения целесообразно применять на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 10 |
| 1 АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН | 14 |
| 1.1 Общие характеристики гидродинамических и газоконденсатных исследований | 17 |
| 1.2 Сущность проведения гидродинамических исследований скважин | 26 |
| 1.3 Сущность проведения газоконденсатных исследований скважин | 35 |
| 1.4 Особенности проведения гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин на Харампурском нефтегазоконденсатном месторождении | 39 |
| 1.4.1 Результаты гидродинамических и газоконденсатных исследований на Харампурском нефтегазоконденсатном месторождении | 42 |
| 2 ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН..... | 43 |
| 2.1 Особенности интерпретации кривых восстановления давления полученных в горизонтальных нефтяных скважинах..... | 45 |
| 2.2 Интерпретация кривой восстановления давления в горизонтальных скважинах при прорыве нецелевого флюида | 45 |
| 2.3 Газогидродинамическое исследование газоконденсатной скважины, вскрывающей продуктивный пласт вблизи газонефтяного контакта | 46 |
| 2.4 Интерпретация газодинамических и газоконденсатных исследований скважин, проведённых в промысловых условиях Харампурского месторождения | 46 |
| 2.4.1 Интерпретация газодинамических исследований | 46 |
| 2.4.2 Интерпретация кривой восстановления давления..... | 46 |
| 2.4.3 Определение коэффициентов a и b | 46 |
| 2.4.4 Ранее проводимые исследования, интерпретация скважины с различными входными параметрами | 46 |

| | |
|--|----|
| 3 ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ХАРАМПУРСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ..... | 47 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖЕМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... | 52 |
| 4.1 Оценка экономической эффективности исследования скважин..... | 52 |
| 4.2 Расчет затрат на определение забойного давления с использованием глубинных манометров..... | 53 |
| 4.3 Расчет затрат на исследования скважин с применением образцовых манометров..... | 56 |
| 4.4 Сравнительный анализ затрат использования различных видов манометров при исследовании скважин..... | 57 |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ..... | 61 |
| 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 62 |
| 5.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 63 |
| 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия | 64 |
| 5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия | 66 |
| 5.2.3 Расчет системы воздухообмена | 68 |
| 5.3 Экологическая безопасность..... | 69 |
| 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях..... | 71 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 73 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ | 74 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А | 79 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Б..... | 80 |

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день нефтегазовая отрасль России столкнулась с рядом вызовов и проблем, среди которых: истощение ранее открытых крупных и уникальных месторождений; быстрое снижение темпов добычи на разрабатываемых месторождениях; нестабильная геополитическая обстановка, выражающаяся в непредсказуемости цен на мировом рынке нефти и газа; нарушение логистических цепочек, переориентирование рынков сбыта; введение в эксплуатацию новых, сильно удалённых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами полезных ископаемых, сложными геолого-физическими характеристиками районов нефтегазодобычи.

Таким образом, необходимо производить постоянный контроль работы эксплуатационных скважин, заниматься решением вопроса по рациональному использованию действующего фонда, разрабатывать новые способы доизвлечения запасов на разрабатываемых месторождениях, вычислять экономическую рентабельность добычи каждого конкретного лицензионного участка.

Для решения ранее озвученных вопросов, проводится комплекс по гидродинамическому (ГДИ) и газоконденсатному (ГКИ) исследованию скважин.

При разработке месторождения проводятся различные технологии: горячая обработка, коллтюбинг, кислотная обработка, гидроразрыв пласта, полимерное заводнение и т.д. Для того, чтобы произвести оценку успешности выполнения целей этих технологий, проводятся ГДИ и ГКИ, которые позволяют рассчитать параметры разработки, характеристики работы пласта, понять в каком режиме работе скважина, какими параметрами обладает, имеется ли положительный эффект от ранее проводимых технологий, либо же наоборот ГДИ и ГКИ проводится с целью с получения информации, на основании которой будет принято решение о целесообразности проведения какой-либо технологии.

Современные ГДИ и ГКИ позволяют получать широкий спектр информации о скважине: от оценок фильтрационных параметров пласта и характеристик совершенства вскрытия до уточнения параметров

неоднородности, геометрических размеров пласта, характеристик межпластового взаимодействия.

В данной работе рассмотрим проведение ГДИ и ГКИ на фонде скважин Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО), которое находится на активной стадии разработки, имеет трудноизвлекаемый фонд, сложенный низкопроницаемыми коллекторами с глубинами забоя до 3900 м.

Актуальность данной работы заключается в острой необходимости рационального извлечения запасов активно разрабатываемого Харампурского НГКМ, посредством применения комплекса ГДИ и ГКИ. Исследования позволяют произвести оценку запасов, снизить экономические затраты, уменьшить период простоя скважин, своевременно выявить проблемы работы УЭЦН, избежать остановок и аварий. Исследования дают понимание не только о работе, какой-либо одной скважины, но и позволяют сделать выводы о пласте, принять решения о рациональной системе разработке месторождения.

Для достижения наибольшего эффекта от проведения исследований используются современные устьевые и глубинные приборы, регистрирующие данные скважины, на основании которых производится анализ и интерпретация.

Цель работы: оценка эффективности проведения гидродинамических (ГДИ) и газоконденсатных (ГКИ) исследований скважин в геолого-промысловых условиях Харампурского НГКМ.

В соответствии с озвученной целью, необходимо решить задачи:

- проанализировать показатели гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин;
- обосновать применение методов гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин на Харампурском месторождении;
- оценить эффективность результатов проведения гидродинамических и газоконденсатных исследований на Харампурском НГКМ.

Защищаемые положения:

1. Увеличение длительности проведения исследований в низкопроницаемых коллекторах методом кривой восстановления давления;
2. Экспериментальное обоснование применения метода кривой восстановления давления как основного промыслового при исследовании газоконденсатных горизонтальных скважин.

Обозначения, определения и сокращения

ГДИ – гидродинамические исследования;

ГКИ – газоконденсатные исследования;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ;

НГО – нефтегазоносная область;

НГП – нефтегазоносная провинция;

ПАО – Публичное акционерное общество;

НК – нефтяная компания;

ООО – Общество с ограниченной ответственностью;

ДКС – дожимная насосная станция;

ГПЗ – газоперерабатывающий завод;

КГФ – конденсатогазовый фактор;

КГС – конденсат газовый стабильный;

КГН – конденсат газовый нестабильный;

КВД – кривая восстановления давления;

ТМС – термоманометрическая система;

ГНК – газонефтяной контакт.

1 АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

На этапе зарождения и начала развития гидродинамических исследований (30-е и 40-е гг. XX века), как одного из основных источников информации о пласте, могли быть решены только простейшие случаи. Например, решение для фильтрации однофазной малосжимаемой жидкости в однородном бесконечном пласте. Интерпретация материалов исследований методом восстановления давления сводилась к построению прямолинейной анаморфозы кривой восстановления забойного давления (КВД) или уровня, т.е. построение графика в координатах модифицированное давление - модифицированное время; и дальнейшему выбору на этом графике прямолинейного участка и определению по наклону и свободному члену фильтрационных параметров пласта.

Первый качественный скачок в интерпретации результатов ГДИ (ГКИ) был связан с появлением вычислительной техники (ЭВМ). С её появлением появилась возможность обработки результатов исследований эталонных (или типовых) кривых. ЭВМ позволила обрабатывать кривые (определенных параметров и в определенных координатах) и позволила получать решения для более сложных моделей в явном виде. Далее производилось совмещение типовых и фактических кривых. Существенными ограничениями использования типовых кривых являлось то, что они строились с определенным шагом и то, что применялся ручной метод наилучшего совмещения [1]. Поэтому такой способ определения фильтрационных параметров был достаточно грубым.

Следующий рывок произошел из-за технического прорыва, который сопровождался появлением высокоточных манометров [2] и появления ПК. Появилась возможность использовать более сложные модели, например с границами. В 1982-1983гг. произошёл скачок в области ГДИ, который произвел Д. Бурде [3]. Он разработал алгоритм, который позволил существенно увеличить информативность кривых восстановления давления и достоверность определяемых параметров.

Суть этого алгоритма заключается в том, что по КВД строится диагностический график, который представляет собой семейство двух кривых. Одна кривая – изменение забойного давления во время КВД, а вторая кривая – это изменение во времени производной давления. Аргументом, по которому производится дифференцирование кривой давления, является функция суперпозиции, учитывающая историю работы скважины. Диагностический график строится в билогарифмических координатах с учетом истории работы скважины. Форма диагностического графика позволяет определить интерпретационную модель, которая определяется типом коллектора, наличием площадной неоднородности коллектора, непроницаемых границ, условиями притока к стволу скважины, характером фильтрации и др. По горизонтальному участку производной, соответствующему радиальной фильтрации в пласте, определяется гидропроводность пласта.

Среди отечественных программ для обработки материалов ГДИ (ГКИ) следует выделить следующие: «TestAR» (ЗАО «ЦГДИ Информпласт») [6], «Гидратест» (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина) [4], «Интерпретатор–М» (НИПИморнефть), «ГДИ-эффект» (ОАО ЦГЭ Москва), «ГДИ» (IMS Corporations), программа для интерпретации ГДИ-ГКИ (ООО «ЮганскНИПИНефть» Уфимский филиал), «ГИДРОЗОНД» (ГеоТЭК). Некоторые отечественные нефтедобывающие компании используют свои собственные программы для обработки материалов промысловых гидродинамических исследований.

С появлением мощных ПК у специалистов появилась возможность при интерпретации результатов гидродинамических исследований в проверочных целях производить численное гидродинамическое моделирование на сеточных моделях, используя метод конечных разностей на сетке угловой точки (Eclipse Schlumberger) или метод конечных элементов на сетке Вороного (Saphir, Rubis Kappa Engineering)

При использовании численных гидродинамических моделей появляется возможность комплексного анализа результатов различных видов исследований

и их сопоставления, анализа влияния различных факторов на результаты исследований.

В последние годы для исследования скважин, наряду с традиционными ГДИ (ГКИ), все чаще применяются альтернативные методы исследований, включающие внедрение систем перманентного скважинного контроля.

Для качественной разработки месторождения требуется построение корректной модели на основе большого объема данных многочисленных исследований. Вместе с тем, проведение традиционных ГДИ (ГКИ) связано с определенными проблемами, такими как потери в добыче, вызванные остановкой скважин, существенные затраты на проведение инструментальных замеров и большая длительность исследований в низкопроницаемых коллекторах. Обойти эти проблемы можно оснастив скважины приборами, обеспечивающими передачу информации на поверхность по кабелю. В частности, внедрение термоманометрических систем (ТМС) в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами, позволяет осуществлять непрерывную длительную регистрацию и передачу на поверхность по кабелю текущих значений забойного давления.

В связи с ростом доли трудноизвлекаемых запасов, возникла острая необходимость в применении новых технологий разработки месторождений углеводородов. Применение сложных технологий разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами требует постоянного контроля за процессами разработки и оперативного принятия решений по управлению разработкой. Для решения поставленных задач необходимо создать программно-аппаратный комплекс, включающий в себя постояннодействующую геолого-термогидродинамическую модель месторождения, непрерывно обновляемую за счёт постоянного поступления новой информации о пласте и скважинах.

1.1 Общие характеристики гидродинамических и газоконденсатных исследований

Для осуществления контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений, а также мониторингом за эксплуатируемыми скважинами с установленной периодичностью проводят комплекс промысловых исследований в скважинах, расположенных в пределах рабочей залежи. Исследования скважин проводятся на нефтяных, газовых и/или газоконденсатных скважинах, переливающих нефтяных и гидрогеологических объектах, с целью решения следующих задач:

- Контроль работоспособности скважины и оценки работы отдельных элементов оборудования;
- Контроль за выработкой пластов в период эксплуатации скважины;
- Оценка продукции, находящейся в стволе работающей скважины;
- Контроль положения элементов конструкции и скважины в целом.

Техническое состояние скважин оценивается на всех этапах их работы: бурения, перед вводом в эксплуатацию и в ее процессе.

К основным видам промысловых работ относятся:

- Гидродинамические исследования;
- Газоконденсатные исследования;
- Газодинамические исследования;
- Замер газового фактора;
- Проведение антигидратных мероприятий в процессе исследования.

Для проведения контроля технологических параметров эксплуатационных скважин, рассматривают следующие результаты исследований скважин:

- Забойное давление (оценка и замер);
- Дебит продукции скважины;
- Приемистость;

- Динамометрирование.

Существует два основных типа промысловых исследований на объектах нефтегазодобычи: газодинамические и газоконденсатные исследования.

Газоконденсатные и гидродинамические исследования скважин позволяют определить широкий ряд характеристик, среди которых:

- Пластовое давление;
- Насыщение пласта и коэффициенты фильтрационного сопротивления;
- Информация о пласте (проницаемость, неоднородность) в пределах соответствующего радиуса исследования;
- Совершенство вскрытия (скин);
- Наличие разломов, их проводимость;
- Зона дренирования скважины и соответствующие запасы;
- Полудлина и проводимость трещины в скважине после проведения ГРП;
- В горизонтальной скважине: эффективная длина, отношение вертикальной и горизонтальной проницаемости, геометрический скин, показывающий преимущество относительно ВС;
- Параметры двойной пористости в трещиноватых коллекторах.

Таким образом, ГДИ и ГКИ являются базой для расчёта параметров разработки, их анализа, принятия решений по эксплуатации фонда скважин на месторождении.

К параметрам разработки месторождений относится:

- Добыча нефти, жидкости и газа;
- Накопленная добыча;
- Текущий коэффициент нефтеотдачи;
- Конечный коэффициент нефтеотдачи (коэффициент извлечения нефти – КИН);
- Темп разработки;

- Коэффициенты использования извлекаемых запасов;
- Продуктивность скважины;
- Обводнённость продукции скважин;

Рассмотрим основные характеристики, используемые при ГДИ и ГКИ.

Для реального газа взаимосвязь между занимаемым объемом V , давлением P и температурой T записывается соотношением, которое называется уравнением состояния реального газа [5].

$$P \cdot V = z \cdot \frac{m}{M} \cdot R \cdot (T + 273,15) \cdot 10^{-5}, \quad (1)$$

Где,

R – универсальная газовая постоянная, равная 8314,5 Дж/(К·кмоль).

Коэффициент сверхсжимаемости газа z характеризует отклонение объема реального газа по сравнению с тем же количеством идеального газа при заданном давлении и температуре. Коэффициент сверхсжимаемости газа z зависит от давления и температуры $z = z(P, T)$, а также от компонентного состава газа.

Плотность реального газа зависит от давления и температуры следующим образом:

$$\rho_{\Gamma} = \frac{10^5 \cdot P \cdot M}{z \cdot R \cdot (T + 273,15)}. \quad (2)$$

Плотность прямо пропорциональна давлению и обратно пропорциональна абсолютной температуре газа и коэффициенту сверхсжимаемости газа. Также употребительным является удельная (относительная) плотность газа по воздуху в стандартных условиях γ_{Γ} , или приведенная плотность.

Данная величина равна отношению плотности газа к плотности воздуха в стандартных условиях $\rho_{\text{ст.в}} = 1,205 \text{ кг/м}^3$, что приблизительно равно отношению молярной массы газа к молярной массе воздуха:

$$\gamma_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{ст.г}}}{\rho_{\text{ст.в}}} \approx \frac{M}{28,96}. \quad (3)$$

Объем и расход газа необходимо приводить в стандартных условиях.

