

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|---|
| УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ |

УДК 550.832:533.6-048.32

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------------|---------|------|
| 3-2Б5В | Алексеев Артем Александрович | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Фадеева Светлана Васильевна | К.Г.—М.Н. | | |

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Рыжакина Татьяна Гавриловна | К.Э.Н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) | Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон |
|--|---|---|
| В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями | | |
| P1 | Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК–1, ОК–2, ОК–3, ОК–4, ОК–5, ОК–7) (ЕАС–4.2а) (АВЕТ–3А) |
| P2 | Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда | Требования ФГОС ВО (ОК–3, ОК–4, ОК–7, ОК–9) ПК–4, ПК–5, ПК–13, ПК–15. |
| P3 | Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК–1, ОК–2, ОК–3, ОК–4, ОК–7, ОК–8, ОК–9) (АВЕТ–3i), ПК1, ПК–23, ОПК–6, ПК–23 |
| P4 | Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий | Требования ФГОС ВО (ОПК–1, ОПК–2, ОПК–3, ОПК–4, ОПК–5, ОПК–6) (ЕАС–4.2d), (АВЕТ3e) |
| в области производственно–технологической деятельности | | |
| P5 | Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов | Требования ФГОС ВО (ПК–1, ПК–2, ПК–3, ПК–4, ПК–7, ПК–8, ПК–9, ПК–10, ПК–11, ПК–13, ПК–14, ПК–15) |
| P6 | Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов | Требования ФГОС ВО (ПК–1, ПК–5, ПК–6, ПК–10, ПК–12) |
| в области организационно–управленческой деятельности | | |
| P7 | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику | Требования ФГОС ВО (ОК–5, ОК–6, ПК–16, ПК–18) (ЕАС–4.2–h), (АВЕТ–3d) |
| P8 | Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов | Требования ФГОС ВО (ПК–5, ПК–14, ПК17, ПК–19, ПК–22) |
| в области экспериментально–исследовательской деятельности | | |
| P9 | Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально–исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли | Требования ФГОС ВО (ПК–21, ПК–23, ПК–24, ПК–25, ПК–26) |
| P10 | Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий | Требования ФГОС ВО (ПК–22, ПК–23, ПК–24, ПК–25, ПК–26,) (АВЕТ–3b) |
| в области проектной деятельности | | |
| P11 | Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов | Требования ФГОС ВО (ПК–27, ПК–28, ПК–29, ПК–30) (АВЕТ–3c), (ЕАС–4.2–e) |

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|---|
| Бакалаврской работы |
| <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small> |

Студенту:

| Группа | ФИО |
|----------|---------------------------------|
| 3 - 2Б5В | Алексееву Артему Александровичу |

Тема работы:

| | |
|--|------------------------|
| Усовершенствование газодинамических методов исследования скважин на нефтегазоконденсатных месторождениях | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | 59–122/с от 28.02.2020 |

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 05.06.2020 |
|--|------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| Исходные данные к работе | Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы. |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | Значение гидродинамических исследований в развитии научных основ разработки нефтяных месторождений. Характеристика и определение параметров гидродинамических исследований скважин. Анализ методов проведения промысловых газодинамических исследований. Подготовка и проведение исследования скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации. Передвижной комплекс по исследованию и освоению скважин. Обработка кривой восстановления давления Обработка по кривой стабилизации давления. |

| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов) | |
|---|--|
| Раздел | Консультант |
| Современное развитие методов гидродинамических исследований скважин на нефтегазоконденсатных месторождениях | Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна |
| Анализ технологических особенностей проведения газогидродинамических методов исследования скважин | Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна |
| Анализ интерпретации данных полученных передвижным комплексом исследования скважин | Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна |
| Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Доцент, к.э.н. Рыжакина Татьяна Гавриловна |
| Социальная ответственность | Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: | |
| Современное развитие методов гидродинамических исследований скважин на нефтегазоконденсатных месторождениях | |
| Анализ технологических особенностей проведения газогидродинамических методов исследования скважин | |
| Анализ интерпретации данных полученных передвижным комплексом исследования скважин | |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | |
| Социальная ответственность | |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 02.03.2020 |
|---|------------|

Задание выдал руководитель / консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|-----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Фадеева Светлана Васильевна | к.г.—м.н. | | 02.03.2020 |
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | 02.03.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|----------|------------------------------|---------|------------|
| 3 - 2Б5В | Алексеев Артем Александрович | | 02.03.2020 |

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ – ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 05.06.2020 |
|--|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
| 16.03.2020 | Современное развитие методов гидродинамических исследований скважин на нефтегазоконденсатных месторождениях. | 25 |
| 31.03.2020 | Анализ технологических особенностей проведения газогидродинамических методов исследования скважин | 25 |
| 03.04.2020 | Анализ интерпретации данных полученных передвижным комплексом исследования скважин | 30 |
| 30.04.2020 | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. | 10 |
| 20.05.2020 | Социальная ответственность. | 10 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Фадеева Светлана Васильевна | К.Г. –М.Н. | | |

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обозначения, определения и сокращения

- КВ** – кора выветривания;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- ЭК** – электрокаротаж;
- ГК** – гамма–каротаж;
- ГГК** – гамма–гамма–каротаж;
- НК** – нейтронный каротаж;
- АК** – акустический каротаж;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- ГНК** – газонефтяной контакт;
- ОМГ** – отражающий маркирующий горизонт;
- ГИС** – геофизические исследования скважин;
- ГДИС** – гидродинамические исследования скважин;
- ИД** – метод снятия индикаторной диаграммы;
- КВД** – кривая восстановления давления;
- КВ** – кора выветривания;
- КПД** – кривая падения давления;
- КВУ** – кривая восстановления уровня;
- КП** – кривая притока;
- ГЖР** – газожидкостного раздела;
- ВНР** – водонефтяного раздела;
- КС** – кажущееся электрическое сопротивление;
- ПС** – потенциал собственной поляризации;
- КСД** – кривая стабилизации давления;
- ПКИОС** – передвижной комплекс исследования освоения скважин;
- БКМ** – блок контроля мобильный;
- ДИКТ** – диафрагменный измеритель критического течения;
- БРХ** – блок расхода химических реагентов;
- ИПТ** – испытатель пластов на трубах.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 96 страниц, в том числе 12 рисунков, 10 таблиц. Список используемых источников включает 18 источников.

Ключевые слова: газодинамические исследования скважин, кривая восстановления давления, передвижной комплекс исследования и освоения скважин, разработка месторождений.

Объектом исследования являются газодинамические исследования скважин с помощью различных мобильных установок на нефтегазоконденсатных месторождениях.

Цель исследования – анализ методов и технологий промысловых газоконденсатных исследований и влияние результатов данных исследований на дальнейшую разработку месторождения.

В процессе исследования были подробно рассмотрены виды газоконденсатных исследований скважин, данные получаемые в ходе этих исследований, а также перспективы по применению более совершенных установок для исследования скважин и как следствие получения более полной и достоверной информации по результатам исследований. Проведен анализ технологий исследования скважин и сопутствующего оборудования. Проанализированы современные методы газодинамических исследований скважин.

В результате исследования выявлен положительный эффект от применения современных и более совершенных мобильных установок по исследованию скважин.

Область применения: Фонд газовых скважин нефтегазоконденсатного месторождения.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности эксплуатации и разработки нефтегазоконденсатного

месторождения за счет использования более точной и полной информации полученной в результате газодинамических исследований скважин.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 11 |
| 1 СОВРЕМЕННОЕ РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ..... | 13 |
| 1.1 Значение гидродинамических исследований в развитии научных основ разработки нефтяных месторождений | 16 |
| 1.2 Значение и основные задачи газодинамических исследований скважин в процессе разработки месторождения | 21 |
| 1.2.1 Фильтрационные свойства..... | 22 |
| 1.2.2 Размеры и границы газоносной залежи, наличие и расположение экранов (непроницаемых пластов)..... | 25 |
| 1.2.3 Положение газовой контакта, многопластовость и неоднородность залежи | 27 |
| 1.2.4 Скин – эффект..... | 31 |
| 1.2.5 Физико – химические свойства газа, образование гидратов..... | 31 |
| 1.2.6 Твердые примеси | 32 |
| 1.3 Характеристика и определение параметров гидродинамических исследований скважин | 33 |
| 1.4 Анализ методов проведения промысловых газодинамических исследований | 35 |
| 1.4.1 Цели и задачи исследований на стационарном режиме | 35 |
| 1.4.2 Цели и задачи исследований на нестационарном режиме | 36 |
| 1.4.3 Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления А и В..... | 37 |
| 2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРОВЕДЕНИЯ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН | 39 |
| 2.1 Подготовка и проведение исследования скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации | 39 |
| 2.1.1 Исследование при стационарных режимах фильтрации..... | 39 |
| 2.1.2 Исследование при нестационарных режимах фильтрации | 43 |
| 2.1.3 Технология снятия кривой восстановления давления..... | 44 |
| 2.1.4 Технология снятия кривой стабилизации давления | 46 |
| 2.1.5 Блок контроля мобильный | 47 |
| 2.1.6 Сетчатый газосепаратор..... | 49 |
| 2.2 Передвижной комплекс по исследованию и освоению скважин..... | 51 |
| 2.2.1 Описание и анализ технологического процесса и технологической схемы производственного объекта | 57 |
| 2.2.2 Результаты проведения длительных исследований..... | 60 |

| | |
|---|----|
| 3 АНАЛИЗ ИНТЕРПРИТАЦИИ ДАННЫХ ПОЛУЧЕННЫХ ПЕРЕДВИЖНЫМ КОМПЛЕКСОМ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН | 66 |
| 3.1 Обработка кривой восстановления давления | 66 |
| 3.2 Обработка по кривой стабилизации давления | 67 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 72 |
| 4.1 Расчет времени на проведение мероприятий по работе установке комплекса | 72 |
| 4.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования | 72 |
| 4.3 Затраты на амортизационные отчисления | 73 |
| 4.4 Затраты на материалы | 74 |
| 4.5 Расчет заработной платы бригады | 74 |
| 4.6 Затраты на страховые взносы | 75 |
| 4.7 Затраты на проведение мероприятия | 76 |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | 79 |
| 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 79 |
| 5.2 Производственная безопасность | 80 |
| 5.3 Экологическая безопасность | 85 |
| 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 89 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 92 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ: | 94 |

ВВЕДЕНИЕ

Развитие газовой промышленности предусматривает поиск и разработку новых месторождений газа и газоконденсата на территории России. В данное время разработка новых газоконденсатных месторождений приходится на глубокозалегающие нефтегазоконденсатные и газоконденсатные залежи с высоким содержанием конденсата.