Отношение объема флюида $V_{\text{раб}}$ при рабочем давлении P и температуре

T к объему флюида $V_{\text{ст}}$ в стандартных условиях называется объемным коэффициентом газа $B_{\text{г}}$, $B_{\text{г}}$ вычисляется на основе уравнения состояния.

$$B_{\text{г}} = \frac{V_{\text{раб}}}{V_{\text{ст}}} = 0,003456 \cdot \frac{z \cdot (T + 273,15)}{z_{\text{ст}} \cdot P}. \quad (4)$$

Плотность газа в рабочих условиях вычисляется на основе плотности газа в стандартных условиях с помощью объемного коэффициента:

$$\rho_{\text{г}} = \frac{\rho_{\text{ст.г}}}{B_{\text{г}}} = \frac{\gamma_{\text{г}} \cdot \rho_{\text{ст.в}}}{B_{\text{г}}}. \quad (5)$$

Сжимаемость тела c характеризует способность изменять объем под воздействием внешнего давления и имеет размерность обратную давлению.

$$c = -\frac{1}{V} \cdot \frac{dV}{dP}. \quad (6)$$

Изотермическую сжимаемость реального газа приблизительно можно считать обратной давлению.

$$c_{\text{г}}(P) = \frac{1}{P} - \frac{1}{z(P)} \cdot \left(\frac{\partial z}{\partial P} \right)_T \approx \frac{1}{P}. \quad (7)$$

Под вязкостью газа понимают его внутреннее трение, т.е. свойство сопротивляться перемещению одних частиц относительно других. Силы трения между двумя слоями газа единичной площади пропорциональны изменению скорости одного слоя относительно другого, которое происходит на единицу расстояния между ними. Коэффициентом пропорциональности называется коэффициент абсолютной или динамической вязкости газа [6].

Вязкость так же, как температура, давление и объем – функция состояния газа и может быть использована для его характеристики. Вязкость газов растет с ростом температуры, тогда как вязкость жидкостей, наоборот уменьшается по мере увеличения температуры.

Проницаемостью k называют свойство пористой среды пропускать через себя поток газа или жидкости под действием перепада давлений.

Абсолютная проницаемость $k_{\text{абс}}$ характеризует проницаемость пористой среды, полностью насыщенной флюидом, который никак не взаимодействует с данной пористой средой. Абсолютная проницаемость определяется в лабораторных условиях при фильтрации нейтрального флюида через образец

пористой среды, из которого удалена остаточная вода или нефть. Реальный газовый коллектор имеет остаточную водонасыщенность, поэтому его проницаемость по газу отличается от абсолютной [7].

Отношение проницаемости породы с некоторой водонасыщенностью S_B , нефтенасыщенностью S_H и газонасыщенностью S_G к его абсолютной проницаемости $k_{абс}$ при фильтрации определенного флюида: газа, воды, нефти, называется относительной фазовой проницаемостью по газу $k_{отн.г}$, воде $k_{отн.в}$ или нефти $k_{отн.н}$.

Например, в системе «газ-вода», зависимость относительной фазовой проницаемости по газу от водонасыщенности будет определяться следующим образом:

$$k_{отн.г}(S_B) = k_{отн.г}(1 - S_G) = \frac{k(S_B)}{k_{абс}}. \quad (8)$$

Абсолютная проницаемость связана со средним диаметром порового канала, тогда как относительная фазовая проницаемость определяется смачиваемостью и распределением размеров поровых каналов.

На основе модели Брукса-Кори для системы «газ-вода», относительные фазовые проницаемости связаны с водонасыщенностью S_B , остаточной водонасыщенностью $S_B^{ост}$ и капиллярным давлением $P_K(S_B)$ формулами:

$$k_{отн.г}(S_B) = \left(\frac{1 - S_B}{1 - S_B^{ост}} \right)^2 \cdot \frac{\int_{S_B}^1 \frac{dS_B}{(P_K(S_B))^2}}{\int_0^1 \frac{dS_B}{(P_K(S_B))^2}}, \quad (9)$$

$$k_{отн.в}(S_B) = \left(\frac{S_B - S_B^{ост}}{1 - S_B^{ост}} \right)^2 \cdot \frac{\int_0^{S_B} \frac{dS_B}{(P_K(S_B))^2}}{\int_0^1 \frac{dS_B}{(P_K(S_B))^2}}. \quad (10)$$

Течение жидкостей и газов в пористой среде описывается уравнением фильтрации Дарси, которое связывает между собой скорость фильтрации, вязкость флюида и проницаемость породы. В пренебрежении гравитационными эффектами этот закон записывается в следующем виде:

Согласованная система единиц (СИ) [8]:

$$\frac{Q_{\text{раб}}}{S} = v = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx}. \quad (11)$$

Согласно закону Дарси, скорость фильтрации v , равная отношению объемного расхода флюида в рабочих условиях $Q_{\text{раб}}$ к площади сечения S , перпендикулярно которому происходит фильтрация, прямо пропорциональна градиенту давления $\frac{dP}{dx}$, проницаемости пористой среды k и обратно пропорциональна динамической вязкости фильтрующего флюида μ . Знак минус означает, что фильтрация идет в направлении уменьшения давления.

В том случае, если в призабойной зоне пласта радиусом $R_{\text{изм}}$ проницаемость пласта отличается от проницаемости основной части пласта и составляет $k_{\text{изм}}$, или имеются иные дополнительные потери давления в призабойной зоне, уравнение плоскорадиальной фильтрации записывается в виде [9]:

$$Q_{\text{г}} = \frac{1}{400 \cdot (T + 273,15)} \cdot \frac{\pi k H}{\ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}\right) + S} \cdot (m(P_{\text{пл}}) - m(P_{\text{заб}})). \quad (12)$$

В форме квадратов давлений уравнение имеет вид:

$$Q_{\text{г}} = \frac{1}{400 \cdot (T + 273,15)} \cdot \frac{\pi k H}{\tilde{\mu} \tilde{z}} \cdot \frac{P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2}{\ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}\right) + S}. \quad (13)$$

Скин-фактор S характеризует дополнительные потери давления в призабойной зоне пласта и является мерой фильтрационного несовершенства скважины. Положительное значение скин-фактора означает снижение проницаемости призабойной зоны пласта, и связанные с этим дополнительные потери давления. Отрицательный скин-фактор означает, что проницаемость пласта вблизи скважины выше, чем в отдаленной части пласта, что может наблюдаться после проведения операций по интенсификации притока, таких как кислотная обработка и ГРП.

В случае, когда в призабойной зоне пласта радиусом $R_{\text{загр}}$ измененная проницаемость составляет $k_{\text{загр}}$, скин-фактор $S_{\text{загр}}$ за счет загрязнения

призобойной зоны определяется из соотношения:

$$S_{\text{загр}} = \frac{k - k_{\text{загр}}}{k_{\text{загр}}} \cdot \ln \left(\frac{R_{\text{загр}}}{r_c} \right). \quad (14)$$

Стационарное линейное течение газа в пористой среде

Решение уравнения Дарси для случая стационарного линейного течения газа вдоль пласта, имеющего форму прямоугольной галереи высотой H , шириной w и длиной L , имеет вид [9]:

$$Q_{\Gamma} = \frac{1}{400 \cdot (T + 273,15)} \cdot \frac{kH \cdot w}{2L} \cdot (m(P_{\text{пл}}) - m(P_{\text{заб}})). \quad (15)$$

В упрощенной форме квадратов давлений, применимой с учетом приведенных ранее оговорок, данное уравнение запишется в виде:

$$Q_{\Gamma} = \frac{1}{400 \cdot (T + 273,15)} \cdot \frac{kH \cdot w}{2L} \cdot \frac{P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2}{\tilde{\mu}\tilde{z}}. \quad (16)$$

Для стационарной фильтрации в пласте, т.е. когда распределение давления в пласте неизменно во времени, такие величины как дебит газа Q_{Γ} , забойное давление $P_{\text{заб}}$ и пластовое давление $P_{\text{пл}}$ на контуре постоянного давления радиусом $R_{\text{к}}$, называемого контуром питания, связаны между собой уравнением притока.

Уравнение притока к вертикальной скважине в случае, когда наблюдается двучленный закон фильтрации, записывается в форме квадратов давлений в виде:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = aQ_{\Gamma} + bQ_{\Gamma}^2. \quad (17)$$

Величина $P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2$, которая часто обозначается ΔP^2 , имеет физический смысл разности фильтрационных потенциалов, т.е. движущей силы фильтрации газа [10].

Коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b вычисляются по формулам:

$$a = 400 \cdot \frac{(T_{\text{пл}} + 273)\tilde{\mu}\tilde{z}}{\pi kh} \cdot \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_c} + C_1 + C_2 \right) \quad (18)$$

$$b = 2,32 \cdot 10^{-12} \cdot \frac{\rho_{\text{ст}}\tilde{z}(T_{\text{пл}} + 273)}{\pi^2 l h^2} \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_{\text{к}}} + C_3 + C_4 \right) \quad (19)$$

Данное уравнение притока можно записать в форме псевдадавлений для учета изменения свойств реального газа от давления, что позволяет применять его в более широком диапазоне изменения давления.

$$\Delta m(P) = m(P_{\text{пл}}) - m(P_{\text{заб}}) = A^* Q_{\Gamma} + B^* Q_{\Gamma}^2. \quad (20)$$

Коэффициенты фильтрационного сопротивления A^* и B^* вычисляются по формулам:

$$A^* = 400 \cdot \frac{(T_{\text{пл}} + 273)}{\pi k h} \cdot \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 \right) \quad (21)$$

$$B^* = 2,32 \cdot 10^{-12} \cdot \frac{\rho_{\text{ст}}(T_{\text{пл}} + 273)}{\tilde{\mu} \pi^2 l h^2} \cdot \left(\frac{1}{r_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{к}}} + C_3 + C_4 \right). \quad (22)$$

Коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b напрямую зависят от вязкости и коэффициента сверхсжимаемости газа, которые зависят от пластового давления. В ходе разработки месторождения, коэффициенты a и b , описывающие уравнение притока к скважине, могут изменяться по мере изменения пластового давления.

Коэффициент фильтрационного сопротивления A^* остается постоянным при изменении пластового давления. Это связано с тем, что изменения свойств газа, происходящие при изменении давления, входят в структуру псевдадавления реального газа $m(P)$.

В приведенных выше уравнениях C_1 , C_3 и C_2 , C_4 – коэффициенты несовершенства соответственно по степени и характеру вскрытия [11].

Коэффициенты несовершенства по степени вскрытия C_1 и C_3 определяются по формулам:

$$C_1 = \frac{1}{\bar{h}} \ln \bar{h} + \frac{1 - \bar{h}}{\bar{h}} \ln \frac{\delta}{\bar{r}_{\text{с}}}; \quad C_3 = \frac{1}{\bar{h}}, \quad (23)$$

$\bar{h} = h_{\text{перф}}/h$ – относительное вскрытие пласта скважиной;

$\delta = 1,6(1 - \bar{h}^2)$; $\bar{r}_{\text{с}} = r_{\text{с}}/h$ – относительный радиус скважины.

Точное определение коэффициентов несовершенства C_2 и C_4 , вызванного характером вскрытия существенно сложнее, так как зависит от множества неизвестных факторов, таких как глубина и диаметр перфорационных каналов,

степень изменения проницаемости пласта на границе перфорационных каналов за счет воздействия кумулятивной струи.

Коэффициенты C_2 и C_4 можно оценить по формулам:

$$C_2 = \frac{2}{\bar{h} \cdot n \cdot D_{\text{перф}}}; \quad C_4 = \frac{2 \cdot C_2^2}{3 \cdot D_{\text{перф}}}, \quad (24)$$

где:

$D_{\text{перф}}$ – диаметр полусферы (каверны), м;

n – число перфорационных отверстий на 1 м (плотность перфорации).

Для равномерно анизотропных пластов, горизонтальная и вертикальная проницаемости которых отличаются друг от друга, коэффициенты фильтрационного сопротивления несовершенной по степени вскрытия скважины определяются по формулам [13].

$$a = 400 \cdot \frac{(T_{\text{пл}} + 273) \tilde{\mu} \tilde{z}}{\pi k h} \left(\frac{1}{\nu} \cdot \ln \frac{\bar{R}^\nu - x}{\bar{h}} + C_2 \right), \quad (25)$$

$$b = 2,32 \cdot 10^{-12} \cdot \frac{\rho_{\text{ст}} \tilde{z} (T_{\text{пл}} + 273)}{\pi^2 l h^2} \cdot \left(\frac{\ln \frac{\bar{R}^\nu - x}{\bar{h}}}{\bar{h} \nu \cdot \ln \bar{R}} + C_4 \right), \quad (26)$$

где:

$\nu = \sqrt{\frac{k_{\text{верт}}}{k_{\text{гор}}}}$ – параметр анизотропии;

$k_{\text{верт}}$, $k_{\text{гор}}$ – вертикальная и горизонтальная проницаемости соответственно;

$x = 1 - \bar{h}$; $\bar{R} = \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}$ – безразмерный радиус.

Анизотропность пласта значительно увеличивает коэффициенты, обусловленные характером вскрытия.

Расчет дебита газа с помощью коэффициентов фильтрационного сопротивления

Дебит газа $Q_{\text{г}}$ на основе забойного давления $P_{\text{заб}}$ и пластового давления $P_{\text{пл}}$ при известных коэффициентах фильтрационного сопротивления вычисляется по формулам:

$$Q_{\Gamma} = \frac{2 \cdot (P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)}{a + \sqrt{a^2 + 4 \cdot b \cdot (P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)}}, \quad (27)$$

$$Q_{\Gamma} = \frac{2 \cdot (m(P_{\text{пл}}) - m(P_{\text{заб}}))}{A^* + \sqrt{A^{*2} + 4 \cdot B^* \cdot (m(P_{\text{пл}}) - m(P_{\text{заб}}))}}. \quad (28)$$

Связь коэффициентов фильтрационного сопротивления со значениями скин-фактора S и D -фактора.

Коэффициенты фильтрационного сопротивления определяются через компоненты полного скин-фактора $S = S_0 + D Q_{\Gamma}$, а именно истинный скин-фактор S_0 и D -фактор.

В этом случае коэффициенты фильтрационного сопротивления A^* и B^* для псевдавления вычисляются по формулам:

$$A^* = 400 \cdot \frac{(T_{\text{пл}} + 273)}{\pi k h} \cdot \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + S_0 \right) \quad (29)$$

$$B^* = 400 \cdot \frac{D \cdot (T_{\text{пл}} + 273)}{\pi k h}. \quad (30)$$

Коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b для квадратов давлений вычисляются по формулам:

$$a = 400 \cdot \frac{\tilde{\mu} \tilde{z} \cdot (T_{\text{пл}} + 273)}{\pi k h} \cdot \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + S_0 \right) \quad (31)$$

$$b = 400 \cdot \frac{D \cdot \tilde{\mu} \tilde{z} \cdot (T_{\text{пл}} + 273)}{\pi k h}. \quad (32)$$

1.2 Сущность проведения гидродинамических исследований скважин

ГДИ (гидродинамические исследования) – комплекс исследований, который проводится как на остановленных, так и на работающих скважинах с целью измерения параметров (давление, температура, уровень жидкости и дебит) и дальнейшей интерпретации полученных данных.

ГДИ скважин подразделяются на первичные, текущие и специальные.

Первичные исследования проводятся в период разведки и опытно-промышленной эксплуатации, являются основными и обязательными, проводятся в полном объеме для определения характеристик пласта и параметров скважины для выбора оптимального режима работы скважины [12]:

- дебита (Q_{Γ}), устьевое ($P_{уст}$) и забойного давления ($P_{заб}$);
- пластового давления ($P_{пл}$);
- фильтрационно-емкостных свойств пласта:
- проводимость kH ;
- проницаемость k ;
- гидропроводность $\frac{k \cdot H}{\mu}$;
- пьезопроводность $\kappa \approx \frac{k \cdot P}{\mu \cdot m \cdot S_{\Gamma}} \cdot 3,6 \cdot 10^{-4}$;
- скин-фактор S (истинный скин-фактор S_0 и D-фактор);
- коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b ;
- геометрические характеристики залежи (расстояния до границ);
- параметров заканчивания скважины:
- параметры трещины ГРП: полудлина трещины $x_{тр}$ и проводимость трещины $F_{тр}$ (при наличии ГРП);
- эффективная длина горизонтального ствола $L_{гс.эф}$ и анизотропия пласта $k_{верт}/k_{рад}$ для горизонтальных скважин;
- условий разрушения призабойной зоны и предельно-допустимой депрессии на пласт;
- свойств пластового флюида (физико-химический анализ проб);
- определение условий и количества выноса жидкости и механических примесей;
- определение коэффициента гидравлического сопротивления НКТ.