Разработка газоконденсатных залежей сопровождается снижением пластового давления, что вызывает ретроградную конденсацию в призабойной зоне пласта, вследствие чего, часть углеводородов переходит в жидкую фазу и остаётся в пласте. Выделившийся конденсат не участвует в процессе фильтрации, так как является неподвижным и остаётся в пласте — до 60% от начальных запасов. Для получения полной и достоверной информации о сложных газоконденсатных системах, большое внимание уделяют исследованиям газоконденсатной характеристики залежей; они становятся одним из основных направлений информационного сопровождения разработки и эксплуатации таких залежей.

В данной работе рассматриваются газодинамические методы исследования газоконденсатных скважин, а именно длительные исследования газоконденсатных скважин с помощью передвижного комплекса по исследованию и освоению скважин.

Объектом исследования является комплекс для длительных газодинамических и газоконденсатных исследований скважин.

Целью работы является анализ технологии проведения длительных исследований с помощью ПКИОС и анализ вариантов проведения исследований и обоснование преимущества выбранного метода исследований.

Для выполнения поставленной цели необходимо реализовать следующие задачи:

1. Проведение обзора литературных источников по данной тематике.
2. Описание общей характеристики и параметров газодинамических исследований.

3. Анализ технологического процесса газодинамических исследований через передвижной комплекс освоения и исследования скважин.

1 СОВРЕМЕННОЕ РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

В процессе бурения, а позднее и перфорации, проницаемые породы постоянно подвергаются воздействию промывочной жидкости. Сам пласт наполнен пластовыми флюидами. Как происходит взаимодействие скважины и пласта важно знать, как для постановки правильного бурения, так и для последующего запуска в эксплуатацию пласта.

В начале XX в. во Франции впервые стали применять геофизические методы для документации разрезов нефтяных скважин. Регистрировалось КС горных пород вдоль скважины и ПС. Если обе диаграммы отклонялись в одну и ту же сторону, то пласт считался нефтенасыщенным, а если в разные – водонасыщенным.

Но иногда метод не срабатывал: из нефтенасыщенных пластов получали пластовую воду. Причина этого – проникновение пресной промывочной жидкости в водонасыщенные минерализованной водой пласты. С этого времени начали изучать это явление.

К 1950 г сложились первые представления о взаимодействии скважины и пласта. Типична работа Комарова С.Г. «Каротаж по методу сопротивлений». «Давление столба глинистого раствора превышает пластовое давление. При вскрытии проницаемого пласта глинистый раствор проникает в породу. При этом вода отфильтровывается от глинистого раствора глинистые частицы, задерживаясь в порах породы, образуют на ее поверхности глинистую корку. Это приостанавливает дальнейшее проникновение глинистого раствора и фильтрата в пласт резко, возможно до нуля.

Глубина проникновения раствора и его фильтрата зависит от избыточного давления в скважине и будет тем больше, чем больше его проницаемость.

На основе этого рекомендовалось оценивать проницаемость коллекторов по глубине проникновения в них раствора или фильтрата промывочной жидкости.

В 1961 г. вышел перевод Пирсона С.Дж. «Учение о нефтяном пласте», в ней излагались совершенно другие представления о взаимодействии скважины и коллектора. «Характер проникновения фильтрата бурового раствора в пласт определяется (не столько перепадом давления) типом и качеством раствора, и свойствами породы. В породах с низкой пористостью и проницаемостью наблюдается глубокое проникновение фильтрата бурового раствора. В породах с хорошими коллекторскими свойствами проникновение обычно невелико». Породы с высокой пористостью содержат большой объем пор, по которым фильтрат растекается и перемещается вглубь пласта медленнее, чем в породах с небольшой пористостью. Иногда в высокопористых коллекторах граница проникновения может со временем даже переместиться по направлению к скважине. Неглубокое проникновение фильтрата в породы с хорошими коллекторскими свойствами происходит также из-за разделения жидкости по удельному весу: фильтрат менее плотный, чем пластовая вода, растекается в верхнюю часть пласта.

Таким образом, работа Пирсона кардинальным образом меняла представления о взаимодействии пласта и скважины.

1976 г. в работе Орлова Л.И. «Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа» выделены три этапа проникновения раствора в пласт:

а) опережающее проникновение бурового раствора под режущую кромку инструмента;

Проникновение происходит под действием перепада давления и зависит от водоотдачи раствора и проницаемости пласта.

б) радиальная фильтрация во время образования глинистой корки формирует зону кольматации и зону проникновения;

в) радиальная фильтрация через глинистую корку и зону кольматации (может быть многократной, так как во время спускоподъемных операций глинистая корка нарушается).

Работа подтверждала основные положения Пирсона. Одним из выводов был следующий, т.е., изучая поведение жидкостей в скважине, можно изучать свойства пласта.

Еще позже выяснилось, что на процесс взаимодействия пласта и скважины оказывает воздействие способ бурения и состав бурового раствора.

По факту опережающая фильтрация под режущую кромку инструмента не всегда происходила. Иногда фиксировали прорыв пластовых флюидов в скважину. Мало того, когда на явление обратили внимание, оказалось, что прорыв флюидов происходит всегда при вращательном способе бурения. Этого не замечали при ударном способе бурения, так как при этом циркулирует малое количество жидкости.

Явление опережающей фильтрации проявляется, когда циркулирует большое количество промывочной жидкости, как результат действия сил на расформирование зоны проникновения (капиллярные, гравитационные, диффузия). Начинается это после образования глинистой корки и идет периодически: по мере нарастания пластового давления в определенный момент происходит вброс флюида (чаще всего газа) в скважину. При вращательном способе бурения нефти, газо и водопроявления стали так регулярны, что пришлось создать службу, занимающуюся промывочными жидкостями.

При ударном способе (он дороже в 8–10 раз) зона кольматации не формируется, пласт нарушается мало, его осваивают быстро с максимальными дебитами. Поэтому в США практикуют комбинированный способ проходки: до кровли продуктивного пласта бурение ведется вращательным способом, а пласт вскрывают – ударным.

Промывочные жидкости должны быть сходны по свойствам с пластовым флюидом, т.е. растворы на нефтяной основе не оказывают вредного

воздействия на нефтяной пласт. Срок освоения пласта при этом не превышает 2-3 дней, а при использовании водных растворов освоение идет дольше времени бурения и дебит в 10-12 раз меньше и не восстанавливается.

1.1 Значение гидродинамических исследований в развитии научных основ разработки нефтяных месторождений

Современные представления о происхождении и миграции нефти и газа позволяют считать потенциально нефтеносными практически весь осадочный чехол и прилегающие к нему верхние горизонты фундамента и коры выветривания, где имеются подходящие термодинамические условия для сохранения сложных органических молекул, из которых состоят нефть и газ.

На этом принципе строится и современная идеология поиска, разведки и разработки месторождений. Все современные поисковые и разведочные скважины бурятся на самый глубокий перспективный горизонт, а последнее время, в обязательном порядке захватывают породы КВ и фундамента.

В результате все горные породы в процессе бурения подвергаются воздействию промывочных жидкостей от начала их проходки долотом до изоляции обсадными трубами. А после перфорации воздействие продолжается. Их фильтрационные и физические свойства меняются. Происходит гидродинамическое взаимодействие пласта и скважины. Нам важно знать, что происходит в результате такого взаимодействия, как его контролировать и как им управлять.

Существующие в настоящее время методы гидродинамических исследований скважин позволяют, меняя режимы эксплуатации пласта, изменяя давление и притоки на устье скважины, понять, как взаимодействуют пласт и скважина.

Понимание процессов взаимодействия скважины и коллектора позволяют нам достичь двух главных целей:

а) получить информацию:

1) о пласте – выяснить его физические (фильтрационные) характеристики;

- 2) об изменениях в пласте, происходящих в процессе разработки;
- 3) об интенсивности притока флюидов в скважину.

б) выбрать:

- 1) технологию вскрытия пласта бурением;
- 2) способ и технологию перфорации, проверить качество вскрытия;
- 3) метод оптимальной разработки, то есть обосновать способ добычи

нефти, выбрать оборудование для подъема жидкости из скважины, установить наиболее экономичный режим для достижения высокого КИН.

Взаимодействие скважины и пласта постоянно меняется во времени, поэтому для правильной эксплуатации пласта информация о скважинах и пласте должна постоянно обновляться. То есть появляется еще одна цель исследований – для выбора методов исследования пласта, которые будут поставлять информацию о пласте на всем протяжении эксплуатации. Фактически выбрать методы мониторинга разработки месторождения: оценка эффективности выбранной системы разработки, отслеживание происходящих изменений в пласте, оценка эффективности (результативности) применяемых мероприятий по улучшению разработки.

Комплекс методов диагностики строения и фильтрационно–емкостных свойств коллекторов, контроля и регулирования разработки, и место гидродинамических исследований в нем.

Исследование скважин начинается сразу же после открытия залежей и продолжается в течение всей «жизни» месторождения, т. е. осуществляется в процессе бурения и эксплуатации.

Существует множество методов исследования процессов во взаимодействия скважины и коллектора, но цель у них общая: получение информации для подсчета запасов нефти и газа, проектирования, анализа, регулирования разработки залежей и эксплуатации скважин.

Существуют первичные, текущие и специальные исследования:

а) первичные исследования проводят на стадии разведки и опытной эксплуатации месторождения. Задача их заключается в получении исходных данных, необходимых для подсчета запасов и проектирования разработки.

б) текущие исследования осуществляют в процессе разработки. Их задача – получение сведений для уточнения параметров пласта, принятия решений о регулировании процесса разработки, проектирования и оптимизации технологических режимов работы скважин и др.

в) специальные исследования вызваны специфическими условиями разработки залежи и эксплуатации скважин (внедрение внутрислового 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 по физическому явлению, которое лежит в их основе, подразделяются на:

- а) промыслово–геофизические;
- б) дебито – и расходометрические;
- в) термодинамические;
- г) гидродинамические.



Рисунок 1 – Методы исследований скважин

При промыслово–геофизических исследованиях с помощью приборов, спускаемых в скважину посредством глубинной лебедки на электрическом (каротажном) кабеле, изучаются:

- а) электрические свойства пород (ЭК);
- б) радиоактивные (радиоактивный каротаж – ГК, ГГК, НК);
- в) акустические (АК);
- г) механические (кавернометрия) и т. п.

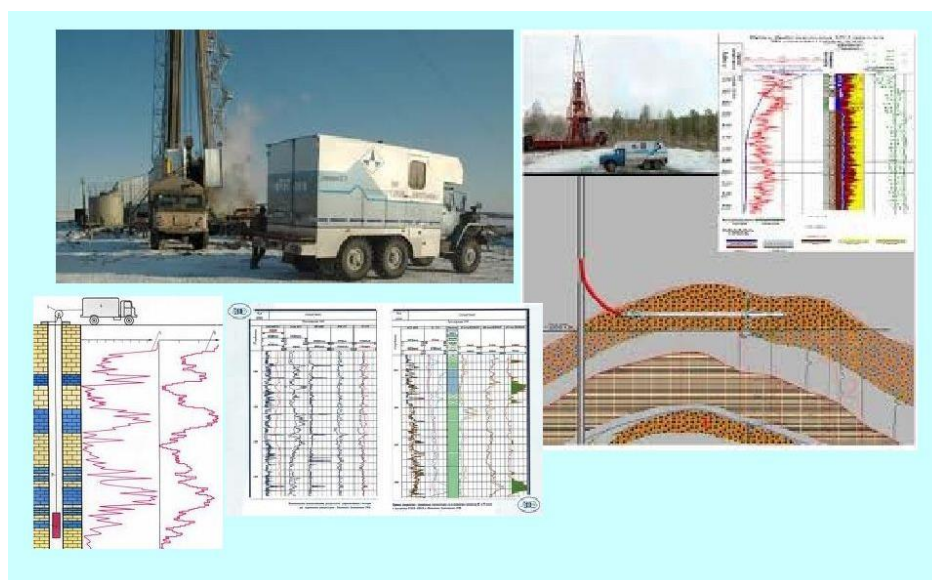


Рисунок 2 – Промысловая геофизика

Промыслово–геофизические исследования позволяют определить пористость (поровую, трещинную, кавернозную), проницаемость, нефте, водо и газонасыщенность, толщину пласта, отметки его кровли и подошвы, литологию

и глинистость пород, положения водонефтяного контакта (ВНК), газонефтяного контакта (ГНК) и их продвижения, интервалы обводнения, состав жидкости в стволе скважины и его изменение (гамма–плотнометрия, диэлькометрическая, влагометрия, резистивиметрия и др.), скорость движения и распределение закачиваемых в пласт агентов (метод радиоактивных изотопов, индикаторные методы и др.), выявить работающие интервалы пласта, установить профили притока и поглощения (скважинная дебито и расходомерия, термометрия, фотоколориметрия, определение содержания ванадия и кобальта в нефти), определить техническое состояние скважины (качество цементирования, негерметичность обсадных труб, наличие межпластовых перетоков, толщина стенок труб, дефекты в них, местоположение интервалов перфорации, элементов оборудования, муфт и забоя скважины, место отложения парафина, осадка и др.). Эти исследования выполняют геофизические организации. К геофизическим исследованиям относят также скважинные дебито, расходометрические и термодинамические исследования.

Скважинные дебито и расходометрические исследования позволяют выделить в общей толщине пласта работающие интервалы и установить профили притока в добывающих и поглощения в нагнетательных скважинах. Обычно эти исследования дополняются одновременным измерением давления, температуры, влагосодержания потока (доли воды) и их распределения вдоль ствола скважины. Для исследования на электрическом кабеле в работающую нагнетательную скважину спускают скважинный прибор — расходомер (в добывающую скважину – дебитомер), датчик которого на поверхность подает электрический сигнал, соответствующий расходу жидкости.

Прибор перемещают в скважине периодически с определенным шагом около 1 м от точки к точке. В каждой точке измеряется суммарный расход. По данным измерения, строят диаграмму интенсивности (расходограмму или дебитограмму) или преимущественно профиль поглощения (притока) жидкости, что позволяет определить работающие интервалы, их доленое участие в общем расходе (дебите) жидкости, охват разработкой по толщине

пласта (отношение работающей толщины пласта к нефтенасыщенной и перфорированной), эффективность проводимых в скважине работ по воздействию на призабойную зону пласта. При наличии измерения забойного давления можно определить коэффициент продуктивности (приемистости) каждого интервала или в случае исследований при нескольких режимах работы скважины — построить для них индикаторные линии.

Термодинамические исследования скважин позволяют изучать распределение температуры в длительно простаивающей (геотерма) и в работающей (термограмма) скважине, по которому можно определять геотермический градиент, выявлять работающие и обводненные интервалы пласта, осуществлять анализ температурных процессов в пласте (при тепловом воздействии, закачке холодной воды) и выработки запасов нефти при заводнении, контролировать техническое состояние скважин и работу подземного скважинного оборудования. Расходомерия и термометрия скважин позволяют также определить места нарушения герметичности колонн, перетоки между пластами и др.

Гидродинамические методы исследования скважин и пластов проводят по данным о величинах дебитов жидкостей и газа, о давлениях на забоях или об изменении этих показателей, а также об изменении пластовой температуре во времени. Позволяют определять такие параметры пластов и скважин как проницаемость, пористость, гидропроводность, пьезопроводность пласта, давление в пласте в разные периоды эксплуатации, несовершенство скважин и др.

1.2 Значение и основные задачи газодинамических исследований скважин в процессе разработки месторождения

Как и при исследовании нефтяных скважин, по данным исследования газовых скважин определяют характеристики пласта и скважины перечисленные ниже.

1.2.1 Фильтрационные свойства

Пористость

Пористость горной породы понимают наличие в ней пустот различной формы и происхождения. Количественно величина пористости определяется коэффициентом пористости:

$$m = \frac{V_{\text{ппор}}}{V_{\text{обр}}}, \quad (1)$$

где $V_{\text{ппор}}$ – объем пор;

$V_{\text{обр}}$ – объем образца горной породы.

Различают общую, открытую и динамическую (эффективную) пористость, которые соответственно определяются:

$$m_{\text{пол}} = \frac{V_{\text{пор}}^{\text{св}} + V_{\text{пор}}^{\text{закр}}}{V_{\text{гп}}}, \quad (2)$$

где $V_{\text{пор}}^{\text{св}}$ – объем пор, связанных между собой;

$V_{\text{пор}}^{\text{закр}}$ – объем пор закрытых.

$$m_{\text{омк}} = \frac{V_{\text{пор}}^{\text{св}}}{V_{\text{гп}}}, \quad (3)$$

$$m_{\text{дин}} = \frac{V_{\text{пор}}^{\text{дв.ж}}}{V_{\text{гп}}}, \quad (4)$$

где $V_{\text{пор}}^{\text{дв.ж}}$ – часть объема открытых пор с движущейся фазой.

Для несцементированных пород в оценке коэффициента пористости можно использовать модель фиктивного грунта, для которого величина пористости будет согласно Сликтеру определяться характером упаковки зерен, где α – угол упаковки ($60^\circ < \alpha < 90^\circ$). В соответствии с углом пористость меняется от 0,259 до 0,476.

Для реальных гранулярных пород структура первого пространства зависит от многих факторов:

- 1) гранулометрического состава пород;
- 2) степени цементации;
- 3) степени трещиноватости пород.

Характер (степень) цементации может существенно изменить пористость породы.

По сверхкапиллярным каналам происходит свободное движение нефти, воды и газа, по капиллярным – при значительном влиянии капиллярных сил. В субкапиллярных каналах пластовые флюиды практически перемещаться не могут (это глинистые разности пород).