Текущие исследования проводятся для анализа и контроля над разработкой с целью мониторинга всех или части параметров, определяемых в

процессе первичных исследований. Периодичность исследований должна обеспечивать контроль разработки месторождения.

В случае длительного процесса очистки скважины после выхода из бурения или ремонта, возможно проведение ГДИ (ГКИ) по двухступенчатой схеме:

- предварительное исследование по укороченной программе с целью установления технологического режима скважины;
- основное исследование с целью определения параметров пласта и продуктивности скважины.

Специальные исследования вызваны специфическими условиями разработки залежи и эксплуатации скважин (внедрение внутрипластового горения и т. д.).

Выделяют прямые и косвенные методы исследования. К прямым относят непосредственные измерения давления, температуры, лабораторные методы определения параметров пласта и флюидов по керну и пробам жидкости, взятым из скважины. Большинство параметров залежей и скважин не поддается непосредственному измерению. Эти параметры определяют косвенно путем пересчета по соотношениям, связывающим их с другими, непосредственно измеренными побочными параметрами.

Косвенные методы исследования производятся по физическому явлению, которое лежит в их основе, подразделяют на:

- промыслово-геофизические;
- дебито-расходометрические;
- термодинамические;
- гидродинамические.

Гидродинамические методы исследования скважин и пластов по данным о величинах дебитов жидкостей и газа, о давлениях на забоях или об изменении этих показателей, а также о пластовой температуре во времени позволяют определять параметры пластов и скважин. Определение параметров пластов по

данным указанных исследований относится к обратным задачам гидродинамики, при решении которых по измеряемым величинам на скважинах (дебиты, давления, температура) устанавливаются параметры пластов и скважин (проницаемость, пористость, пьезопроводность пласта, несовершенство скважин и др.).

Целью гидродинамических исследований на стадии промышленной разведки месторождений является получение наиболее полной информации о строении и свойствах пластов, необходимой для подсчета запасов и составления проекта разработки.

С помощью промысловых исследований можно получить наиболее объективные материалы о комплексе гидродинамических характеристик пласта, так как они основываются на изучении аналитических зависимостей между доступными для непосредственных измерений величинами, такими как пластовые давления, температуры, притоки жидкости и т. д.

Задача определения абсолютных значений этих величин с необходимой точностью, а также изучения характера их изменения во времени и пространстве (по разрезу и площади залежи) является основной задачей специальной области измерительной техники, связанной с проведением измерений в скважинах и получившей название глубинной. Методы и средства глубинных измерений указанных величин (исходных параметров) имеют существенные особенности, определяемые как целями и видом исследования, так и специфическими условиями эксплуатации приборов в различных скважинах.

Тенденции развития техники контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений таковы, что промысловые исследования будут иметь в последующие годы все более важное практическое значение, а служба исследований непрерывно будет совершенствоваться и расширяться. Предусмотренное усиление работ по изысканию новых, более эффективных методов разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений по значительному повышению степени извлечения нефти и газового конденсата из недр потребует для своего осуществления создания информационно-

измерительных систем, обеспечивающих действенный контроль за ходом процессов выработки продуктивных пластов, а также комплекса глубинных приборов для оценки эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти и газа.

На сегодняшний день, всё большее значение приобретают и вопросы, связанные с методами глубинных измерений исходных параметров, теоретическими и физическими принципами создания глубинных приборов, техникой проведения измерений в скважинах.

Полнота и качество получаемых данных в ходе интерпретации результатов ГДИ скважин соответствуют необходимым требованиям только в условиях использования правильной технологии и оборудования. С этой целью на начальном этапе планирования исследований скважин необходимо выполнять процедуру проектирования предстоящих работ (рисунок 1) [13].

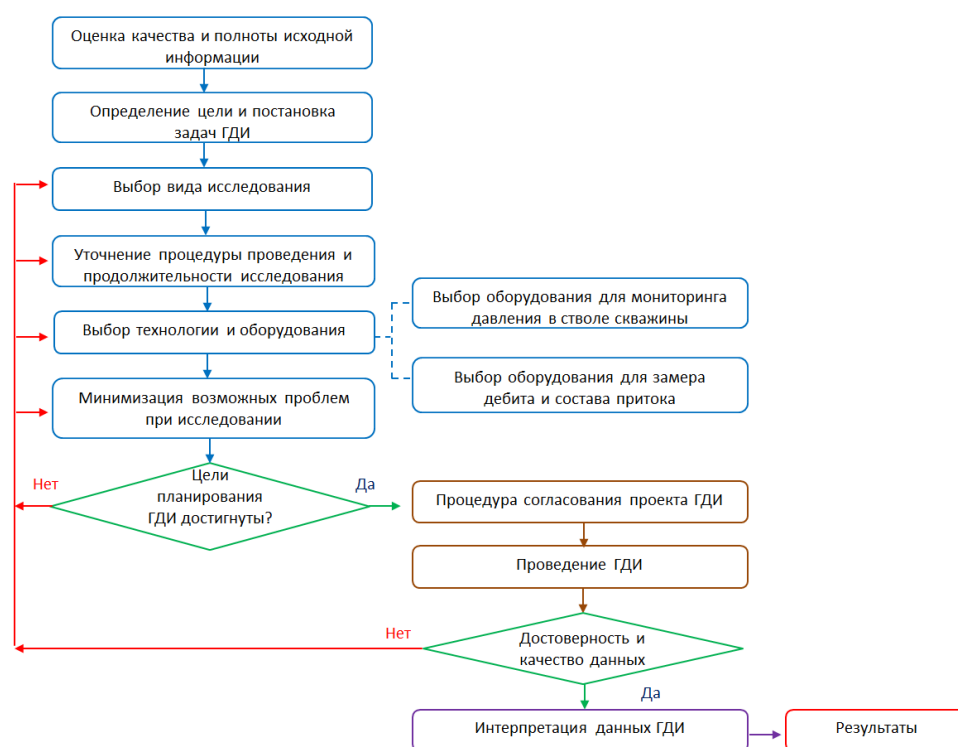


Рисунок 1 – Процедура проектирования гидродинамических исследований скважин

На всех этапах проектирования исследования необходимо принимать в расчет информацию о типе и статусе скважины, а также об объекте (пласте)

исследования. Существенное влияние на метод исследования, выбор исследовательского оборудования и подготовку скважины будут иметь:

- текущее состояние и статус скважины перед исследованием;
- в разведочных и поисковых скважинах необходимо обеспечить в обязательном порядке регистрацию глубинного давления и температуры;
- продукция скважины (наличие воды и конденсата в добываемой продукции);
- геологические особенности объекта исследования (сцементированность коллектора, наличие разломов, пластовое давление, температура и т.д.);
- конструкция и обвязка скважины-кандидата.

На начальном этапе проектирования формулируются цели и задачи ГДИ скважин: какие результаты, какую информацию о пласте ожидается получить в итоге проведения исследования. На основе анализа теории ГДИ и поставленной цели определяется вид и метод исследования.

Следующим шагом проектирования работ является составление дизайна исследования, на основе которого определяются минимальные необходимые параметры: дискретность, точность регистрации данных, предельные значения давления, температуры и дебита. На основе дизайна разрабатывается технология ГДИ скважин: каким образом проводить исследования, какова требуемая последовательность во времени и каковы условия проведения различных операций ГДИ (установка глубинного и устьевого оборудования, открытие-закрытие скважины и т.д.). В соответствии с требованиями по дискретности, точности и предельным значениям замеров выбираются устьевые и глубинные датчики давления и температуры. В соответствии с термобарическими условиями, обвязкой и продукцией скважины выбирается оборудование для замера дебита скважинной продукции.

Дизайн исследования позволяет уточнить способность выбранного вида исследования, решить поставленные задачи и достичь целей. Путем

прогнозирования вероятного поведения давления существует возможность продемонстрировать реальность обнаружения и описания предполагаемых особенностей пласта [14].

При проектировании работ по ГДИ (ГКИ) газовых и газоконденсатных скважин необходимо учесть возможные осложнения при проведении исследований (образование гидратов, высокое содержание воды и конденсата в газе, наличие сероводорода, интенсивный вынос механических примесей вместе с добываемой продукцией) и предусмотреть мероприятия по их минимизации.

В случае успешного составления дизайна, выбора технологии и оборудования, производится подготовка скважины к выполнению исследования (продувка скважины, опрессовка основных узлов, проверка герметичности и исправности задвижек и т.д.) с составлением и передачей ПР акта готовности скважины к исследованиям совместно с планом работ.

Достоверность и качество получаемой в ходе исследования информации проверяется при интерпретации с использованием различных критериев корректности и отбраковки данных.

Необходимо отметить, что определение погрешности получаемых величин при промысловых исследованиях методами ГДИ является не простой задачей из-за сложных зависимостей искомых параметров от инструментально измеряемых физических величин.

Гидродинамические параметры пластов скважин.

Для решения многих практических задач, связанных с проектированием и разработкой НГМ, а также с установлением режимов эксплуатации отдельных скважин, необходимо определить параметры, характеризующие гидродинамические свойства скважин и пластов: продуктивность скважин, гидропроводность пласта, пьезопроводность пласта, коэффициент гидродинамического совершенства скважины.

1) Коэффициент продуктивности добывающей скважины – отношение ее дебита к перепаду между пластовым и забойным давлением, соответствующими этому дебиту – показывает, на сколько может измениться дебит скважины при

изменении депрессии на пласт на единицу, рассчитывается по формуле 33:

$$K = \frac{Q}{P_{\text{пл}} - P_3}, \quad (33)$$

Где

Q – дебит добывающей скважины;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление;

P_3 – забойное давление;

Размерности $[K] = \text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}; \quad \text{т}/\text{сут} \cdot \text{МПа}; \quad \text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{кгс}/\text{см}^2);$
 $\text{т}/(\text{сут} \cdot \text{кгс}/\text{см}^2).$

В литературе обозначение коэффициента продуктивности можно встретить через греческую букву η .

Из формулы Дюпюи коэффициент продуктивности может быть определен как (формула 34):

$$K = \frac{2\pi k h}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (34)$$

Где

k – проницаемость пласта, м^2 ;

h – мощность (толщина) пласта, м ;

μ – динамическая вязкость жидкости, $\text{МПа} \cdot \text{с}$;

R_k – радиус контура питания скважины, м ;

r_c – приведённый радиус скважины, м .

Для нагнетательной скважины определяют аналогичный коэффициент – коэффициент приемистости нагнетательной скважины (формула 35):

$$K' = \frac{Q_{\text{в}}}{P_{\text{пл}} - P_3}, \quad (35)$$

Где

$Q_{\text{в}}$ – расход воды, закачиваемой в данную скважину.

2) Коэффициент гидропроводности пласта – характеризует количество добываемой жидкости при изменении перепада давления на одну единицу. Он оценивает потенциальные возможности скважины по добыче (формула 36).

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} \quad (36)$$

$$\text{Размерности } [\varepsilon] = \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}; \frac{\text{Д} \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}.$$

Коэффициент продуктивности (K) и коэффициент гидропроводности (ε) связаны между собой (формула 37):

$$K = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (37)$$

3) Коэффициент подвижность жидкости в пласте k/μ :

Определение данного параметра необходимо в случае исследования притока к скважинам нефтей, обладающих структурно-механическими свойствами (аномально- и сверханомально-вязкие нефти).

$$\text{Имеет следующую размерность} - [k/\mu] = \frac{\text{мкм}^2}{\text{мПа} \cdot \text{с}}; \frac{\text{Д}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}.$$

4) Коэффициент проницаемости пласта k – важная гидродинамическая характеристика пористой среды – характеризует суммарную площадь сечения поровых каналов, по которым идет процесс фильтрации, на единичной площади фильтрации.

$$\text{Имеет размерность } [k] = \text{м}^2, \text{ мкм}^2, \text{ Д}, \text{ мД}.$$

$$1\text{Д} = 1000\text{мД} = 1,02 \text{ мкм}^2 = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Рассчитанный с помощью ГДИ, коэффициент k позволяет количественно оценить проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП), удаленной зоны пласта и всего пласта в зоне дренирования скважины, но данный способ определения коэффициента проницаемости менее точный чем лабораторный.

5) коэффициент пьезопроводности пласта χ - характеризует способность пласта к передаче возмущений (изменений давления), вызванных изменением режима эксплуатации. Или, характеризует скорость перераспределения давления в пласте в условиях упругого режима. Для однородного пласта рассчитывается по формуле Щелкачёва:

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{\text{ж}} - \beta_{\text{с}})} = \frac{k}{\mu\beta^*}, \quad (38)$$

Где

$\beta_{\text{ж}}$ и $\beta_{\text{с}}$ – соответственно коэффициент сжимаемости жидкости и пласта;

β^* – коэффициент упругоёмкости пласта; Па^{-1} или $\text{см}^2/\text{кгс}$;

m – эффективная пористость, доли единицы.

Размерности $[\chi] = \text{м}^2/\text{с}$; $\text{см}^2/\text{с}$.

Для реальных пластов измеряется в пределах $[\chi] = 10^{-2} \dots 10^2 \text{ м}^2/\text{с}$.

б) гидродинамическое совершенство скважины характеризуется приведённым радиусом скважины и коэффициентом совершенства.

Приведённый радиус скважины – это радиус такой воображаемой скважины, которая в аналогичных условиях дает такой же дебит, что реальная скважина (формула 39):

$$r_{\text{пр}} = r_{\text{с}} \cdot e^{-c}, \quad (39)$$

Где

c_1 – коэффициент, учитывающий несовершенство скважины по степени вскрытия пласта;

c_2 – коэффициент, учитывающий несовершенство скважины по характеру вскрытия пласта.

Коэффициент совершенства – отношение коэффициента продуктивности реальной скважины к такой же величине у скважины, вскрывшей не обсаженный пласт по всей толщине при неизменной проницаемости пласта, формула 40:

$$\alpha = \frac{\lg^{\sigma_{\text{сп}}/r_{\text{с}}}}{\lg^{\sigma_{\text{сп}}/r_{\text{пр}}}}, \quad (40)$$

Сущность проведения гидродинамических исследования скважин заключается в получении ранее описанных различных параметров скважины, с помощью которых рассчитываются параметры разработки скважины, группы скважин, месторождения.

1.3 Сущность проведения газоконденсатных исследований скважин

Газоконденсатные исследования скважин и месторождений – это измерение количества газа и конденсата (соотношения фаз), а также определение их состава и свойств при различных давлениях и температурах, т. е. это определение газоконденсатной характеристики месторождения.

Исследования на газоконденсатность осуществляется с целью определения параметров и показателей, являющихся исходными данными для подсчёта запасов газа и конденсата, проектирования разработки и обустройства месторождений, переработки конденсата и контроля за разработкой месторождения.

При исследовании газоконденсатных скважин в первую очередь определяются фазовый и углеводородный составы смеси до начала разработки месторождения или залежи, а затем прогнозируют и контролируют их изменение в процессе эксплуатации в системе «пласт – скважина – сепаратор – магистральный газопровод» [15].

В соответствии с Законом РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах», все выявленные в недрах запасы полезных ископаемых и их сопутствующих компонентов, подлежат государственному учету с целью определения обеспеченности разведанными запасами добывающих предприятий и контроля за текущими запасами углеводородов в процессе разработки. Подсчет, учет и оценку запасов углеводородов выполняют при стандартных условиях – давлении 1,01325 бара и температуре 20°C, согласно Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Минприроды России от 01.11.2013 г. № 477.

Начальная величина потенциального содержания C_{5+} утверждается в протоколе Государственного комитета по запасам России. Его значение и прогноз изменения по мере разработки месторождения определяется в период разведки.