Следовательно, при технологически допустимых перепадах давления не во всех пустотах возможна фильтрация жидкостей и газов. Отсюда пользуются еще двумя понятиями:

- 1) статической полезной емкостью коллектора;
- 2) динамической полезной емкостью коллектора.

Первая определяется открытой пористостью, вторая – условиями фильтрации (в конечном итоге – промывкой).

$$P_{\text{дин}} = \frac{(S_{\text{вк}} - S_{\text{вн}})V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} = (S_{\text{вн}} - S_{\text{вн}})m_0, \quad (5)$$

где $S_{\text{вк}}$ и $S_{\text{вн}}$ – соответственно конечная и начальная водонасыщенности коллектора;

m_0 – коэффициент открытой пористости.

Проницаемость

Проницаемость коллектора является фильтрационным параметром горной породы. Это свойство горной породы пропускать жидкости и газы, и их смеси при создании перепадов давления. Большая часть осадочных пород обладает той или иной проницаемостью.

При разработке нефтяных (газонефтяных) и газовых (газоконденсатных) месторождений встречаются различные виды фильтрационных потоков: движение нефти или газа или совместная фильтрация двух или трех фаз (нефти, газа и воды одновременно). При этом проницаемость пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости пород

нефтедержащих пластов введены понятия абсолютной, фазовой и относительной проницаемостей.

Под абсолютной проницаемостью ($K_{абс}$) принято понимать фильтрующую способность горной породы (керна) для инертного в физико-химическом отношении флюида (воздуха или азота).

Фазовой проницаемостью ($K_{фаз}$) называется проницаемость горной породы для данной фазы (нефти, газа, воды) при Наличии в пустотном объеме коллектора одной или двух других фаз, независимо от того, находятся последние в статическом состоянии или принимают участие в совместной фильтрации.

Относительная проницаемость ($K' = K_{фаз}/K_{абс}$) определяется отношением фазовой проницаемости к абсолютной для той же породы.

Для количественной оценки проницаемости горных пород обычно используется линейный закон фильтрации Дарси, согласно которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$|V_{ж}| = \frac{K \Delta P}{\mu_{ж} \Delta L}, \quad (6)$$

где k – коэффициент фильтрации;

P – перепад давления;

μ – динамическая вязкость;

L – длина участка фильтрации.

Насыщенность

Насыщенность коллекторов в породах – коллекторах, содержащих нефть и газ, обычно находится остаточная (погребенная) вода, которая в определенных условиях фильтрации может удерживаться в пустотной среде молекулярно – поверхностными и капиллярными силами. Образование остаточной воды обязано генетическим особенностям формирования залежей нефти и газа.

Количественно содержание того или иного флюида в коллекторе определяется коэффициентом насыщенности:

$$S_H = \frac{V_H}{V_{\text{пор}}}, \quad (7)$$

где V_H – нефтенасыщенный объем;

$V_{\text{пор}}$ – объем пор.

Нефтеводонасыщенность может определяться двумя основными методами:

- 1) по керну (в аппаратах Закса);
- 2) по данным геофизических исследований в открытых стволах скважин.

Удельная поверхность горных пород

Удельная поверхность пород – суммарная поверхность частиц или поровых каналов, содержащихся в единице объема образца, зависит от степени дисперсности частиц, из которых они слагаются. Вследствие небольших размеров отдельных зерен песка и большой плотности их укладки поверхность порового пространства пласта может достигать огромных размеров, что значительно осложняет задачу полного извлечения нефти из породы.

1.2.2 Размеры и границы газоносной залежи, наличие и расположение экранов (непроницаемых пластов)

Запасы нефти и свободного газа открытых залежей подсчитываются при минимальной информации, имеющейся к этому моменту. По единственной скважине, давшей промышленный приток нефти или свободного газа, должны быть выделены эффективные нефтегазонасыщенные толщины, изучены коллекторские свойства и другие параметры. Структурный план залежи определяется структурной картой, служившей основой для постановки поискового бурения. Граница площади с запасами категории С1 проводится вокруг скважины на расстоянии, равном двум шагам будущей эксплуатационной сетки. На остальной площади залежи запасы относятся к категории С2.

В зависимости от типа залежей расчет нефтегазонасыщенных объемов и подсчет запасов производится по-разному.

Площадь нефтяной залежи F контролируется структурной картой по ОМГ и предполагаемым положением ВНК. Для залежей, связанных с пластами, отметка ВНК принимается с учетом закономерностей изменения контактов выявленных залежей по площади зоны нефтегазонакопления или с учетом коэффициента заполнения ловушек соседних залежей, т. е. аналогично тому, как определяется нефтеносная площадь при подсчете перспективных ресурсов. Однако в данном случае структурная основа по сейсмике должна быть увязана с данными единственной скважины. При этом необходимо учитывать закономерности в расхождениях между глубинами залегания ОМГ по данным скважины и сеймики.

В газовых залежах отметка ГВК и газоносная площадь могут быть определены более надежно. После проведения гидродинамических исследований определяется положение ГВК и ГНК.

Эффективная нефтегазонасыщенная толщина залежей принимается по данным единственной пробуренной скважины. Выделение толщин пропластков производится по прямым качественным признакам на диаграммах ГИС с учетом кондиционных значений, определенных по геофизическим данным или принятых по аналогии с соседними залежами.

Нефтенасыщенный объем залежи V_n определяется без составления карты изопахит.

Объем коллекторов в пределах площади с запасами категории С1 вычисляется путем:

$$V_n = F h_{н.эф}, \quad (8)$$

где F – площадь;

$h_{н.эф}$ – нефтегазонасыщенная толща в скважине.

Объем коллекторов на площади с запасами категории С2 состоит из двух частей: оставшегося объема в пределах внутреннего контура нефтеносности (нефтяной зоны) и объема водонефтяной зоны.

Первое слагаемое получают как произведение:

$$V_{\text{нз}} = F_{\text{нз}} h_{\text{н.эф}}, \quad (9)$$

где $F_{\text{нз}}$ – площадь, ограниченная внутренним контуром нефтеносности.

Объем коллекторов в водонефтяной зоне (ВНЗ) равен:

$$V_{\text{внз}} = \frac{F_{\text{внз}} h_{\text{н.эф}}}{2}, \quad (10)$$

где $F_{\text{внз}}$ – площадь, ограниченная внешним и внутренним контуром нефтеносности.

Суммарный объем коллекторов с запасами категории С2 равен:

$$V_{\text{с}2} = V_{\text{нз}} + V_{\text{внз}}, \quad (11)$$

Чтобы определить среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины в пределах площади с запасами этой категории, необходимо полученный объем разделить на $F_{\text{нз}} + F_{\text{внз}}$.

Коэффициенты открытой пористости и нефтегазонасыщенности принимаются по данным пробуренной скважины и рассчитываются по керну или ГИС. При расчете по керну берется среднее арифметическое из всех наблюдаемых значений в проницаемых интервалах пласта, а по ГИС – средневзвешенное по толщине нефти и газо насыщенных пропластков.

1.2.3 Положение газовой контактной поверхности, многопластовость и неоднородность залежи

Газовой контактной поверхностью представляет собой поверхность толщиной обычно в несколько метров. Характер этой поверхности определяется в основном капиллярными силами.

Чем меньше диаметр поровых каналов, тем выше высота капиллярного поднятия воды, и чем выше неоднородность переходной зоны по размерам, тем больше толщина этой зоны, и наоборот.

Если в скважине вскрыт газовой контакте, его положение, как правило, устанавливают на основе данных геофизических методов. Иногда по результатам геофизических исследований (например, при наличии трещиноватых коллекторов) нет возможности четко интерпретировать полученные данные. Тогда для определения положения ГВК части пласта поэтапно опробывают снизу вверх. Этот способ прямой оценки положения ГВК требует значительных затрат времени. При опробовании водяной части пласта и создании высоких депрессий может прорваться газовый конус, и, наоборот, при опробовании газовой части образуется водяной конус. Подтягивание газа или воды может произойти также вследствие не герметичности цементного кольца за колонной. Если при опробовании вскрыта значительная часть пласта и получен одновременно приток газа и воды, то применяемыми в настоящее время методами установить положение ГВК с достаточной точностью затруднительно.

Если же на месторождении имеется скважина, вскрывшая большой интервал пласта, включающий ГВК, а при использовании обычных геофизических методов не получено положительных результатов, то для оценки положения ГВК можно использовать метод измерения давлений в работающей скважине при помощи дифференциальных манометров. Положение ГВК определяют по точке перегиба кривой изменения давления по глубине.

Принимая давление на контакте, газ–вода равным гидродинамическому для газовой и водяной частей залежи, имеем:

$$p_k = 10^{-6} \rho_v gL, \quad p_k = p_y e^S \quad (12)$$

Где $S = 0.03415 \frac{\bar{\rho} L_k}{z_{cp} T_{cp}}$

Принимая данные формулы и раскладывая e^x в ряд, получим выражение для глубины положения ГВК:

$$L_k = \frac{p_y}{10^{-6} \rho_v g - p_y S_1}, \quad (13)$$

где $s_1 = 0.03415 \frac{\bar{\rho}}{z_{cp} T_{cp}}$

Промыслово–гидродинамические методы позволяют оценивать степень однородности пласта, выявлять литологические экраны, устанавливать взаимосвязь пластов по разрезу и скважин по площади, а также оценивать нефтенасыщенность пород.