Учет запасов газового конденсата выполняется по КГС. Балансовые запасы в газоконденсатной залежи определяются содержанием в пластовом газе всех углеводородов, представляющих собой жидкость при стандартных условиях – углеводороды C_{5+} .

Основой контроля текущего потенциального содержания КГС в газе является прогнозная зависимость изменения содержания углеводородов C_{5+} в газе от пластового давления, представляемая в проектном технологическом

документе на разработку месторождения. Эта зависимость контролируется текущими ГКИ.

Коэффициент извлечения КГС из недр для конечного пластового давления 1,013 бара определяется экспериментально при потенциале более 25 г/м³ и графоаналитическим методом – при меньшем его содержании [16].

Коэффициент извлечения КГС из недр на текущий момент разработки определяется как отношение накопленной добычи к извлекаемым запасам.

Метод непрерывного отбора промышленных количеств газа – наиболее часто используемая методика исследования. Вся продукция скважины направляется в сепарационную установку, с использованием которой осуществляется замер КГФ и отбор проб флюидов. В большинстве случаев применяется полнопоточный сепаратор. ГКИ скважин подразделяются на первичные и текущие исследования в зависимости от стадии разработки месторождения. Первичные исследования проводятся на стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации.

Целью первичных исследований является определение следующих параметров и характеристик:

- начального содержания C_{5+} ;
- коэффициента извлечения конденсата;
- дебита газа сепарации;
- дебита стабильного конденсата;
- физико-химических свойств конденсата.

Основными задачами первичных исследований являются [17]:

- отбор устьевых проб газа сепарации и КГН для исследования пластовой смеси;
- определение состава пластовой смеси;
- определение фазового состояния пластового флюида;
- построение прогнозной зависимости изменения содержания углеводородов C_{5+} в газе от пластового давления.

При проведении текущих ГКИ необходимо отбирать пробы для определения текущего состава и текущих физико-химических свойств добываемого флюида. Отличием от первичных исследований является отсутствие термодинамических исследований.

Периодичность текущих ГКИ определяется исходя из видимых изменений свойств конденсата эксплуатационных объектов. Текущие ГКИ нужно проводить с периодичностью один раз в год.

Основным отличием плана работ ГКИ от плана работ по ГДИ является наличие дополнительных задач, которые планируются для решения в ходе проведения исследования. В число таких задач входит определение дебита стабильного и нестабильного конденсата; плотности стабильного и нестабильного конденсата; определение КГФ и коэффициента усадки. Для решения данных дополнительных задач требуется установка полнопоточного сепаратора для проведения газоконденсатных исследований или МФР, что должно быть отражено при формировании плана работ в перечне мероприятий по подготовке к исследованиям и в перечне необходимого оборудования.

При формировании перечня планируемых работ по ГКИ при составлении плана работ следует отразить необходимость замера КГФ, определения плотности жидкости из сепаратора, определения дебита воды и отбор проб воды на каждом режиме работы на диафрагме. Также необходимо отразить отбор проб газа и конденсата для рекомбинирования на завершающем режиме обратного хода, уточненного по результатам прямого хода.

В зависимости от значений проницаемости эксплуатируемых залежей планы работ по ГДИ (ГКИ) имеют различия для высокопроницаемых и низкопроницаемых коллекторов. Основными различиями являются: вид исследования, количество и наименование режимов, длительность исследования. В случае низкопроницаемых коллекторов в большинстве случаев целесообразно чередование режимов работы скважины и режимов остановки скважины на КВД, а в случае высокопроницаемых коллекторов – остановка на КВД, несколько режимов работы скважины на диафрагме и остановка на КВД.

В условиях постоянного совершенствования систем разработки и эксплуатации НГКМ в отношении результатов газоконденсатных исследований (ГКИ) скважин возникают противоречия, связанные с недостаточной функциональной составляющей. В свою очередь, противоречия формируют новые потребности.

Во-первых, использование результатов ГКИ в постоянно действующих геолого-технологических моделях предполагает повышенную информативность при ограниченном количестве сгруппированных компонентов.

Во-вторых, для адекватного описания фазового поведения применительно к смесям сложного фазового состава (определяющегося содержанием углеводородов (УВ) группы C_{5+} и гетероатомных компонентов) ограниченных результатов явно недостаточно.

В-третьих, постоянный научно-технический прогресс предполагает использование современных средств измерений и экспериментального оборудования, продвинутых методик обработки и интерпретации данных, математического моделирования и соответствующих программно-методических алгоритмических решений.

Таким образом, к результатам ГКИ предъявляются повышенные требования в части информативности и достоверности оценки характеристик пластовых флюидов.

1.4 Особенности проведения гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин на Харампурском нефтегазоконденсатном месторождении

В 2022 г. исполнилось 60 лет с открытия крупнейшего в Западной Сибири Тазовского газового месторождения, что ознаменовало начало разработки газовых сеноманских залежей Западно-Сибирского мегабассейна.

Его площадь оценивается в 3 млн км², а запасы в 26,6 трлн м³ [18]. Харампурское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 200 км от г. Тарко-Сале, в 660 км восточнее г. Салехард, в Юго-Восточной части Ямало-Ненецкого автономного округа в районе полярного круга.

Харампурское месторождение было открыто в 1979 году скважиной № 334Р «Главтюменьгеологии». По отражающему горизонту «Б» поднятия оконтурены изогипсой - 2925 м и имеют площадь 1080 км². Фундамент вскрыт на глубине 3962 и 4061 м и представлен базальтами. На нём несогласно залегают отложения нижней юры. В пределах месторождения выявлены 8 нефтяных, 6 газоконденсатнефтяных, 3 газонефтяные, 2 газоконденсатные и 9 газовых залежей пластово-сводового, массивного и литологически экранированного типов. Коллекторами служат песчаники с линзовидными прослоями глин.

Месторождение многопластовое, приурочено к группе Харампурских локальных поднятий Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) и относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП). По запасам природного газа относится к уникальным. По запасам нефти относится к крупным. Извлекаемые запасы нефти и конденсата по Харампурскому нефтегазоконденсатному месторождению по категориям ABC1+C2 соответствуют 88 млн. т, суммарные запасы газа по категориям ABC1+C2 — 903 млрд. м³.

На месторождении идет активная работа по увеличению добычи природного газа, в том числе из недр со сложным геологическим строением. Для вовлечения трудноизвлекаемых запасов газа в эксплуатацию, Компанией был инициирован целевой инновационный проект «Выбор и разработка технологии освоения низкопроницаемых газовых залежей Турона». Площадкой для реализации инновационного проекта стало Харампурское месторождение ООО «РН-Пурнефтегаз». Для выбора эффективного способа добычи произведены опытно-промышленные работы, в ходе которых были пробурены три скважины различной конструкции, а также проведен широкий комплекс исследовательских работ.

В декабре 2014 года на месторождении была введена в эксплуатацию современная дожимная компрессорная станция (ДКС) для рационального использования попутного нефтяного газа. В результате, уровень утилизации попутного нефтяного газа составил не менее 95% по Харампурскому и

Фестивальному лицензионным участкам; обеспечена сдача газа на Губкинский ГПЗ и закачка в пласт на временное хранение; обеспечена подготовка и сдача природного газа в рамках реализации проекта по освоению Туронской залежи.

В ближайшей перспективе планируется реализация первой фазы развития проекта – обустройство газового промысла Сеноманской залежи. Вторая фаза предполагает разработку объектов Туронской залежи. В среднесрочной перспективе планируется выход на полку добычи 11 млрд куб. м газа в год с потенциалом роста до 24 млрд куб. м в год [18].

Харампурское месторождения интересно компании в первую очередь, ввиду своих запасов природного газа, Харампур является передовым проектом «Роснефти» наряду с проектом «Роспан», планируется реализация газовой продукции для внутреннего рынка, извлечение экономической прибыли, а также повышение конкурентоспособности с крупнейшим игроком на газовом рынке РФ и мира ПАО «Газпром». К Харампурскому НГКМ относится Северо-Харампурское, Южно-Харампурское, Фестивальное месторождения. Рассмотрим подробнее газовую составляющую Харампурского НГКМ.

Основные запасы приурочены к сеноманскому и туронскому горизонтам. Продуктивный пласт ПК1 выделяется в кровельной части Покурской свиты сеноманского возраста (раннемеловой период) и представлен песчаниками, песками уплотненными, залегающими в кровле сеноманского яруса. Залежь ПК1 массивная без литологических нарушений, коллектор поровый. Режим работы пласта — водо- и газонапорный.

Одной из неопределенностей на начальной стадии разработки является прогноз выноса механических частиц. Породы пласта ПК1 являются слабосцементированными, высокопористыми и в процессе добычи подвержены разрушению при снижении порового давления и увеличении эффективного напряжения [20]. Предельно допустимая депрессия на пласт, установленная по месторождениям-аналогам, составляет около 0,5–0,6 МПа.

При более высоких депрессиях возможно разрушение призабойной зоны пласта и увеличение механических примесей в добываемой продукции [19].

Также продвижение пластовой воды к скважинам будет приводить к ослаблению породы и увеличению выноса частиц [20].

В результате разработки газовых коллекторов сеноманского яруса широко выявлена проблема неравномерного подъема газонефтяного контакта в добывающих скважинах по всей территории Западной Сибири [21–23].

Основными причинами неоднородности продвижения подошвенной воды считаются: изменчивость фильтрационно-емкостных свойств, литологическая неоднородность отложений, распространение глинистых пропластков, снижающих вертикальную проницаемость.

Вынос твердой фазы, пескопроявление в процессе добычи является результатом комплекса процессов, происходящих в массиве пород при дестабилизации напряженного состояния за счет бурения и эксплуатации.

На сегодняшний день началась реализация проекта по добычи газа, в сентябре 2022 года, главой компании ПАО «НК Роснефть» Игорем Сечиным был объявлен запуск в эксплуатацию газового проекта Харампур, который позволит ПАО «НК Роснефть» увеличить добычу газа на 11 млрд м³ в год.

1.4.1 Результаты гидродинамических и газоконденсатных исследований на Харампурском нефтегазоконденсатном месторождении

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

2 ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Выбор метода ГДИ проводится в соответствии с Таблицей 9. Каждое исследование имеет свои особенности:

- для определения истинного скин-фактора S_0 и D-фактора необходимо проведение исследования методом ИД;
- по КВД определяется полный скин-фактор S для текущего режима работы скважины;
- для определения проводимости пласта и пластового давления необходимо проведение исследования методом КВД;
- методы интерпретации результатов ИД без замера пластового давления (т.е. без КВД) характеризуются низкой достоверностью [5].

Таблица 9 – Выбор метода ГДИ (ГКИ) исходя из целей

| ЦЕЛИ: | КВД | КСД | ИД БЕЗ КВД | ИД + КВД |
|---|-----|-----|------------|----------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Пластовое давление ($P_{пл}$) | + | - | - | + |
| Проводимость пласта (kH) | + | + | - | + |
| Полный скин-фактор (S) | + | + | - | + |
| Компоненты скин-фактора: истинный скин-фактор S_0 и D-фактор) | - | - | - | + |
| Коэффициенты фильтрационного сопротивления (a и b) | - | - | + | + |
| Геометрические характеристики залежи (расстояния до границ) | + | + | - | + |
| Параметры трещины ГРП: полудлина трещины $x_{тр}$ и проводимость трещины $F_{тр}$ | + | + | - | + |
| Эффективная длина горизонтального ствола (L) и анизотропия пласта ($k_{верт}/k_{рад}$) (для горизонтальных скважин) | + | + | - | + |
| Условия разрушения призабойной зоны и предельная депрессия на пласт | - | - | + | + |

ГДИ проводятся на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации, методами гидропрослушивания и основываются на регистрации

динамики забойного давления и дебита на разных режимах работы и остановки скважины (или группы скважин в случае гидропрослушивания).

На рисунке 3 представлены применяемые виды исследований.

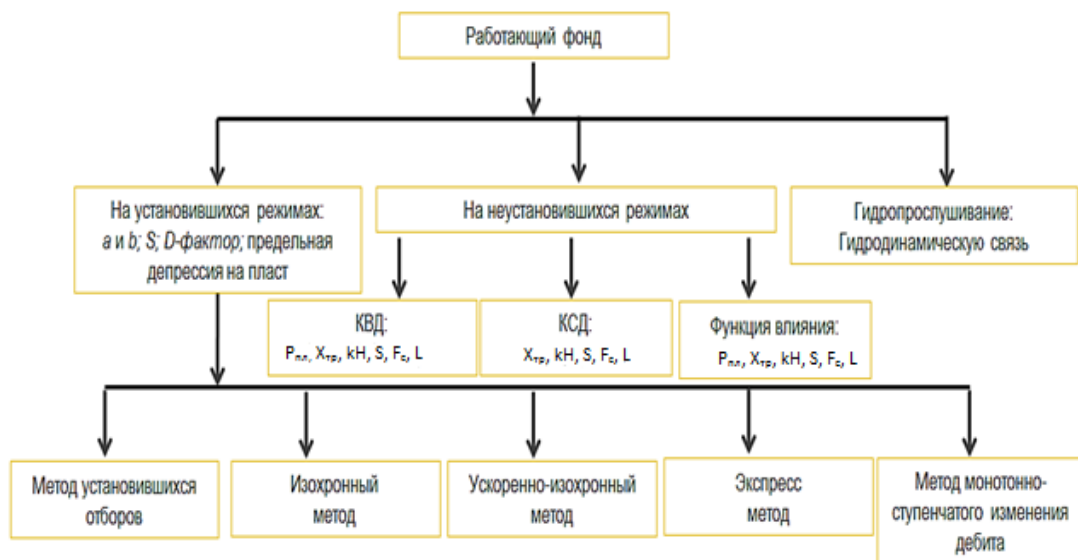


Рисунок 3 – Виды ГДИ

Выбор метода ГКИ проводится в соответствии с Таблицей 10. В ней приведены основные цели и методики исследований.

Таблица 10 – Выбор метода ГКИ исходя из целей

| ЦЕЛИ | МЕТОДИКИ |
|------------------------------|--|
| 1 | 2 |
| Первичные ГКИ | Замер дебита воды, газа и газового конденсата с отбором проб для определения начального состава, физико-химических свойств добываемого флюида, проведение термодинамических исследований |
| Текущие ГКИ | Замер дебита воды, газа и газового конденсата с отбором проб для определения текущего состава и текущих физико-химических свойств добываемого флюида |
| Технологический замер дебита | Замер дебита воды, газа и газового конденсата на одном (текущем) режиме (для стабильно работающей скважины). |

В ходе магистерской диссертации сделаем акцент на наиболее часто применяемых методах исследований: КВД.

Метод кривых восстановления давления.

Исследования методом КВД предполагают запись кривой изменения давления во времени после остановки, стабильно работающей в режиме отбора скважины [6]:

- Измерения давления в обязательном порядке сопровождаются данными о предыстории эксплуатации (продолжительности и дебитах циклов предшествующей работы) за период, в 5-10 раз превышающий период исследований;
- Ограничение – в низкопроницаемых коллекторах время выхода на псевдорadiaльный режим течения может быть очень большим, что приводит к существенным потерям в добыче;
- Основной диагностический инструмент – логарифмическая производная, позволяющая выделять режимы течения (рисунок 4).

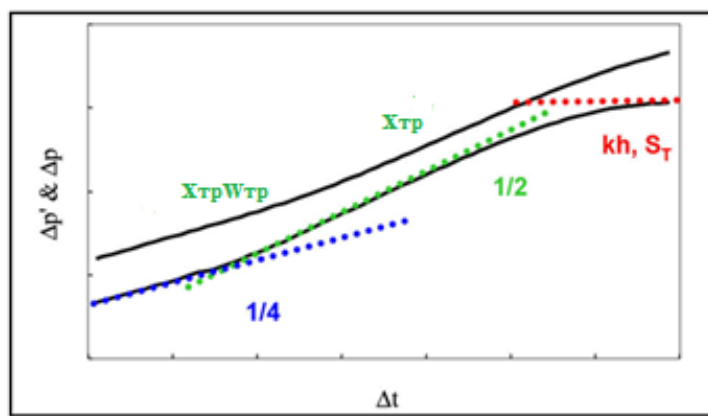


Рисунок 4 – Логарифмическая производная как диагностический инструмент

2.1 Особенности интерпретации кривых восстановления давления полученных в горизонтальных нефтяных скважинах

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

2.2 Интерпретация кривой восстановления давления в горизонтальных скважинах при прорыве нецелевого флюида

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

2.3 Газогидродинамическое исследование газоконденсатной скважины, вскрывающей продуктивный пласт вблизи газонефтяного контакта

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

2.4 Интерпретация газодинамических и газоконденсатных исследований скважин, проведённых в промысловых условиях Харампурского месторождения

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

2.4.1 Интерпретация газодинамических исследований

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

2.4.2 Интерпретация кривой восстановления давления

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

2.4.3 Определение коэффициентов a и b

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

2.4.4 Ранее проводимые исследования, интерпретация скважины с различными входными параметрами

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

3 ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ХАРАМПУРСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Гидродинамические и газоконденсатные исследования скважин используются в качестве промыслового комплекса, цель использования которого заключается в определении и расчёте текущих параметров работы скважин (температура, дебит, давление, уровень жидкости). Полученные параметры используются для интерпретации в специальном программном обеспечении, после чего делаются выводы о работе скважины, группы скважин или всего месторождения, в том числе о параметрах разработки месторождения, рациональной его эксплуатации в будущем.

Проведение ГДИ и ГКИ позволяет определить и произвести оценку свойств пласта и его призабойной зоны. ГДИ и ГКИ позволяют получить данные об особенностях удалённой и околоскважинной зон пласта.

Проводимые в промысловых условиях ГДИ подразделяются на 2 вида:

- Исследования на установившихся режимах течения – метод индикаторных диаграмм;
- Исследования на не установившихся режимах течения – методы КВД для нефтяных скважин, КПД для нагнетательных скважин и КВУ.

Все параметры, участвующие в ГДИС можно разделить на 2 группы: известные и неизвестные параметры. К известным параметрам, которые берутся из исходных данных, можно отнести радиус скважины, пористость, сжимаемость системы, вязкость флюида, мощность пласта. Ко второй группе параметров, получаемых в ходе исследования, относят влияние ствола скважины, скин-фактор, проницаемость пласта, размер коллектора.

- Влияние ствола скважины – влияние во время раннего радиального течения;

- Скин-фактор – в период раннего радиального течения оказывает влияние на амплитуду подъема (горба) на кривой;
- Проницаемость пласта – влияние в периоды раннего радиального и линейного течений;
- Размер залежи – влияние в период позднего радиального течения;
- Радиус ствола скважины – влияние в период раннего радиального течения;
- Пористость пласта – влияние в периоды раннего радиального и линейного течений, влияние в период позднего радиального течения на время обнаружения границ;
- Мощность пласта – влияние на все периоды течений;
- Дебит скважины – влияние на все периоды течений;
- Вязкость флюида – влияние в периоды раннего радиального и линейного течений;
- Общая сжимаемость – влияние на все периоды течений.

Оценка параметров имеет взаимосвязь между собой согласно формулам газодинамики, то есть при расчёте одного из параметров, в дальнейшем происходит переоценка другого, в связи с этим возможно получение некорректных или ошибочных конечных результатов.

В низкопроницаемом коллекторе фильтрация отличается от фильтрации в высокопроницаемом коллекторе. Отличие заключается в характере и законе фильтрации. Данное явление основано на том, что в низкопроницаемом коллекторе присутствуют капилляры с малым радиусом.

В результате влияния межфазных взаимодействий между фильтрующимся флюидом и внутриверхней поверхностью (скелетом породы) происходит изменение свойств приповерхностного слоя жидкости, а также возникают дополнительные силы сопротивления движению. За счет этого наблюдается образование застойных зон, которые уменьшают сечения капилляров или могут полностью перекрыть поры, данное обстоятельство

становится причиной снижения нефтеотдачи. Необходимым условием для фильтрации в низкопроницаемом пласте будет являться условие: градиент давления должен быть больше предельного значения градиента.

В горизонтальных скважинах выделяют 4 режима течений:

1. начальный радиальный приток или раннее радиальное течение – приток распространяется в вертикальной плоскости;
2. начальный линейный приток или линейное течение – приток распространяется в горизонтальной плоскости;
3. поздний радиальный приток или псевдорadiальное течение – приток распространяется в горизонтальной плоскости, наблюдается по мере удаления от скважин;
4. линейный приток. Исследование методом КВД проводят на остановленных скважинах.

Восстановление давления осуществляется за счет сжатия флюида в пласте. Чтобы определить параметры удаленной части пласта необходимо, чтобы длительность была достаточной с целью исключения влияния эффекта «послепритока». Поэтому продолжительность КВД рекомендуем выбирать не менее 3-5 суток.

При проведении ГДИ и ГКИ в низкопроницаемом коллекторе, в ходе работы были сделаны выводы о том, что в данном случае необходимо увеличить длительность исследования в 1,5-2 раза с целью получения наиболее достоверного результата.

Период предыстории должен быть минимум в 5 раз больше времени исследования с целью получения наиболее достоверного результата.

В ходе анализа проведённых ГКИ на Харампурском НГКМ можно рекомендовать ряд действий, осуществляемых для газоконденсатной скважины, вскрывающей продуктивный пласт вблизи ГНК:

- исследование таких скважин необходимо начинать с длительной остановки продолжительностью от одних до двух суток, на конец остановки целесообразно произвести замер распределения давления по стволу скважины;

— после остановки скважина должна выводиться на режим с минимальным дебитом, обеспечивающим наиболее полный вынос конденсата, но не приводящим к прорыву конуса пластовой нефти, на этом же режиме должен осуществляться отбор проб газа и конденсата для лабораторного PVT анализа, запись КВД для определения параметров продуктивного пласта также лучше осуществлять после этого режима.

Практические примеры позволяют сделать заключение, что при существовании притока нецелевого флюида к стволу горизонтальной скважины анализируемая КВД является суперпозицией двух режимов притока (двух жидкостей) пропорционально интервалу притока каждого флюида.

Главным условием возможности интерпретации является отличие пьезопроводности целевого и нецелевого флюидов.

Интерпретация КВД может служить еще одним косвенным методом определения зоны поступления воды или газа в ствол горизонтальной скважины. Отмеченные на производных КВД признаки могут являться основанием для рекомендации проведения ГИС в целях конкретизации зоны притока воды или газа и последующих работ по изоляции интервала.

Таким образом, можно сделать вывод, что гидродинамические исследования проводят на скважинах с целью получения свойств пласта и ПЗП, а также расчёта пластового давления.

Исследование методом КВД является достаточно информативным, позволяет получить необходимые данные в осложнённых условиях. При этом необходимо всегда учитывать длительность проведения исследований, так как для горизонтальных скважин необходима продолжительная длительность.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|--------------------------|
| 2БМ14 | Аксёнов Никита Сергеевич |

| | | | |
|---------------------|-------------------------------------|---------------------------|--|
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение школы (НОЦ) | 21.04.01 «Нефтегазовое дело» |
| Уровень образования | Магистратура | Направление/специальность | Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|--|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Расчёт экономической эффективности от проведения гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин на Харампурском нефтегазоконденсатном месторождении. |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | Нормы расхода материалов, нормативы операционных затрат на проведение гидродинамических исследований на Харампурском нефтегазоконденсатном месторождении. |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | Налоговый кодекс Российской Федерации. ФЗ №213 от 24.07.2009 (в редакции от 26.03.2022 №67-ФЗ) |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|---|
| 1. Обоснование внедрения данной технологии с экономической точки зрения | Проведено обоснование проведения гидродинамических и газоконденсатных исследований |
| 2. Расчет экономической эффективности | Выполнены расчеты экономической эффективности проведения гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин. |

Перечень графического материала:

| |
|--|
| |
|--|

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком | 04.03.2023 |
|---|------------|

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|--------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент ОНД | Цибульникова М. Р. | к.г.н. | | 04.03.2023 |

Задание принял к исполнению обучающийся:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|------------|
| 2БМ14 | Аксёнов Никита Сергеевич | | 04.03.2023 |

Харампурское нефтегазоконденсатное месторождение находится в ЯНАО, на территории месторождения проводится активная разработка пластов как нефтяных, так и газовых, в планах развития месторождения запуск УКПГ и транспортировка сеноманских залежей природного газа в транспортную магистраль ПАО «Газпром», а также разбуривание и освоение туронских залежей газа [35].

Таким образом, ГДИ и ГКИ оказывают существенное влияние на рентабельность и экономическую эффективность разработки, эксплуатации месторождения, занимают важную роль в процессе добычи нефти и газа. В данной работе рассмотрим обоснование экономической эффективности проведения ГДИ и ГКИ на Харампурском НГКМ.

52

не всегда можно спустить в скважину манометр. Поэтому часто забойное давление пересчитывают по замеренному статическому давлению на устье скважины. Экономическая эффективность видов исследования будет оцениваться по экономии затрат на их проведение.

4.2 Расчет затрат на определение забойного давления с использованием глубинных манометров

Для расчета затрат на определение забойного давления обоими методами необходимы следующие исходные данные [15]:

- Число замеров;
- Средняя заработная плата оператора;
- Стоимость глубинного манометра;
- Стоимость образцового манометра;
- Стоимость работы машины за 1 час;
- Отчисления на социальное страхование;
- Количество используемых манометров: глубинных и образцовых;
- Количество человек в бригаде операторов по добыче нефти и газа;
- Разряд операторов;
- Время работы бригады при замере давления глубинными манометрами и образцовыми.

Основная расчетная формула для определения затрат на замер пластового давления имеет вид:

$$Z = Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_6 + Z_7, \quad (43)$$

Где

Z – затраты на проведение исследований, руб.;

Z_1 – оплата труда операторов в течении года, руб.;

Z_2 – отчисления на страховые взносы, руб.;

Z_3 – затраты на использование автомашины, руб.;

Z_4 – амортизационные отчисления, руб.;

Z_5 – налог на имущество, руб.;

Z_6 – затраты на содержание и обслуживание глубинного манометра, руб.;

Z_7 – затраты на покупку глубинных манометров, руб.

Оплата труда оператора в течении года вычисляется по формуле:

$$Z_1 = N_{\text{оп}} \cdot T_{\text{ис}} \cdot Z_{\text{оп}}, \quad (44)$$

Где

$N_{\text{оп}}$ – число операторов в бригаде, чел.;

$T_{\text{отр}}$ – отработанное время оператором, мес.;

$Z_{\text{оп}}$ – средняя заработная плата оператора, руб.;

Отчисления на страховые взносы:

$$Z_2 = Z_1 \cdot C_1, \quad (45)$$

где C_1 – процент отчисления на страховые взносы, доли единиц.

Расходы на использование автомашины:

$$Z_3 = C_{\text{ис}} \cdot T_{\text{ис}}, \quad (46)$$

где $C_{\text{ис}}$ – стоимость работы автомашины за 1 час, руб./ч.,

Амортизационные отчисления [37]:

$$Z_4 = C_2 \cdot Ц_{\text{м}} \cdot N_{\text{м}}, \quad (47)$$

где $Ц_{\text{м}}$ – стоимость глубинного манометра, руб.;

C_2 – норма амортизации; $N_{\text{м}}$ – количество используемых манометров.

Налог на имущество рассчитывается по формуле (48):

$$Z_5 = C_{\text{н}} \cdot Ц_{\text{м}} \quad (48)$$

Где $C_{\text{н}}$ – ставка налога, %.

Для расчёта затрат используем исходные данные:

- Средняя заработная плата оператора 3 разряда – 44553 руб.;
- Средняя заработная плата оператора 4 разряда – 49509 руб.;
- Стоимость глубинного манометра – 50000 руб.;
- Стоимость образцового манометра – 7000 руб.;
- Содержание и обслуживание глубинного манометра – 1000 руб.;
- Содержание и обслуживание образцового манометра – 300 руб.;
- Число рабочих часов в месяце – 168;
- Стоимость работы машины за 1 час – 800 руб./ч.;

- Отчисления на страховые взносы – 31%;
- Количество используемых манометров: глубинных, образцовых - 3.

При проведении исследования глубинными манометрами состав бригады таков: 2 оператора по исследованию скважин 4 разряда; 2 оператора по исследованию скважин 3 разряда.

В первую очередь необходимо купить приборы, каждый глубинный манометр стоит 50000 рублей, стоимость покупки 3-х манометров составляет соответственно 150000 рублей.

Произведём расчёт затрат на производство исследований в течении года с использованием глубинных манометров, используем формулу (44):

$$Z_{\text{глуб}} = 2 \cdot 12 \cdot 44553 + 2 \cdot 12 \cdot 49509 = 2257488 \text{ рублей}$$

Таким образом, зарплата бригады по исследованию скважин при применении глубинного манометра с НДС составила 2257488 рублей.

Далее рассчитаем другие виды затрат.

Для представленного вида оборудования, норма амортизации составляет 14,29%, рассчитаем затраты на амортизацию (47):

$$Z_{\text{ам глуб}} = 50000 \cdot 0,1429 \cdot 3 = 21435 \text{ руб.}$$

Для вычисления расходов на использование автомашины используем формулу (46):

$$Z_{\text{авто}} = 800 \cdot 96 = 76400 \text{ руб.}$$

Произведём расчёт затрат на социальные расходы по формуле 45:

$$Z_{\text{соц}} = 2257488 \cdot 0,31 = 699821,28 \text{ руб.}$$

Далее необходимо вычислить затраты на налоги в виде налога на имущество (48):

$$Z_{\text{н}} = 50000 \cdot 0,022 = 1100 \text{ руб.}$$

Таким образом, общее количество затрат на проведение исследований с помощью глубинных манометров будет составлять (43):

$$\begin{aligned} Z &= 2257488 + 699821,28 + 76400 + 21435 + 1100 + 1000 + 150000 = \\ &= 3209444,28 \text{ рублей.} \end{aligned}$$

4.3 Расчет затрат на исследования скважин с применением образцовых манометров

Затраты на проведение исследований скважин с применением образцовых манометров определим аналогично по формулам (43) – (48).

Исходные данные остаются такими же, изменения заключается в составе участников бригады по исследованию скважин.

При использовании образцовых манометров в бригаде один оператор по исследованию скважин 4 разряда и один оператор по исследованию скважин 3 разряда.

Аналогично необходимо купить образцовые манометры, каждый манометр стоит 7000 рублей, стоимость покупки 3-х манометров составляет соответственно 21000 рублей.

Произведём расчёт затрат на производство исследований в течении года с использованием образцовых манометров, используем формулу (44):

$$З_{\text{глуб}} = 1 \cdot 12 \cdot 44553 + 1 \cdot 12 \cdot 49509 = 1128744 \text{ рублей}$$

Таким образом, зарплата бригады по исследованию скважин при применении глубинного манометра с НДС составила 1128744 рублей.

Далее рассчитаем другие виды затрат.

Для представленного вида оборудования, норма амортизации составляет 14,29%, рассчитаем затраты на амортизацию (47):

$$З_{\text{ам глуб}} = 7000 \cdot 0,1429 \cdot 3 = 3000,9 \text{ руб.}$$

Для вычисления расходов на использование автомашины используем формулу (46):

$$З_{\text{авто}} = 800 \cdot 96 = 76400 \text{ руб.}$$

Произведём расчёт затрат на социальные расходы по формуле 45:

$$З_{\text{соц}} = 1128744 \cdot 0,31 = 349910,64 \text{ руб.}$$

Далее необходимо вычислить затраты на налоги в виде налога на имущество (48):

$$З_{\text{н}} = 7000 \cdot 0,022 = 462 \text{ руб.}$$

Таким образом, общее количество затрат на проведение исследований с помощью глубинных манометров будет составлять (43):

$$З = 1128744 + 349910,64 + 76400 + 3000,9 + 462 + 300 + 21000 = \\ = 1579817,54 \text{ рублей.}$$

Для того, чтобы наиболее точно рассчитать экономический эффект от использования образцовым манометров в качестве аналога глубинным манометрам при проведении гидродинамических исследований скважин использовался программный комплекс Microsoft Excel.