Указанные параметры и особенности строения нефтяных залежей определяют следующими гидродинамическими методами;

- а) восстановление (падения) давления;
- б) гидропрослушивание;
- в) установившихся отборов (пробных откачек).

Макронеоднородность отображается графическими построениями и количественными показателями.

Существуют следующие количественные показатели, характеризующие Макронеоднородность пласта по разрезу и по площади:

- а) коэффициент расчлененности, показывающий среднее число пластов (прослоев) коллекторов в пределах залежи:

$$K_F = \frac{\sum n}{N}, \quad (14)$$

где n_i – число прослоев коллекторов в скважине;

N – число скважин.

- б) коэффициент песчанистости, показывающий долю объема нефтеколлектора (или толщины пласта) в общем объеме (толщине) залежи:

$$K = \frac{h_{эф}}{H_{общ}}, \quad (15)$$

где $h_{эф}$ – эффективная толщина пласта в скважине;

N – число скважин.

Совместное использование K_p и K_r позволяет составить представление о макронеоднородности разреза, чем $> K_r$ и $< K_p$, тем выше неоднородность.

- в) коэффициент литологической связанности, оценивающий степень слияния коллекторов двух пластов:

$$K_{св} = F_{св} / F_{к} , \quad (16)$$

где $F_{св}$ – суммарная площадь участков слияния;

$F_{св}$ – площадь распространения коллекторов в пределах залежи;

Чем больше коэффициент литологической связанности, тем выше степень гидродинамической сообщаемости смежных пластов.

г) коэффициент распространения коллекторов на площади залежи, характеризующий степень прерывистости их залегания:

$$K_{расп} = \frac{F_{к}}{F} , \quad (17)$$

где $F_{к}$ – суммарная площадь зон распространения коллекторов пласта;

F – общая площадь пласта.

Три коэффициента, характеризует зоны распространения коллекторов с точки зрения условий вытеснения из них нефти.

В качестве показателей прерывистости продуктивного пласта используются доли отношения объема:

$$K_{непр} = \frac{V_{непр}}{V_{общ}} ; K_{линз} = \frac{V_{линз}}{V_{общ}} ; K_{п\ линз} = \frac{V_{п\ линз}}{V_{общ}} , \quad (18)$$

где $V_{непр}$ – непрерывной части пласта; т.е. зон, получающих воздействие вытесняющего агента не менее чем с двух сторон;

$V_{линз}$ – доля объема линз; линз, не испытывающих воздействия;

$V_{п/л}$ – доля объема полулинз; т.е. зон, получающих одностороннее воздействие;

$V_{общ}$ – общий объем пласта.

Под линзами в этом случае подразумеваются ограниченные со всех сторон непроницаемыми породами участки коллекторов.

Полулинзы представляют собой участки прослоя, распространяемые за пределами залежи и выклинивающиеся внутри нее. За полулинзы могут быть приняты участки прослоя, открытые для поддержания давления только с одной стороны. За непрерывную часть принимают как площадь сплошного распространения прослоя, так и части площади, подвергающиеся воздействию нагнетания не менее, чем с двух сторон.

1.2.4 Скин – эффект

Наиболее распространенным показателем для оценки загрязнения продуктивного пласта является скин – эффект.

Скин – эффект количественно характеризует отличие эквивалентной проницаемости призабойной зоны скважины от остальной части дренируемой области. Он отражает качество вскрытия продуктивного пласта, зависящего от: степени загрязнения пласта буровыми и промывочными растворами; характера и качества сообщения пласта со стволом скважины; типа и эффективности методом интенсификации притока флюида к скважине и прочее.

Количественное значение устанавливается газодинамическими методами исследований скважин из результатов обработки кривых восстановления и кривых стабилизации забойного давления.

Положительные величины скин–эффекта, выше нуля, свидетельствуют о некачественном вскрытии продуктивного пласта. Отрицательные величины обычно связаны с образованием в призабойной зоне техногенных каверн, трещин, каналов.

Объемная скорость притока пластовой жидкости из непораженного пласта в загрязнённую зону согласно формуле Дюпюи описывается как:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{p_{пл} - p_3}{\ln \frac{r_k}{r_3}}, \quad (19)$$

Приток из загрязнённой зоны в скважину как:

$$Q = \frac{2\pi k_x h}{\mu} \cdot \frac{p_3 - p_c}{\ln \frac{r_3}{r_c}}, \quad (20)$$

где p_3 – давление на наружной границе загрязненной зоны;

r^3 – радиус загрязнённой зоны.

1.2.5 Физико-химические свойства газа, образование гидратов

Состав газа путём отбора проб «сухого» газа и газового конденсата, анализа проб в лаборатории.

Если характеризовать качественный состав природного газа, то сразу нужно выделить компоненты двух групп: органические и неорганические.

Поскольку хоть и принято считать, что он состоит из метана, однако это не совсем так. К органическим составляющим относятся: метан – CH_4 ; пропан – C_3H_8 ; бутан – C_4H_{10} ; этан – C_2H_6 ; более тяжелые углеводороды с количеством атомов углерода больше пяти. Неорганические компоненты включают в себя следующие соединения: водород (в небольших количествах) – H_2 ; углекислый газ – CO_2 ; гелий – He ; азот – N_2 ; сероводород – H_2S .

Гидратами углеводородных газов называются кристаллические вещества, образованные ассоциированными молекулами углеводородов и воды; они имеют различную кристаллическую структуру.

Как указывалось, природный газ газовых месторождений в пластовых условиях насыщен парами воды. При отборе газа из пласта, сопровождающемся понижением его температуры и давления, пары воды конденсируются и скапливаются в скважинах и газопроводах.. Каждая молекула компонентов природного газа (метан, этан, пропан, бутаны) способна связать 6–7 молекул воды, например, $\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$.

Углеводородные и некоторые другие газы, контактирующие с водой в определенных условиях давления и температуры, также могут образовывать кристаллогидраты. Кристаллогидраты природных газов внешне похожи на мокрый спрессованный снег, переходящий в лед. Они относятся к неустойчивым соединениям и при некоторых условиях (нагревание, понижение давления) быстро разлагаются на газ и воду.

Образование гидратов происходит при повышенных давлениях, низкой температуре и тесном контакте гидратообразующих компонентов газа с водой.

1.2.6 Твердые примеси

Определение наличия твердых механических примесей определяется путем отбора проб и их анализа. В особенности отбором водно – метанольного раствора, так как он отбирается из дренажной части сепаратора и механические примеси видны при отборе невооруженным глазом. В лабораторных условиях определяется количественный показатель примесей на единицу объёма и перечень веществ этих примесей.

1.3 Характеристика и определение параметров гидродинамических исследований скважин

ГДИС важнейший и достаточно объемный источник информации с промысла, необходимый для подсчета запасов и составления проекта разработки месторождения.

ГДИС это совокупность работ на промысле, направленных на измерение определенных параметров: давление, температура, уровень жидкости, дебит, а также отбор проб пластовых флюидов: нефти, воды и газа, и газоконденсат, в действующих или законсервированных скважинах и их регистрацию во времени, также особенности около скважинной и удаленной зон пласта.

Различают ГДИС:

а) на установившихся режимах фильтрации:

1) метод снятия ИД;

б) на неуставившихся режимах:

1) метод КВД;

2) метод КПД;

3) метод КВУ;

4) метод КП.

КВД применяется для скважин, фонтанирующих с высокими и устойчивыми дебитами. Исследование методом КВД заключается в регистрации давления в остановленной скважине, которая была закрыта путем герметизации устья после кратковременной работы с известным дебитом или после установившегося отбора (метод касательной).

Основные параметры, определяемые по КВД: коэффициент продуктивности на 10 суток, коэффициент проницаемости, коэффициент пьезопроводности, приведенный радиус, скин-фактор, коэффициент продуктивности потенциальный, радиус зоны исследования, пластовое давление и время стабилизации режима.

Продолжительность исследования эксплуатационной скважины методом КВД может составлять от нескольких десятков часов до нескольких недель,

благодаря чему радиус исследования охватывает значительную зону пласта. Тем не менее, при большой длительности исследования конечные участки КВД могут быть искажены влиянием соседних скважин на распределение давления в удаленной зоне пласта.

Метод кривой восстановления уровней (КВУ) применяется для скважин с низкими пластовыми давлениями (с низкими статическими уровнями), то есть нефонтанирующих (без перелива на устье скважины) или неустойчиво фонтанирующих.

КВУ проводится в остановленной скважине (отбор жидкости прекращён), которая была закрыта путём герметизации устья. Из пласта продолжается затухающий со временем приток, сопровождающийся подъёмом уровня жидкости в стволе скважины. Производится регистрация глубины динамического уровня жидкости (ГЖР – газожидкостного раздела) и ВНР с течением времени. Подъём уровня и рост столба жидкости сопровождается увеличением давления. Кривую изменения давления в этом случае называют кривой притока (КП). После полного прекращения притока и восстановления давления выполняют замер статического уровня и пластового давления.

Длительность регистрации КВУ или КП зависит от продуктивности скважины, плотности флюида, площади сечения поднимающегося в стволе скважины потока жидкости и угла наклона ствола скважины.

Обработка КВУ позволяет рассчитать пластовое давление, дебит жидкости и коэффициент продуктивности, а в случае регистрации глубины ВНР – обводнённость продукции. При совместной регистрации глубины уровня жидкости и давления глубинным манометром можно получить оценку средней плотности жидкости.