4.4 Сравнительный анализ затрат использования различных видов манометров при исследовании скважин

Произведём сравнительный анализ затрат на проведение исследований с применением глубинного и образцового манометров.

Для этого проанализируем ранее посчитанные затраты, оформив данные затраты в виде таблицы 21.

Таблица 21 – Затраты на проведение исследований глубинными и образцовыми манометрами

| Вид затрат | Глубинный манометр | Образцовый манометр |
|----------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| Оплата труда с НДФЛ, руб. | 2257488 | 1128744 |
| Социальные взносы, руб. | 699821,28 | 349910,64 |
| Амортизационные отчисления, руб. | 21435 | 3000,9 |
| Использование автомашины, руб. | 76400 | 76400 |
| Стоимость обслуживания, руб. | 1000 | 300 |
| Налоги, руб. | 1100 | 462 |
| Покупка приборов, руб. | 150000 | 21000 |
| Итого: | 3209444,28 | 1579817,54 |

Таким образом, затраты на проведение гидродинамических исследований скважин при использовании образцовых манометров на 1,63 млн. руб. меньше, чем в случае проведения аналогичных исследований с использованием манометров глубинного типа.

Использование образцовых манометров позволяет решить аналогичный ряд вопросов и задач, для которых производятся гидродинамические исследования скважин.

На основании проведенного исследования можно сделать вывод, что затраты на исследования, проводимые с помощью образцового манометра экономически эффективнее, чем глубинного.

Экономия, как видно из расчетов, происходит за счет уменьшения затрат амортизационных отчислений. Важным является и то, что образцовый манометр дешевле глубинного, соответственно и амортизация будет меньше. Так как при исследовании образцовым манометром требуется всего 2 оператора, а при исследовании глубинным манометром 4 оператора по исследованию скважин, следовательно будут меньше отчисления на социальное страхование.

Учитывая все эти факторы, получим, что экономический эффект от использования образцовых манометров составляет 1629626,74 рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | | | |
|----------------------------|-------------------------------------|--|---|
| Группа 2БМ14 | | ФИО Аксёнов Никита Сергеевич | |
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение (НОЦ) | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | магистратура | Направление/специальность | 21.04.01 «Нефтегазовое дело»/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений |

Тема ВКР:

| | |
|---|--|
| Оценка показателей проведения гидродинамических и газоконденсатных исследований на Харампурском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО) | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| Введение <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации | <p><i>Объект исследования:</i> гидродинамические и газоконденсатные исследования скважин.</p> <p><i>Область применения:</i> вертикальные и горизонтальные скважины, работающие на низкопроницаемые коллектора.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия – кустовая площадка.</p> <p><i>Размеры кустовой площадки</i> – 175*65 м.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> приустьевая зона скважины, телеметрическая система, автономный глубинный манометр.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> проведение гидродинамического и газоконденсатного исследования скважин, замер затрубного, буферного давления, снятие параметров со станции управления.</p> |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <u>при эксплуатации</u>: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом</p> |
| 2. Производственная безопасность <u>при эксплуатации</u>: <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора | <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Повышенная запыленность рабочей зоны; 4. Недостаточная освещенность. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. пожаровзрывоопасность; 2. высокое давление; |

| | |
|---|--|
| | <p>3. механические опасности.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: каска; спецодежда; спецобувь; защитные очки; перчатки; противогаз; предупредительные таблички, оградительные устройства; заземление.</p> <p>Расчёт: расчёт системы воздухообмена.</p> |
| 3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации:</u> | <p>Воздействие на селитебную зону: загазованность территории в следствии разгазирования скважины или трубопровода.</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы нефтью.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение подземных вод.</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение атмосферного воздуха</p> |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации:</u> | <p>Возможные ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; нарушение электроснабжения; разлив нефти; землетрясение.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разрушение рабочих элементов, конструкций, находящихся под высоким давлением.</p> |
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Сечин Андрей Александрович | К.Т.Н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|------|
| 2БМ14 | Аксёнов Никита Сергеевич | | |

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В процессе эксплуатации фонда нефтяных и газовых скважин, работник, проводящий исследования скважин каждую смену, находится под воздействием вредных и опасных производственных факторов. Для того, чтобы снизить риск приобретения профессиональных заболеваний, получения травм, угрозы жизни персонала, необходимо соблюдать правило безопасности условий труда, правила безопасности выполнения работ на ОПО.

Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие её решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение. При соблюдении правил безопасности, вероятность наступления какой-либо чрезвычайной ситуации, значительно снижается, а также ущерб от аварии качественно и количественно уменьшается.

Гидродинамические и газоконденсатные исследования скважин проводят с целью получения параметров пласта и ПЗП, с помощью которых рассчитываются параметры разработки, позволяющие наиболее рационально использовать действующий фонд скважин [12].

К данным параметрам относят пластовое давление, скин-фактор, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, коэффициент продуктивности и др. ГДИС позволяют осуществлять контроль за разработкой месторождения. Этапы проведения ГДИС: создание заявки исследования, проверка манометра, спуск прибора в скважину, остановка скважины, прослеживание исследования (решение о продолжении исследования или его прекращении), завершение исследования, подъем прибора и запуск скважины, интерпретация полученного замера. Исследования методом КВД И ИД выполняются круглогодично.

Гидродинамические и газоконденсатные (ГДИ и ГКИ) проводятся на кустовых площадках оператором по исследованию, мастером по исследованию скважины, в зависимости от исследования количество персонала исследовательской партии может быть различным.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Гидродинамические и газоконденсатные исследования проводятся непосредственно на устье скважины, то есть при любом виде исследований персонал осуществляет свою работу на кустовой площадке какого-либо месторождения, таким образом работа осуществляется вахтовым способом.

Это объясняется тем, что месторождения значительно удалены от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя. Особенности работы вахтовым методом прописаны в Главе 7 ТК РФ [37]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких случаях продолжительность может быть увеличена до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междусменного отдыха.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Северные районы Западной Сибири в большинстве приурочены к районам Крайнего Севера. Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом на местности, приравненные к районам Крайнего Севера:

– выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в местностях, приравненным к районам Крайнего Севера. Процентные надбавки в Западной Сибири: по истечении первого года работы – 10%, за каждый последующий год работы – увеличение на 10% по достижении 50% заработка;

– выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в местностях, приравненным к районам Крайнего Севера. Процентные надбавки в Западной Сибири: по истечении первого года работы – 10%, за каждый последующий год работы – увеличение на 10% по достижении 50% заработка;

5.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Гидродинамические и газоконденсатные исследования проводятся как на остановленных, так и на работающих скважинах. ГДИС осуществляют операторы по исследованию скважин, мастера по исследованию скважин. Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Проводя исследования скважин на производственных промысловых объектах, операторы, мастера по исследованию скважин подвергаются воздействию опасных и вредных производственных факторов. Классификация факторов представлена в нормативном документе ГОСТ 12.0.003-2015 [38] (таблица 22).

Таблица 22 – Основные факторы, воздействующие на персонал при выполнении работ по исследованию скважин согласно ГОСТ 12.0.003-2015

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Этапы работы | | | Нормативные документы |
|---|--------------|---------------|--------------|--|
| | Разработка | Приготовление | Эксплуатация | |
| 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе | + | | + | ГОСТ 12.1.003- 2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [39]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [40]; ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация [41]; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [42]; |
| 2. Повышенная запыленность рабочей зоны | | + | + | |
| 3. Воздействие шума, вибраций | + | + | + | |
| 4. Недостаточная освещенность | + | + | + | |
| 5. Пожаро-взрывоопасность | | + | + | |

Продолжение таблицы 22

| | | | | |
|---------------------------|---|---|---|--|
| 6. Высокое давление | | + | + | ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [43]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [44]; ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [45]; ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения [46]. |
| 7. Механические опасности | + | + | + | |

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Гидродинамические, газоконденсатные исследования производятся на открытом воздухе кустовой площадки. Скорость ветра оказывает негативное воздействие на производственные процессы. В зависимости от географического положения конкретного месторождения параметры скорости ветра для приостановки работ устанавливаются различные.

Рассмотрим данные параметры в ЯНАО, регулируемые Постановлением № 21 от 28.01.1992 г. «О производственных работах на открытом воздухе и занятиях в школах в холодное время года на территории Ямало-Ненецкого автономного округа.» [47].

Таблица 23 – Параметры скорости ветра для приостановки работ согласно Постановления № 21 от 28.01.1992 г. в Ямало-Ненецком автономном округе

| Скорость ветра, м/с | Температура воздуха, °С |
|-------------------------|-------------------------|
| При безветренной погоде | -42 |
| Менее 5,0 | -40 |
| 5,0–10,0 | -38 |

Продолжение таблицы 23

| | |
|------------|-----|
| 10,1–12,0 | -34 |
| 12,1–22,0 | -30 |
| более 22,0 | 0 |

При высокой температуре снижается концентрация внимания, появляются неосмотрительность и торопливость, при низкой – вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Если влажность больше 35-70% воздух считается влажным, если меньше данного диапазона – сухой. Сухой воздух влечет за собой повышенное испарение, которое приводит к ощущению сухости слизистых оболочек и кожи. В свою очередь, влажный воздух осложняет испарение.

При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [48]. Для защиты головы от теплового облучения алюминиевые, фибровые каски. Также каска поможет избежать травм головы. Для исключения попадания песка в глаза или в носовую полость необходимо применять очки и респираторы.

Сотруднику также следует использовать перчатки или рукавицы, которые в холодный период года помогут избежать обморожения рук. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, а при осадках – плащи. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года

Превышение уровней шума и вибрации

Вблизи ГДИ может производиться капитальный ремонт скважины. Данный вид работ создает уровень шума, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [39]. Значение уровня звука на рабочем месте не должен превышать 40-45 дБ, а на открытой местности – не более 80 дБ. Для снижения уровня шума работникам следует применять СИЗ. Из-за удаленности месторождений от места проживания работников их доставляют на вахту на вертолетах. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает норму.

Поэтому необходимо выбрать средства защиты согласно СП 51.13330.2011 [49]: противошумные вкладыши или наушники.

Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-90 [40]. При значении уровня вибрации 92дБ частота составляет 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора исследования объясняется работой лебедки, с помощью которой осуществляют спуск и подъем прибора. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника снижается, а также растет число травм. Для защиты от вибрации рекомендуется применять резиновые перчатки.

Повышенная запыленность рабочей зоны

В большинстве случаев насыпные кустовые площадки состоят из песка и глинистого материала. При сильном ветре наблюдается повышенная запыленность рабочей зоны и песок попадает в носовую полость рабочего. Чтобы предотвратить попадание песка необходимо использовать респираторы.

Недостаточная освещенность

Часто приходится работать в темное время суток и необходимо обеспечить достаточную освещенность зоны работ. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [42]. Если норма освещенности соответствует нужному диапазону, то мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Пожаро-взрывоопасность

На кустовой площадке велик риск пожара или взрыва, так как, добываемые углеводороды являются горючим веществом. Активный способ обеспечения пожаробезопасности подразумевает применение средств пожаротушения, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя. Для тушения пожаров используют жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные, твердые вещества и воду.

Высокое давление

Аппараты, работающие под давлением – оборудование, в котором жидкость или газ находятся под давлением, превышающем атмосферное. Восстановление в скважинах происходит по-разному, давление может восстановиться до 250 кгс/см². Чтобы не допустить чрезвычайных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г. [50].

Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью.

Также нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

Механические опасности

В ходе работы говорилось о том, что процесс восстановления давления индивидуальный для каждой скважины. Фонтанная арматура имеет вращающиеся части на запорно-регулирующей арматуре, которые могут представлять опасность для жизни сотрудника. Также опасность для сотрудника представляет трубопровод. Поэтому очень важно использовать кожухи и заградительные ограждения, чтобы исключить травмирования сотрудника.

Необходимо систематически проверять целостность защитных ограждений на движущихся и вращающихся механизмах, а также проверку

состояния оборудования согласно ГОСТ 12.2.003-91 [43]. Также необходимо соблюдать технику безопасности и форму одежды (все пуговицы застегнуты).

5.2.3 Расчет системы воздухообмена

Произведём расчёт системы воздухообмена в укрытии станции управления скважиной. Размеры помещения 5 / 3 / 3 м.

Потребный воздухообмен определяется по формуле 49:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{X_B - X_H}, \quad (49)$$

где

L – потребный воздухообмен, м³/ч;

G – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения, г/ч;

X_B – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, мг/м³;

X_H – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21, мг/м³.

Применяется также понятие кратности воздухообмена n , которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле 50:

$$n = \frac{L}{V}, \quad (50)$$

где

n – кратность воздухообмена, ч⁻¹;

V – внутренний объем помещения, м³.

Согласно СП 2.2.3670-20, кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима.

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (СО₂). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по его допустимой концентрации.

Предельно допустимая концентрация СО₂ в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м³.

Содержание углекислоты в атмосфере вахтового городка – 650 мг/м³

Количество CO₂, выделяемое всеми работниками, определяется по формуле 51:

$$G = N_{\text{чел}} \cdot g_{\text{CO}_2}, \quad (51)$$

где

$N_{\text{чел}}$ – количество людей в помещении, шт;

g_{CO_2} – количество углекислоты, выделяющейся в воздух помещения, г/ч.

Взрослый человек в состоянии покоя выделяет 35 г/ч углекислого газа.

Количество CO₂, выделяемое 1 работником:

$$G = 1 \cdot 35 = 35, \text{ г/ч.}$$

Определим потребный воздухообмен:

$$L = \frac{1000 \cdot 35}{9000 - 650} = 4,19 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Кратность воздухообмена составляет:

$$n = \frac{4,19}{5 \cdot 3 \cdot 3} = 0,093 \text{ ч}^{-1}.$$

Таким образом, нужна вентиляционная система в укрытии станции управления скважиной, которая будет обеспечивать воздухообмен 4,19 м³/ч. Кратность воздухообмена при этом составит 0,093 ч⁻¹.

5.3 Экологическая безопасность

Процесс эксплуатации скважины сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. Поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

Защита атмосферы

Атмосферный воздух может загрязняться вследствие выброса газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке. Мероприятиями по охране атмосферы являются поддержание герметичности трубопровода и фонтанной арматуры и контроль за воздушной средой на КНС для определения опасной концентрации газа. Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения:

- проверка оборудования на герметичность;

- контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на кустовой площадке, на содержание окиси углерода CO_2 ;
- контроль источников выброса на содержание окиси углерода CO_2 , окислов азота для подбора оптимального режима сжигания газа и уменьшения концентрации вредных веществ.

Защита гидросферы

Вторичное вскрытие пласта скважин при определённых условиях сопровождается:

- Загрязнением подземных вод химическим реагентами или нефтью при разливе;
- Бытовыми или твердыми отходами;
- Перетоками флюида в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны, её негерметичности.

Мероприятия по защите гидросферы заключаются в том, что при эксплуатации скважин продукты освоения (нефть, отработанная вода) необходимо собираться в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

Защита литосферы

В процессе эксплуатации скважины происходит снижение проницаемости пласта за счет закупоривания каналов высокой проницаемости механическими продуктами. Также при повреждении или корродировании подземного оборудования скважины возможна утечка нефти, которая приведет к загрязнению почвы. Мероприятия по защите литосферы:

- рекультивация земель: при разливе нефти необходимо ее собрать, внести удобрения и высадить растения;
- мероприятия по очистке призабойной зоны пласта;
- контроль за герметичностью оборудования.

Защита селитебной зоны

В процессе эксплуатации скважины может произойти нарушение герметичности трубопровода или фонтанной арматуры. Это повлечет за собой выброс вредных веществ (метан, сероводород и другие взрывоопасные горючие газы). В случае расположения месторождения около города или поселка городского типа может произойти распространение вредных веществ на жилую зону, что окажет отрицательное влияние на здоровье людей. Поэтому, чтобы не допустить отравления людей следует в пределах населенного пункта установить газоанализаторы, которые предупредят о превышении дозврывоопасных концентраций горючих газов и предельно допустимых концентраций (ПДК) по сероводороду.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть на кустовой площадке при закачке полимерного раствора в пласт, следующие:

- разрушение элементов, содержащие жидкости и газы, находящиеся под высоким давлением;
- разрыв трубопроводов с последующим разливом нефти;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии;
- землетрясение в следствие интенсивного отбора флюидов, а также при интенсивной закачке в пласт жидкости могут возникать сейсмические события.

Наибольшую опасность для работников представляют собой процессы, идущие под высоким давлением. При этом существует вероятность нарушение герметичности оборудования, т.е. может произойти взрыв. В результате работник может получить травмы, в том числе не совместимые с жизнью.

В случае возникновения ЧС необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей, если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

Вывод

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные производственные факторы, влияющие на здоровье операторов, мастеров по исследованию скважин при проведении ГДИ и ГКИ.

Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов, использование средств индивидуальной и коллективной защиты позволит избежать наступления ЧС и уменьшить вредное воздействие на работников предприятия. В ходе эксплуатации скважин может происходить загрязнение окружающей среды, поэтому также нужно уделять должное внимание экологической безопасности, проводить постоянной контроль и мониторинг состояния устьевой зоны скважины, герметичности технологического оборудования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были проанализированы особенности применения современных гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин в промысловых условиях.

ГКИ и ГДИ позволяют определить широкий спектр параметров разработки: свойства пласта и ПЗП; замер дебита конденсата, фильтрационно-ёмкостные параметры, оценка продуктивности скважины.

В ходе выпускной квалификационной работы были рассмотрены практические примеры, в которых отражаются результаты проведения ГДИ и ГКИ с использованием метода кривых восстановления давления (КВД) на фонде горизонтальных скважин Харампурского НГКМ.

В горизонтальных скважинах, которые подвержены выходу нецелевого флюида в контактной зоне, с последующим увеличением обводнённости, были проведены исследования, интерпретация позволила сделать вывод о необходимости увеличения длительности исследования методом КВД, так как чаще всего в ходе стандартного времени исследования не удаётся установить псевдостационарность фильтрации.

Для интерпретации необходимо осуществить замер глубинных параметров работы скважины с помощью глубинного манотетра-термометра, либо ТМС.

В экономическом разделе работы был произведён расчёт экономической эффективности применения образцовых манометров при проведении ГДИ, численно данный экономический эффект составляет 1,63 млн. рублей.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении ГДИ и ГКИ исследований, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Р. Эрлагер Гидродинамические методы исследования скважин. Перевод с англ. под ред. М. М. Хасанова. Москва - Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2006, 512 с.
2. А. С. Вольпин, А. К. Пономарев Обзор современных автономных глубинных манометров, используемых при исследованиях скважин // Нефтяное хозяйство. – №12, 2003. С. 57-59.
3. D. Bourdet et al. A new set of type curves simplifies well test analysis // World Oil. – May, 1983. P. 95–106
4. А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005, 780 с
5. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. — 276 с.
6. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин / А. Чодри; пер. с англ. В.А. Юдина, О.В. Ломакиной; под ред. С.Г. Вальпина. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 687 с.
7. Эрлагер мл., Р. Гидродинамические методы исследования скважин / Р. Эрлагер мл.; пер. с англ. А.В. Щебетова; под ред. М.М. Хасанова. – М.: Институт компьютерных исследований, 2007. – 512 с.
8. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. - М.: Недра, 1980, 301 с.
9. Кащенко В.В., Резник О.В., Титов В.А. Газогидродинамические исследования газовых скважин. - М.: Недра, 2004. - 324 с.
10. Требин Ф. А., Макогон Ю.Ф., Басниев К. С. Добыча природного газа. М.: «Недра», 1976 – 368 с.
11. Кулагина Т.Е., Камартдинов М.Р. Гидродинамические исследования скважин. Томск, 2007., 229 с

12. Кременецкий М.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 467с.
13. Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Лапутина Е.С. Повышение компонентоотдачи в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений//Академический журнал Западной Сибири. -2013. -Том 9, № 3. - С. 109-110.
14. Кульпин, Л.Г. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводносных пластов/ Л.Г. Кульпин, Ю.А. Мясников.-Москва: «Недра», 1974. - 200 с.
15. Швидлер М. И. Статистическая гидродинамика пористых сред. — М.: Недра, 1985. 288 с.
16. Басииев К. С, Кочина И. Н., Максимов В. М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов.-М.: Недра, 1993. 416 с
17. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 606 стр.
18. Карнаухов С.М., Скоробогатов В.А., Кананыхина О.Г. Эра сеноманского газа: «От рассвета до заката» // Вести газовой науки. 2011. № 3. С. 15–25.
19. Меликов Р., Павлов В., Павлюков Н., Пташный А., Красников А., Субботин М., Королёв А., Лознюк О. Оптимизация проводки и параметров эксплуатации горизонтальных скважин при разработке пласта ПК1 Харампурского НГКМ. Москва. 2018. 15–17 октября. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. № 191635.
20. Павлов В.А., Лапин К.Г., Гавриш А.С., Иванцов Н.Н., Волгин Е.Р., Торопов К.В. Оценка влияния геомеханических эффектов на изменение фильтрационно-емкостных свойств в условиях слабосцементированного коллектора // Территория Нефтегаз. 2019. № 10. С. 46–52
21. Кузьмук Л.Г., Чичмарева А.В. Об особенностях обводнения скважин на периферийных участках сеноманской газовой залежи Ямбургского

месторождения в процессе ее эксплуатации // Вести газовой науки. 2010. № 2. С. 68–75.

22. Кузьмук Л.Г., Чичмарева А.В. Об особенностях обводнения скважин на периферийных участках сеноманской газовой залежи Ямбургского месторождения в процессе ее эксплуатации // Вести газовой науки. 2010. № 2. С. 68–75.

23. Радченко А.В., Васильев Ю.В., Мимеев М.С. Новая геодинамическая модель строения пласта ПК-1 (сеномана) южного участка Губкинского газового месторождения // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Том 10. № 2. С. 14–16.

24. Бердин Т. Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.

25. Брехунцов А. М., Телков А. П., Федорцов В. К. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2004.

26. Кустышев В. А., Гейхман М. Г., Матиешин И. С. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – 124 с.

27. Bourde D. Well Test Analysis: the Use of Advanced Interpretation Models, Elsevier science, Amsterdam, Netherlands, 2002.

28. Обзор нефтесервисного рынка России - 2019 [Электронный источник]. URL: www2.deloitte.com/ru/ru/pages/energy-and-resources/articles/2019/oil-gas-survey-russia-2019.html

29. Al Hasani M.A., Al Khayari S.R., Al Maamari R., Al-Wadhahi M.A. Diagnosis of Excessive Water Production in Horizontal Wells Using WOR Plots // Proceedings of the International Petroleum Technology Conference. 2008.

30. Карнаухов М.Л., Шустов Д.И., Абрамов Т.А., Исламов Д.Э. Применение гидродинамических исследований для определения зон фильтрации

в пласте к горизонтальному стволу скважины // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 39-43.

31. Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook, 2nd ed. //Houston: Gulf Publishing Company. – 2001. – 1186 p.

32. Bourdet D. Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models //Amsterdam: Elsevier Science. – 2002. – 426 p

33. Danesh A. PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids //Amsterdam: Elsevier Science. – 1998. – 388 p.

34. McCain, Jr. W.D. The Properties of Petroleum Fluids, 2nd ed. //Tulsa: PennWell Publishing Company. – 1990. – 548 p.

35. Официальный сайт ООО «Харампурнефтегаз». [Электронный ресурс] URL: https://khmpng.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha_i_razrabotka/Zapadnaja_Sibir/khmpng/

36. Новостная статья о Харампурском НГКМ. [Электронный ресурс] URL: <https://www.interfax.ru/business/737955>

37. Трудовой кодекс РФ [Электронный ресурс] URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/

38. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

39. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

40. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

41. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

42. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

43. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

44. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

45. ГН 2.2.5.3532-18 "Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны".
46. ГОСТ Р 22.0.01-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.
47. Постановление Правительства ЯНАО [Электронный ресурс] URL: http://old.dszn.yanao.ru/pravo/region_npa/reg_exp_npa/post-21-ot-28-01-1992.html
48. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
49. СП 51.13330.2011. Свод правил. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003"
50. Приказ Ростехнадзора от 25.03.2014 № 116 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением".

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(Справочное)

Раздел 1

EVALUATION OF THE PERFORMANCE OF HYDRODYNAMIC AND GAS CONDENSATE STUDIES AT THE KHARAMPUR OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Обучающийся:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|------|
| 2БМ14 | Аксёнов Никита Сергеевич | | |

Консультант школы отделения нефтегазового дела ИШПР:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------------|-------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | |

Консультант – лингвист отделения иностранных языков:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Болсуновская Людмила Михайловна | к. ф. н. | | |

INTRODUCTION

To date, the Russian oil and gas industry has faced a number of challenges and problems, including: depletion of previously discovered large and unique fields; rapid decline in production rates at the fields under development; unstable geopolitical situation, expressed in the unpredictability of prices on the world oil and gas market; disruption of logistics chains, reorientation of sales markets; commissioning of new, highly remote deposits with hard-to-recover mineral reserves, complex geological and physical characteristics of oil and gas production areas.

Thus, it is necessary to constantly monitor the operation of production wells, address the issue of rational use of the existing fund, develop new ways to recover reserves at the fields being developed, calculate the economic profitability of production of each specific license area.

To solve the previously voiced issues, a complex on hydrodynamic (GDI) and gas condensate (GKI) well research is being carried out.

Various technologies are carried out during the development of the deposit: hot processing, collotubing, acid treatment, hydraulic fracturing, polymer flooding, etc. In order to assess the success of the implementation of the goals of these technologies, GDI and GKI are conducted, which allow us to calculate the parameters of development, the characteristics of the reservoir operation, to understand in what mode the well is operating, what parameters it has, whether there is a positive effect from previously conducted technologies, or vice versa, GDI and GKI is carried out in order to obtain information, on the basis of which a decision will be made on the expediency of carrying out any technology.

Modern GDI and GKI allow obtaining a wide range of information about the well: from estimates of the filtration parameters of the formation and the characteristics of the perfection of the opening to the specification of the parameters of heterogeneity, the geometric dimensions of the formation, the characteristics of interplastic interaction [1].

In this final qualifying work, we will consider conducting GDI and GKI at the well fund of the Kharampur oil and gas condensate field (YANAO), which is at an active stage of development, has a hard-to-recover fund composed of low-permeability reservoirs with bottom-hole depths up to 3900 m.

The relevance of this work lies in the urgent need for rational extraction of reserves of the actively developed Kharampur NGCM, through the use of a complex of GDI and GKI. Research allows us to assess reserves, reduce economic costs, reduce the downtime of wells, timely identify problems with the operation of the ESP, avoid shutdowns and accidents. Research provides an understanding not only about the operation of any one well, but also allows us to draw conclusions about the formation, make decisions about a rational system for the development of the field.

In order to achieve the greatest effect from the research, modern wellhead and depth instruments are used that record well data, on the basis of which analysis and interpretation are performed.

The purpose of the work is to evaluate the effectiveness of hydrodynamic (GDI) and gas condensate (GKI) well studies in the geological and field conditions of the Kharampur NGCM.

In accordance with the stated goal, it is necessary to solve the following tasks:

- To analyze the indicators of hydrodynamic and gas condensate studies of wells;
- To identify the features of the application of modern methods of hydrodynamic and gas condensate well studies;
- To evaluate the performance of hydrodynamic and gas condensate studies at the Kharampur NGCM.

ANALYSIS OF INDICATORS OF HYDRODYNAMIC AND GAS CONDENSATE STUDIES OF WELLS

With the advent of powerful PCs, specialists have the opportunity, when interpreting the results of hydrodynamic studies for verification purposes, to perform

numerical hydrodynamic modeling on grid models using the finite difference method on the angular point grid (Eclipse Schlumberger) or the finite element method on the Voronoi grid (Saphir, Rubis Kappa Engineering) [2].

When using numerical hydrodynamic models, it becomes possible to comprehensively analyze the results of various types of research and compare them, analyze the influence of various factors on the results of research.

In recent years, alternative research methods, including the introduction of permanent borehole control systems, have been increasingly used for well research, along with traditional GDI (GKI).

For high-quality field development, it is necessary to build a correct model based on a large amount of data from numerous studies. At the same time, carrying out traditional GDI (GKI) is associated with certain problems, such as production losses caused by the shutdown of wells, significant costs for carrying out instrumental measurements and a long duration of research in low-permeable reservoirs. These problems can be circumvented by equipping wells with devices that provide information transmission to the surface via cable. In particular, the introduction of thermomanometric systems (TMS) in wells equipped with electric centrifugal pumps allows continuous long-term registration and transmission to the surface via cable of the current values of downhole pressure [3].

Due to the growing share of hard-to-recover reserves, there is an urgent need to apply new technologies for the development of hydrocarbon deposits. The use of complex technologies for the development of deposits with hard-to-recover reserves requires constant monitoring of development processes and prompt decision-making on development management. To solve these tasks, it is necessary to create a software and hardware complex that includes a permanent geological and thermohydrodynamic model of the deposit, continuously updated due to the constant receipt of new information about the reservoir and wells.

General characteristics of hydrodynamic and gas condensate studies.

There are two main types of field studies at oil and gas production facilities: gas dynamic and gas condensate studies.

Gas condensate and hydrodynamic studies of wells allow us to determine a wide range of characteristics, including:

- Reservoir pressure;
- Reservoir saturation and filtration resistance coefficients;
- Information about the formation (permeability, heterogeneity) within the corresponding radius of the study;
- Perfection of autopsy (skin);
- The presence of faults, their conductivity;
- Well drainage area and associated reserves;
- Half-length and conductivity of a crack in a well after hydraulic fracturing;
- In a horizontal well: the effective length, the ratio of vertical and horizontal permeability, a geometric skin showing the advantage relative to the sun;
- Parameters of double porosity in fractured reservoirs.

Thus, GDI and GKI are the basis for calculating development parameters, analyzing them, and making decisions on the operation of the well fund at the field.

The parameters of field development include [4]:

- Oil, liquid and gas production;
- Accumulated production;
- Current oil recovery coefficient;
- Final oil recovery coefficient (oil recovery coefficient – K_{IN});
- The pace of development;
- Utilization factors of recoverable reserves;
- Well productivity;
- Water content of well products;
- Let's consider the main characteristics used in GDI and GKI.

For a real gas, the relationship between the occupied volume V , pressure P and temperature T is written by a relation called the equation of state of a real gas [5].

$$P \cdot V = z \cdot \frac{m}{M} \cdot R \cdot (T + 273,15) \cdot 10^{-5}, \quad (1)$$

R is a universal gas constant equal to 8314.5 J/(K * kmol).

The gas super-compressibility coefficient z characterizes the deviation of the volume of a real gas compared to the same amount of an ideal gas at a given pressure and temperature. The gas super-compressibility coefficient z depends on the pressure and temperature $z=z(P,T)$, as well as on the component composition of the gas.