Попытки обработать КВУ по нестационарным моделям «с учётом притока» с целью получения гидропроводности удаленной зоны пласта и скин – фактора, как правило, имеют малую информативность из-за очень большой упругоёмкости ствола скважины с открытым устьем или газовой шапкой. В такой ситуации влияние «послепритока» существенно на всём протяжении

КВУ, а методики «учета притока» часто не дают однозначной интерпретации КП. Для исключения влияния «послепритока» применяют изоляцию интервала испытания пакерами от остального ствола скважины с использованием ИПТ.

1.4 Анализ методов проведения промысловых газодинамических исследований

По результатам проведения исследования скважин при условии стационарных режимов (метод противодействия или установившихся режимов) определяют следующее:

- а) зависимость дебита от депрессии и давления на устье;
- б) оптимальные рабочие дебиты газа и причины их ограничений;
- в) уравнение притока газа к забою скважины;
- г) коэффициенты фильтрационного сопротивления, которые для применения необходимой характеристики скважины и призабойной зоны пласта, произведения расчета технологического режима, а также оценки эффективности методов интенсификации притока газа;
- д) абсолютно свободный и свободный дебиты газа, которые используются для проведения оценки возможностей пласта и скважины;
- е) условия разрушения призабойной зоны, скопления примесей на забое и их выноса из скважины; количество выносимых твёрдых частиц и жидкости (воды и конденсата) в зависимости от депрессии на пласт;
- в) изменение давления и температуры в стволе скважины в зависимости от дебита газа.

1.4.1 Цели и задачи исследований на стационарном режиме

Проведение стандартных исследований газовых скважин проходит при режимах, которые установились. Данные исследования проводят для определения следующих параметров:

- а) геометрические характеристики залежи, а именно общие размеры газоносного резервуара, границы газоносной залежи, экранов и непроницаемых включений, положение газовой контактной поверхности и его изменение в процессе разработки;

б) коллекторские и фильтрационные свойства пласта (пористость, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, сжимаемость пласта, газонасыщенность, пластовые, забойные и устьевые давления и температуры), их изменение по площади и разрезу пласта, а также по стволу газовой скважины;

в) физико–химические свойства газа и жидкостей (вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости, влажность газа), условия образования гидратов и их изменение в процессе разработки залежи;

г) гидродинамические и термодинамические условия в стволе скважины в процессе эксплуатации;

д) изменение фазовых состояний при движении газа в пласте, стволе скважины и по наземным сооружениям в процессе разработки залежи;

е) условия скопления и выноса жидкости и твёрдых примесей из забоя скважины, эффективность их отделения;

д) технологический режим работы скважин в случае различных факторов, таких, как возможность разрушения призабойной зоны пласта, наличие подошвенной воды, влияние температуры продуктивного пласта и окружающий ствол скважины среды, многосластовость и неоднородность залежи.

1.4.2 Цели и задачи исследований на нестационарном режиме

Нестационарные методы исследования газовых скважин основаны на законах перераспределения давления при запуске их в работу и после их остановки, что в конечном итоге позволяет определить фильтрационные и емкостные свойства продуктивных коллекторов.

При распределении давления для получения аналитической зависимости давления от параметров пласта вводится предположение о том, что скважина расположена в центре круговой залежи конечного или «бесконечного» размера с постоянной толщиной, пористостью, проницаемостью. Если же пласт конечных размеров, то до достижения контура питания условия на нем не

вливают на работу скважины. При достижении контура питания распределения давления начинается общее истощение залежи.

Нестационарный процесс перераспределения давления, то есть его изменение по радиусу и во времени после остановки газовой скважины и изменение давления и дебита после ее пуска, наблюдается в случае, когда работающую скважину закрывают или остановленную скважину запускают в эксплуатацию. Эти процессы принято называть процессами восстановления и стабилизации давления и дебита. Таким образом, нестационарные процессы, позволяющие определить параметры газоносного пласта, можно подразделить на:

1. снятие изменения давления во времени после остановки скважины, то есть снятие кривой восстановления давления;
2. снятие изменения давления и дебита после пуска газовой скважины в эксплуатацию, то есть снятие кривых стабилизации давления и дебита.

1.4.3 Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления

А и В

Физические свойства газа, фильтрационные свойства пористой среды и геометрические параметры фильтрации, характеризуются коэффициентами фильтрационных сопротивлений. Данные коэффициенты используются, при проведении проектирования и анализе разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений зависят:

1. от законов фильтрации;
2. от состава газа, фазовых переходов при проведении испытания и эксплуатации скважин, свойств газа и газоконденсатной смеси;
3. от механических, емкостных и фильтрационных свойств пористой среды, анизотропии пласта;
4. от продолжительности проведения испытания на определённых режимах;
5. от термобарических параметров пористой среды и газа;
6. от конструкции скважины и степени совершенства вскрытия пласта;

7. от качества вскрытия продуктивного разреза, промывочного раствора и проведения ремонтно–профилактических работ в скважине;

8. от величины газонасыщенности (газонефтенасыщенности при наличии нефтяной оторочки) пласта и других факторов и параметров.

Коэффициенты А и В определяются по универсальным формулам:

$$A = \frac{\sum y \sum (x^2) - \sum x \sum (xy)}{N \sum (x^2) - (\sum x)^2}, \frac{\text{МПа}^2}{\text{тыс.м}^3/\text{сут}}, \quad (21)$$

$$B = \frac{N \sum xy - \sum x \sum y}{N \sum (x^2) - (\sum x)^2}, \left(\frac{\text{МПа}^2}{\text{тыс.м}^3/\text{сут}} \right)^2, \quad (22)$$

где N – число режимов скважины;

X и Y имеют разные значения в зависимости от метода обработки.

Без наличия значений величин коэффициентов А и В невозможно провести прогноз дебитов скважин при проведении разработки, следовательно, и добывающие возможности месторождения в целом. Таким образом, установление коэффициентов А и В выступает одной из главных задач при подготовке месторождения к разработке. В результате исследования становится известно, что любая из скважин имеет свой определённый коэффициент фильтрационных сопротивлений. Следовательно, при проектировании разработки месторождения устанавливаются осредненные (арифметическое, или по дебитам и желательно при одинаковых депрессиях на пласт по скважинам, по которым определяются данные коэффициенты) значения коэффициентов А и В.

2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРОВЕДЕНИЯ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

2.1 Подготовка и проведение исследования скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации

2.1.1 Исследование при стационарных режимах фильтрации

Подготовка скважины к газогидродинамическому исследованию проводится в зависимости от цели исследования (первичное, текущее, специальное) и объема необходимой информации; от геологических особенностей залежи, состава и количества ожидаемого газа, воды и конденсата, твердых примесей; от возможности образования гидратов, устойчивости продуктивного пласта; от конструкции скважины и применяемых глубинных приборов; от степени освоения месторождения, т.е. от наличия наземных коммуникаций по сбору и осушке газа, и др.

Устье скважины, не подключенной к промысловому газосборному пункту перед газогидродинамическим исследованием, оборудуется лубрикатором, образцовыми манометрами, сепаратором, измерителем расхода, термометрами и выходной линией для факела. Общая схема оборудования устья скважины для газогидродинамических исследований с выпуском газа через факел в атмосферу. В зависимости от намеченной программы возможны некоторые изменения отдельных узлов этой схемы. В частности, если предполагается проведение глубинной дебитометрии, шумометрии или измерения забойного давления и температуры приборами с дистанционной регистрацией измеряемых величин, то вместо обычного лубрикатора устанавливается лубрикатор для спуска приборов на кабеле.

Если в добываемом газе не ожидается значительного количества влаги и нет необходимости спуска глубинных приборов для определения забойного и пластового давления, то эти давления определяются расчетным путем по устьевым замерам давления. В этом случае нет необходимости оборудовать

устье скважины лубрикатором. Как правило, названный случай на практике встречается на неглубоких газовых месторождениях, небольших глубинах пласта, при отсутствии подошвенной воды, отсутствия условий образования жидкостной или песчаной пробки, при незначительном содержании тяжелых компонентов углеводородов в составе пластового газа и др.

Наиболее распространенная схема обвязки устья скважин, подключенных к промысловому газосборному пункту, предусматривает индивидуальное испытание каждой из них. Такая схема обвязки требует оборудования устья скважины лубрикатором, образцовыми манометрами, термометрами и подключения исследуемой скважины к линии испытания. Расход газа определяется по данным расходомера, установленного на линии испытания. Для проведения исследования вход в общий коллектор закрывается задвижкой. На обустроенных и введенных в разработку месторождениях необходимость подачи ингибитора и скважину предусматривается проектом разработки и поэтому сооружать звено по подаче ингибитора не следует. Нужно максимально использовать возможность испытания скважин с подачей газа в газопровод, что позволяет избежать потери газа при испытании и охранять окружающую среду от загрязнения природным газом.

Однако при испытании скважин с выпуском газа в газопровод разница между пластовым и устьевым после сепаратора давлениями должна компенсировать потери давления при движении газа в пласте до забоя по стволу скважины, а также потери в сепараторе, шлейфе, коллекторе на 5-8 режимах, предусмотренных инструкцией по исследованию скважин. В некоторых случаях, когда скважины вскрывают пласты с низким давлением, и практически на всех месторождениях на завершающей стадии их разработки исследования с выпуском газа в газопровод встречаются некоторые трудности, которые связаны с тем, что небольшая разница между устьевым давлением после сепаратора и давлением в газопроводе ограничивает число режимов исследования. С целью достижения достаточного диапазона изменения устьевого давления на общей схеме оборудования скважины, подключенной к

газосборному пункту, предусмотрена факельная линия для проведения части исследований с выпуском газа в атмосферу.

Исследование скважины методом установившихся отборов начинается с ознакомления с геолого-промысловыми материалами по данной скважине и месторождению. В том случае если процессы восстановления и стабилизации давления, дебита и забойного давления продолжаются несколько часов и более, то следует выбрать ускоренные методы испытания скважины. Перед началом исследования давление на устье скважины должно быть статическим $P_{ст}$. Исследование необходимо начать с наименьшего дебита, наращивая его от режима к режиму – прямой ход. После фиксирования статического давления скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом и дожидаться полной стабилизации забойного устьевого давления и дебита. Забой скважины при испытании ее методом установившихся отборов должен быть чистым, а если есть какой-либо столб жидкости или песчаная пробка, желательно, чтобы высота их оставалась неизменной. В ином случае коэффициенты сопротивления, определяемые по результатам испытания, будут переменными от режима к режиму, что приводит к сильному искажению индикаторной линии.

Значения забойных давлений, дебита и температуры должны быть фиксированы после полной стабилизации давления и дебита. Условия стабилизации характеризуются постоянством показаний приборов, которые используются для измерения давления, перепада давлений на расходомере и температуры во времени. После снятия этих показаний на первом режиме - диафрагме (штуцере) скважину закрывают, чтобы давление восстановилось до статического. Процессы пуска скважины и стабилизации давления и дебита при этом, работа скважины на установившемся режиме, восстановления давления после закрытия скважины на данной диафрагме (штуцере) составляют один режим работы скважины.

Характеристика изменения показателей давления на одном режиме с полной стабилизацией забойного устьевого давления и дебита, работой на

режиме и с полным восстановлением давления после закрытия скважины показан на рис. 3. Процесс перераспределения давления в пласте, или, как принято называть этот процесс, стабилизация давления и дебита после пуска, зависит от фильтрационных и емкостных параметров пористой среды и насыщающих ее жидкостей и газов. Используя эту зависимость, можно определить параметры пласта. Поэтому при исследовании скважины следует фиксировать статическое давление перед пуском скважины, процесс стабилизации давления и дебита, параметры скважины при работе после стабилизации давления, дебита и температуры и процесс восстановления давления после закрытия. Этот комплекс информации при соответствующей обработке позволяет определить большое число фильтрационных, емкостных и технических характеристик пласта и ствола скважины.

После достижения $P_{ст}$, скважину пускают в работу на новом режиме, отличающемся от первого большим дебитом и меньшим забойным давлением. На втором режиме, так же как и на первом, регистрируются процессы стабилизации забойного давления, дебита, параметры после стабилизации

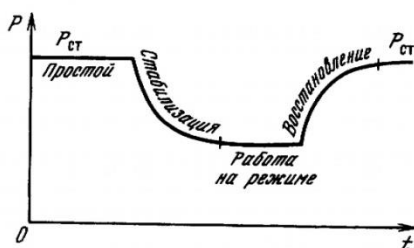


Рисунок 3 – Характер изменения давления при исследовании скважины на одном режиме

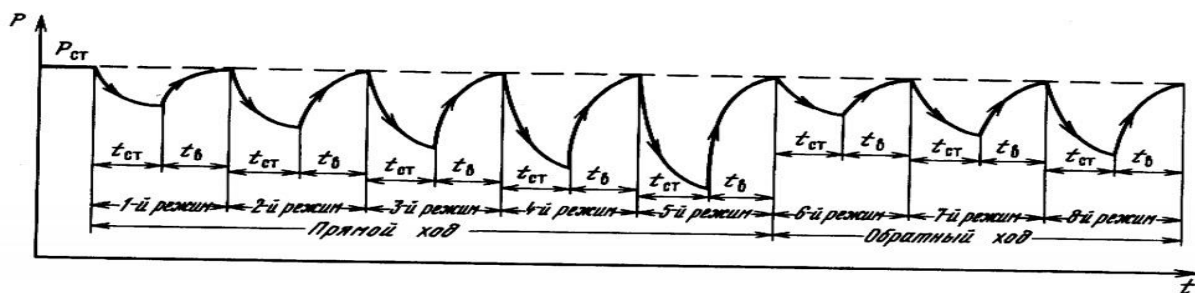


Рисунок 4 – Характер изменения давления при исследовании скважины на стационарных режимах

режима и процесс восстановления давления до достижения $P_{ст.}$. Таким же образом снимаются показания давления, дебита и температуры на всех 5-8 режимах (рис4.). Таким образом, если приступаем к исследованию скважин методом установившихся отборов на 8 режимах, то это означает, что имеем 8 кривых стабилизации давления и дебита, восемь значений, установившихся различных по величине забойных давлений и дебитов, восемь кривых восстановления давления. Обработка этих данных позволяет определить режим работы скважины; коэффициенты фильтрационных сопротивлений тремя способами - по индикаторной кривой, по кривым стабилизации давления и дебита и по сочетанию забойных давлений и дебитов без использования пластового давления; проводимость тремя методами; ухудшения или улучшения параметров призабойной зоны; пьезопроводность пласта; наличие экранов и ухудшений параметров пласта за пределами призабойной зоны; емкостные параметры пласта; приведенный радиус скважины и др.

При исследовании скважин методом установившихся отборов необходимо: соблюдать условия стабилизации и восстановления давления; наблюдать за давлением в межколонном пространстве; замерять давление, температуру, дебит газа, воды, конденсата; определять количество твердых примесей.

2.1.2 Исследование при нестационарных режимах фильтрации

Нестационарные методы исследования газовых скважин базируются на процессах перераспределения давления в пласте при их пуске в работу и после остановки. Характер и темп распределения давления в пласте зависят от свойств газа и пористой среды. Связь темпа и характера распределения давления в пласте при пуске и остановке скважин показывает на возможность использования изменения давления во времени для определения фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Между фильтрационно-емкостными параметрами пласта, и характером распределения давления имеется функциональная зависимость, которая

используется для определения параметров пористой среды. Для получения аналитической зависимости между распределением давления и параметрами пласта считается, что скважина расположена в центре круговой залежи конечного или "бесконечного" размера с постоянными толщиной, пористостью, проницаемостью и что если пласт конечных размеров, то до достижения контура питания условия на контуре пласта не влияют на работу скважины, и т.д. Если распределение давления достигло контура, то начинается общее истощение залежи.

Этот процесс, так же как и распределение давления до момента времени, когда оно не достигло границы пласта, позволяет определить параметры пласта и запасы газа в залежи. Нестационарный процесс перераспределения давления, т.е. его изменение по радиусу и во времени после остановки скважины и изменение давления и дебета после ее пуска, происходит, когда работающую скважину закрывают или остановленную скважину пускают в эксплуатацию. Эти процессы принято называть процессами восстановления давления и стабилизации давления и дебита. Таким образом, существуют два нестационарных процесса, позволяющие определить параметры газоносного пласта:

- 1) снятие изменения давления во времени после остановки скважины, т.е. снятие кривой восстановления давления;
- 2) снятие изменения давления и дебета после пуска скважины в эксплуатацию, т.е. снятие кривых стабилизации давления и дебета.

2.1.3 Технология снятия кривой восстановления давления

Перед снятием КВД скважину подключают к газопроводу (шлейфу, коллектору), соединяющему скважину с УКПГ, или к линии испытания с выпуском газа в атмосферу. При этом регистрируют изменение давления на устье скважины, в частности в затрубном пространстве, если оно не запаковано, а также давление и температуру на измерителе расхода газа и на буфере. Если скважина перед снятием КВД не работала, то ее пускают в работу,

регистрируя при этом процесс стабилизации давления на забое (устье) в дебет скважины во времени. Перед снятием КВД давление и дебит должны быть полностью стабилизированы, так как при обработке результатов исследования на нестационарных режимах в качестве исходных данных используются стабилизированные значения забойного давления и дебита. После этого закрывают скважину и регистрируют изменение давления на забое или на устье в трубном и, если возможно, в затрубном пространствах, а также температуру газа. Если КВД снимается на забое с дистанционной регистрацией значений давления во времени на поверхности, то измерения температуры после закрытия не требуется. Если разница между забойной и устьевой температурой в процессе работы скважины незначительная (до 10°C), то изменение температуры в процессе восстановления давления на устье скважины не сказывается на форме КВД и полученная кривая поддается обработке. Описанное выше условие приемлемо и при сравнительно невысоких температурах газа в пласте. Если температура газа в пласте высокая, т.е. $T_{\text{пл}} > 323 \text{ K}$, то после закрытия скважины происходят остывание ее ствола до величины геотермического распределения температуры по глубине и охлаждение газа в стволе существенно влияет на характер КВД, снятой на устье скважины.

Если работа скважины перед ее закрытием на снятие КВД характеризуется частой сменой неустановившихся режимов, то необходимо фиксировать указанные параметры на всех режимах работы и остановок, предшествующих снятию КВД. В скважинах, не имеющих свободного затрубного пространства (при отсутствии фонтанных труб, оборудованных пакером, в т.д.), а также при наличии в стволе скважины значительного количества жидкости КВД должна сниматься на забое с помощью глубинных манометров или комплексов. Снятие КВД на забое предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласты с высокой температурой. Глубинные измерения давления после закрытия скважины обязательны при снятии КВД в

газонефтяных скважинах. В газонефтяных скважинах КВД могут быть сняты на устье только при весьма низких дебатах скважины по нефти.