In the event that in the bottom-hole zone of the formation with a radius R_{ism} , the permeability of the formation differs from the permeability of the main part of the formation and amounts to k_{ism} , or there are other additional pressure losses in the bottom-hole zone, the equation of plane-radial filtration is written as [5]:

$$Q_r = \frac{1}{400 \cdot (T + 273,15)} \cdot \frac{\pi k H}{\ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right) + S} \cdot (m(P_{пл}) - m(P_{заб})). \quad (12)$$

The skin factor S characterizes additional pressure losses in the bottom-hole zone of the formation and is a measure of the filtration imperfection of the well. A positive value of the skin factor means a decrease in the permeability of the bottom-hole zone of the formation, and associated additional pressure losses. A negative skin factor means that the permeability of the reservoir near the well is higher than in the remote part of the reservoir, which can be observed after operations to intensify the inflow, such as acid treatment and hydraulic fracturing.

The essence of conducting hydrodynamic studies of wells.

GDI (hydrodynamic studies) is a complex of studies that is carried out both on stopped and on working wells in order to measure parameters (pressure, temperature, fluid level and flow rate) and further interpret the data obtained.

GDI wells are divided into primary, current and special.

Primary studies are carried out during exploration and pilot operation, are basic and mandatory, are carried out in full to determine the characteristics of the formation and the parameters of the well to select the optimal mode of operation of the well [5]:

- flow rate (Q_g), wellhead (P_{ust}) and bottom-hole pressure (P_{zab});
- reservoir pressure (P_{pl});
- filtration-capacitance properties of the reservoir:
- conductivity k_H ;
- permeability k ;
- hydroconductivity $(k \cdot H)/\mu$;
- Piezo conductivity $\kappa \approx (k \cdot P)/(\mu \cdot m \cdot S_g) \cdot 3.6 \cdot 10^{-4}$;
- skin factor S (true skin factor S_0 and D-factor);
- filtration resistance coefficients a and b ;
- geometric characteristics of the deposit (distances to the boundaries);
- parameters of the well completion:
- fracture parameters of the fracturing: the half-length of the fracture x_{tr} and the conductivity of the fracture F_{tr} (in the presence of fracturing);
- the effective length of the horizontal trunk $L_{gs.ef}$ and the anisotropy of the k_{vert}/k_{rad} formation for horizontal wells;
- conditions for the destruction of the bottomhole zone and the maximum permissible depression on the formation;
- properties of reservoir fluid (physico-chemical analysis of samples);
- determination of the conditions and amount of removal of liquid and mechanical impurities;
- determination of the hydraulic resistance coefficient of tubing.

The essence of conducting gas condensate well studies. Gas condensate studies of wells and fields is the measurement of the amount of gas and condensate (phase ratio), as well as the determination of their composition and properties at different

pressures and temperatures, i.e. it is the determination of the gas condensate characteristics of the field.

Studies on gas condensate are carried out in order to determine the parameters and indicators that are the initial data for calculating gas and condensate reserves, designing the development and arrangement of deposits, processing condensate and monitoring the development of the field.

In the study of gas condensate wells, first of all, the phase and hydrocarbon compositions of the mixture are determined before the development of a field or deposit, and then their changes are predicted and controlled during operation in the "reservoir – well – separator – main gas pipeline" system [6].

Features of hydrodynamic and gas condensate studies of wells at the Kharampur oil and gas condensate field.

In 2022, 60 years have passed since the discovery of the largest Tazovsky gas field in Western Siberia, which marked the beginning of the development of gas Cenomanian deposits of the West Siberian megabasin.

Its area is estimated at 3 million km², and its reserves are 26.6 trillion m³ [4]. The Kharampur oil and gas condensate field is located 200 km from Tarko-Sale, 660 km east of Salekhard, in the Southeastern part of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug in the Arctic Circle.

According to the results of detailed correlation in the context of Meso-Cenozoic deposits of the Kharampur deposit, 24 productive layers were traced: PK1, TP1-4, TP5, TP6, TP7-8, TP100, TP10, TP11, TP12, TP13, TP14, TP15-16, TP161, TP21-23, TP24, TP26, BY1, BY2, BYA5, BYA6, BYA7, BYA8, Y2, Y3. 25 gas condensate and 1 gas deposit have been identified in these formations [7].

The Lower-Middle Jurassic NGC has a ubiquitous distribution on the territory of the deposit and is characterized by great lithological variability, both in area and in section. Reservoir rocks have low filtration and capacitance properties. The clay deposits of the Abalak and Bazhenov formations serve as a cover for the complex. Direct signs of hydrocarbon productivity were obtained in almost all nearby areas

where the deposits of the complex were uncovered. Two deposits have been discovered at the Kharampurskoye field in the layers of Yu3 and Yu2

Reservoir of the Yu3 formation. The U3 formation was opened by four wells (No. 42, 45, 47 and 103), tested in two wells (No. 42 and 45), one of which (No. 42) is located behind the contour of the deposit.

Let's consider the results of the GDI and GKI at the well fund of the Kharampur NGCM.

Gas dynamic and gas condensate studies were carried out at well No. 5071 KP No. 7N of the Kharampurskoye field (08.07.2021 – 22.07.2021).

Information about the well:

- Type of well: Operational, MZS – 2 horizontal wells.
- Downhole: horizontal shaft No. 2 – 3705.0 m; horizontal shaft No. 1 – 3709.0 m.
- Current face: horizontal trunk No. 2 – 3701.0 m; horizontal trunk No. 1 – 3707.0 m.
- Rotor altitude: 34.28 m.
- Maximum angle in the horizontal section: HV2: 93.93° at 3686.18 (1865.8) m; HV1: 90.71° at 2573.93 (1792.98) m.

The main tasks of the work were:

- Measurement of the flow rate of the gas condensate mixture in the modes.
- Determination of reservoir parameters (reservoir pressure, coefficients a and b, filtration and capacitance parameters, the state of the bottomhole zone). Assessment of changes in the productivity of the well and the condition of the bottomhole zone of the formation after the normalization of the bottom.
- Conducting gas condensate studies. Measurement of the flow rate of separation gas, unstable condensate, stable condensate. Calculation of the condensate-gas factor (KGF). Assessment of the change in CGF after normalization of slaughter.

Figure 1 shows a general view of the study based on the results of recording with deep and wellhead instruments [4].

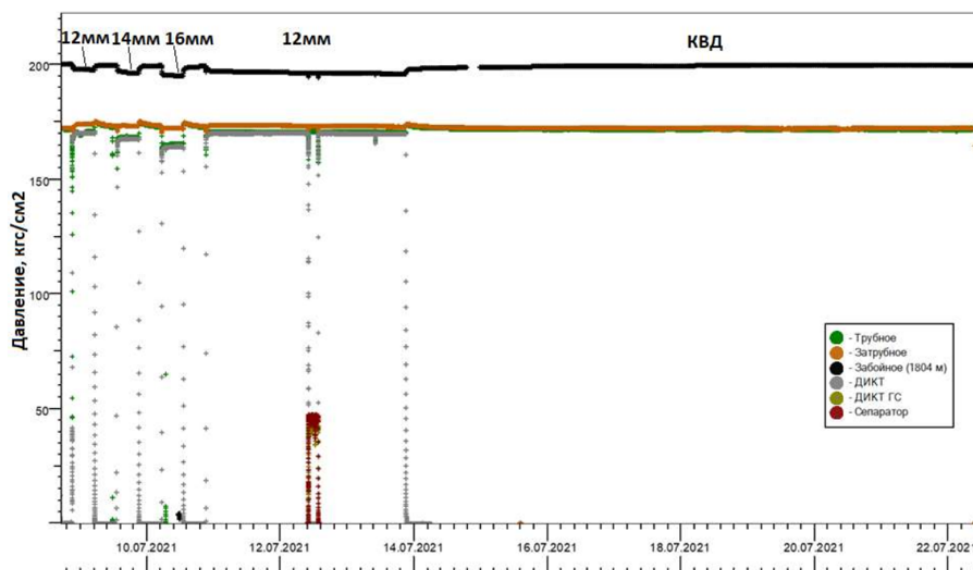


Figure 1 – A general view of the study of well No. 5071 KP No. 7N of the Kharampursky NKGM, layers TP11-14. Measurements with wellhead and depth instruments

FEATURES OF THE APPLICATION OF MODERN METHODS OF HYDRODYNAMIC AND GAS CONDENSATE WELL STUDIES

Features of interpretation of pressure recovery curves obtained in horizontal oil wells.

The study of the filtration characteristics of formations of any field is necessarily accompanied by hydrodynamic studies (GDI), which allow us to evaluate such parameters as the phase permeability of the fluid, the skin factor, the capacity of the borehole, reservoir pressure. If the well is horizontal, or there is a hydraulic fracturing crack in it, it also becomes possible to determine additional parameters, such as the working length of the horizontal shaft, the half-length of the crack, the dimensionless conductivity of the crack. In the presence of a horizontal trunk, in the process of interpreting the GDI, it is also possible to divide the skin factor into two components - a mechanical skin factor and a geometric skin factor. The mechanical skin factor is influenced by many parameters characterizing the condition of the

bottomhole zone, while the geometric skin factor directly depends on the geometry of the wellbore in the productive formation.

Let's consider the features of the interpretation of hydrodynamic studies on the example of oil wells of the oil and gas condensate reservoir of the Kharampurskoye field.

Figure 2 shows the diagnostic graph of the study, Figure 3 shows the Horner graph.

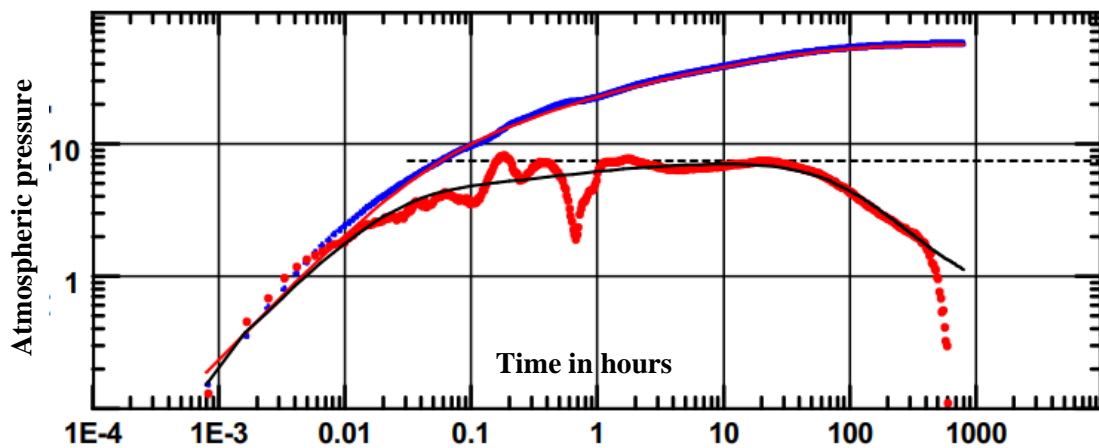


Figure 2 – Diagnostic graph of well X1

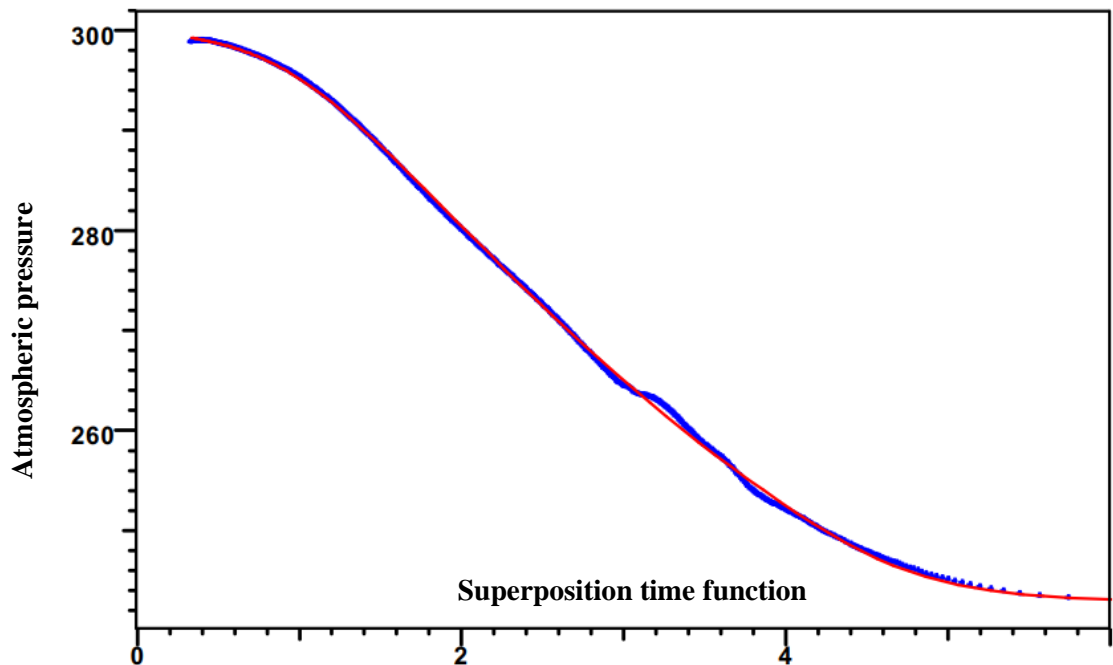


Figure 3 – Processing of the pressure recovery curve by the Horner method in well X1

In well X1, the study was performed with the registration of the pressure recovery curve after a short-term mining. The average oil flow rate was 230 m³/day, the total study time was 800 hours. The well was operated by the fountain method, the closure was performed at the mouth.

The inflow from the well is a mixture of oil and gas, the calculation is made according to the main phase – oil. The diagnostic graph shows a rather complex and ambiguous form of the curve. The flow structure formed during the operation of a horizontal well is not diagnosed, that is, it is impossible to clearly distinguish an early radial or linear inflow. After the curve reaches the rectilinear section, which characterizes the late radial inflow, after 27 hours the pressure derivative tends downwards. The permeability is taken according to the rectilinear section of the diagnostic graph, it is about 20 mD, which is quite a characteristic value for this reservoir. Before the derivative of the diagnostic graph is completed, a "failure" is observed approximately one hour after the start of recording the pressure recovery curve.

In that way, the interpretation of hydrodynamic oil wells of oil and gas condensate reservoirs is quite a difficult task, while traditional diagnostic methods do not allow solving the tasks. When processing hydrodynamic studies, it is necessary to take into account the presence of not only the oil part, but also the gas cap.

CONCLUSION

This paper discussed hydrodynamic studies performed on horizontal wells in a low permeability reservoir. From these studies, it is possible to determine the properties of the formation and the bottom hole zone of the well, as well as the formation pressure. It is also possible to determine the features of the borehole and the remote zones of the formation.

In horizontal wells, four different flows modes are identified, which cannot always be diagnosed during pressure recovery curve analysis. Therefore, the study is carried out by the method of analysis of production. Another aggravating factor is exploration research in a low permeability reservoir, being explained by the difference

in the nature and law of filtration. Therefore, study periods in these cases are recommended to be increased by 1,5 to 2 times in order to obtain the most reliable result.

REFERENCES

1. Al Hasani M.A., Al Khayari S.R., Al Maamari R., Al-Wadhahi M.A. Diagnosis of Excessive Water Production in Horizontal Wells Using WOR Plots. In: Proceedings of the International Petroleum Technology Conference. 2008.
2. Vaziri H., Barree B., Xiao Yu., Palmer Ian, Kutas M. What is the magic of water in producing sand? Texas, San Antonio, 2002, September, Paper presented at the SPE annual technical conference and exhibition, SPE-77683-MS. (In Eng).
3. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide. Amsterdam: Elsevier, 2015, 829 p. (In Eng).
4. A.C. Gringarten Interpretation of Tests in Fissured and Multilayered Reservoirs with Double-Porosity Behavior: Theory and Practice // Pet. Tech. – April, 1984. P. 549-564
5. D. Bourdet et al. A new set of type curves simplifies well test analysis // World Oil. – May, 1983. P. 95–106.
6. Aziz K., Settari A. Petroleum reservoir simulation // York: Elsevier Applied Science Publishers. 1979.
7. Oliver H. Dynamic Data Analysis / H. Oliver [et al.]. – France: kappa publication, 2017. – v 5.12.01. – 743 p.