2.1.4 Технология снятия кривой стабилизации давления

При исследовании газовых и газоконденсатных скважин методом установившихся отборов снимаются кривые стабилизации, которые характеризуют изменения давления на забое и дебита скважины при её работе на определенном режиме.

Лучше всего снимать кривую стабилизации давления и дебита после того как скважина стояла на восстановлении давления, и забойное давление восстановилось до пластового. После пуска скважины в работу фиксируются изменения во времени давлений на трубном и затрубном пространстве, а также давлений и температур на ДИКТе. Затем производится пересчет давлений с устья на забой по барометрической формуле, и расчеты дебитов скважины на определенные моменты времени, прошедшие с начала пуска её в работу. В газоконденсатных скважинах лучше всего производить замер забойного давления глубинным манометром, при этом следует обратить внимание на то, что в данном случае давление изменяется от большего к меньшему, поэтому для расшифровки бланков поршневых глубинных манометров необходимо пользоваться тарировочным графиком обратного хода. Для геликсных глубинных манометров безразлично, используется ли график прямого или обратного хода.

Если запись глубинного манометра отсутствует, то при значительном содержании конденсата в расчетах забойного давления по устьевому, следует использовать усредненную плотность газоконденсатной смеси.

Необходимо снимать несколько кривых стабилизации давления и дебита (в начале, середине и конце работы скважины). Сравнение этих кривых позволит оценить изменение фильтрационных характеристик призабойной зоны в процессе исследований.

2.1.5 Блок контроля мобильный

Назначение блока БKM контроль параметров газа и газового конденсата на предприятиях добычи газоконденсатной смеси.

Измеряемая среда блока БKM - многофазная газоконденсатная смесь после первой ступени сепарации.



Рисунок 5 – Передвижная установка блок контроля мобильный

БKM состоит из оборудования технологического, установленного на прицеп-шасси и шкафа переносного. Оборудование технологическое на открытой раме условно состоит из двух частей:

1. блока контроля с установленным на нем приборами КИПиА., с запорной и регулирующей арматурой;
2. блока сепаратора, включающего в себя газовый сепаратор на рабочее давление 10.0 МПа с установленными на нем приборами КИПиА. запорной и предохранительной арматурой.

Блок БKM предназначен для эксплуатации в условиях, нормированных для УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150.

Категория оборудования технологического блока БKM по взрывопожарной и пожарной опасности в соответствии с НПБ 105-03 «Нормы пожарной безопасности. Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» - Ан.

Класс взрывоопасной зоны вокруг оборудования технологического блока БКМ, содержащего взрывоопасную смесь категории ПА группы ТЗ по ГОСТ 30852.5-99 и ГОСТ 30852.11-99 – В-Г согласно гл.7.3 «Правил устройства электроустановок» (далее ПУЭ).

Электрооборудование блока БКМ предназначено для применения во взрывоопасных зонах согласно гл.7.3 ПУЭ, в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории ПА группы ТЗ по ГОСТ 30852.5-99, ГОСТ 30852.11-99.

Шкаф переносной блока БКМ размещается за пределами взрывоопасной зоны на расстоянии не более 100 м.

Трубопроводы оборудования технологического блока БКМ, согласно руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», относятся к группе Б категории I для давления 10,0МПа.

Технические характеристики

1. Рабочее давление:

при работе через блок сепаратора, не более 5,72 МПа;

при работе через блок контроля, не более 10,0 МПа.

2. Диапазон расхода по жидкости от 0,2 до 21,0 т/ч.

3. Диапазон расхода по газу (в зависимости от типоразмера ДРГ.М):

ДРГ.М – 160:

в рабочих условиях от 4,0 до 160,0 м³/ч;

приведенный к ст. ус. от 0,25 до 16,0 тыс.нм³/ч;

ДРГ.М – 400:

в рабочих условиях от 10,0 до 400,0 м³/ч;

приведенный к ст. ус. от 0,63 до 40,0 тыс. нм³/ч;

ДРГ.М – 800

в рабочих условиях от 20,0 до 800,0 м³/ч;

приведенный к ст. ус. от 1,26 до 80,0 тыс. нм³/ч;

4. Относительная погрешность измерения массового расхода жидкости, не $\pm 0,5\%$;

Относительная погрешность измерения объемного расхода газа, в рабочих условиях, не более $\pm 1,5 \%$;

Относительная погрешность измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, не более $\pm 5,0 \%$.

5. Категория и группа взрывоопасной смеси согласно ГОСТ 30852.11 и ГОСТ 30852.5 - ПА-ТЗ.

6. Питание блока БKM:

от сети переменного тока, В220

от бортовой сети автомобиля, В24.

7. Потребляемая мощность, Вт, не более 600;

8. Габаритные размеры см. БKM.00.00.000 МЧ;

9. Масса, кг, не более 12 000;

10. Максимальная скорость движения, км/ч 35;

11. Блок БKM относится к восстанавливаемым, многоканальным и многофункциональным изделиям. Режим работы – периодический;

12. Назначенная наработка на отказ, ч, не менее 5000;

13. Среднее время восстановления, ч, не более 2;

14. Назначенный срок службы блока БKM, при соблюдении требований п.п 1.1.2, 1.1.3, 1.2.1, до капитального ремонта, не менее 6 лет;

15. Назначенный срок службы блока БKM, при соблюдении требований п.п 1.1.2, 1.1.3, 1.2.1, не менее 10 лет.

2.1.6 Сетчатый газосепаратор

Сетчатый газосепаратор применяется в составе установок предварительной подготовки нефти и газа, сброса воды на газо и нефтедобывающих предприятиях, компрессорных станциях, газораспределительных станциях и других объектах на различных этапах сепарации газа. Они могут входить в группу сепарационных систем, а также использоваться в качестве самостоятельной единицы вместе с накопительной

емкостью для конденсата. Их основным отличием является полная очистка газа, не требующая других технологических операций перед подачей Потребителю.

Функции сетчатых газосепараторов:

1. очистка газа от капельных мелкодисперсных примесей, жидкостей и других фракций;
2. сбор и отвод конденсата;
3. полная и конечная подготовка газа перед подачей непосредственно потребителю или в технологическую линию.

Устройство сетчатых газосепараторов

Они представляют собой вертикальный цилиндрический корпус со съемными эллиптическими крышками, в которых располагаются выходные патрубки. Возможно горизонтальное размещение для удобства подсоединения к газопроводам.



Рисунок 6 – Вертикальный сетчатый газосепаратор

В стенке находится входной патрубок рабочего продукта. Саратовский резервуарный завод изготавливает и поставляет как отдельно газосепараторы ГС, так и с трубопроводной обвязкой и накопительной емкостью для конденсата. Так же в комплектацию могут быть внесены различные конструктивные исполнения:

1. на рамной металлоконструкции-основе вместе с трубопроводами и запорной арматурой;
2. в блочном дульном исполнении, с трубопроводами, запорной арматурой, накопительной дренажной емкостью и другим дополнительным технологическим оборудованием.

Внутри корпуса находится сетка, состоящая из набора гладких пластин и пластин с выступами. Такая конструкция фильтрующего элемента позволяет производить максимальное выделение мелких частиц (по сравнению с другими типами фильтрующих элементов) и выводить мелкодисперсную капельную жидкость.

Технические характеристики сетчатых газосепараторов ГС:

1. внутренний диаметр фланца - 600, 800, 1000, 1200, 1600 мм;
2. объем - до 16 м³;
3. производительность - 2000-250000 нм³/ч;
4. давление - 0,6-8,0 Мпа;
5. содержание жидкости на входе - не более 200 см³/м³, на выходе - до 0,05 г/нм³;
6. температура рабочей среды - от -60°С до +100°С;
7. материал - низколегированные и углеродистые стали.

На основе характеристик выше указанных установок можно провести их анализ.

2.2 Передвижной комплекс по исследованию и освоению скважин

Назначение и состав производственного объекта

Комплекс для промыслово-исследовательских работ – это совокупность оборудования, необходимых для изучения выявленных промышленных

скоплений углеводородов и позволяющих ускорить процесс ранней добычи газа и конденсата.

Основные задачи комплекса заключаются в изучении выявленных промышленных скоплений углеводородов, получении информации о геолого-промысловых и термодинамических параметрах пластов и залежей, необходимых для подсчета запасов полезных ископаемых, составления проектов (генеральных или технологических схем) разработки и ускоренной подготовки месторождения к рациональной разработке. Другой важной задачей комплекса является повышение эффективности промышленной разведки месторождений.

Комплекс для промыслово-исследовательских работ состоит из:

1. Передвижной комплекс по исследованию и освоению скважин (Далее ПКИОС);
2. Операторная;
3. Блок непрерывного дозирования реагентов;
4. Блок конечной ступени сепарации БС-3;
5. Сепарационные установки второй ступени:
Мобильная термостатная сепарационная установка (МТСУ);
Блок Контроля мобильный (БКМ)
6. Емкости для технологических процессов:
Для хранения газоконденсата;
Для хранения ГСМ;
Для хранения тех. воды;
Для жидкости глушения;
Питание конденсатом котельную;
Дренажная емкость.
7. Насосное оборудование:
Для перекачки подтоварной воды (2шт.);
Насос по перекачки газоконденсата.

8. Трубопроводная обвязка (Задвижки, насосно-компрессорные трубы, блок манифольда штуцерный (БМШ), уголки, тройники, переводники и др.).
9. Автомобильный стояк налива (АСН-100А);
10. Дизельная электростанция
11. Котельная установка

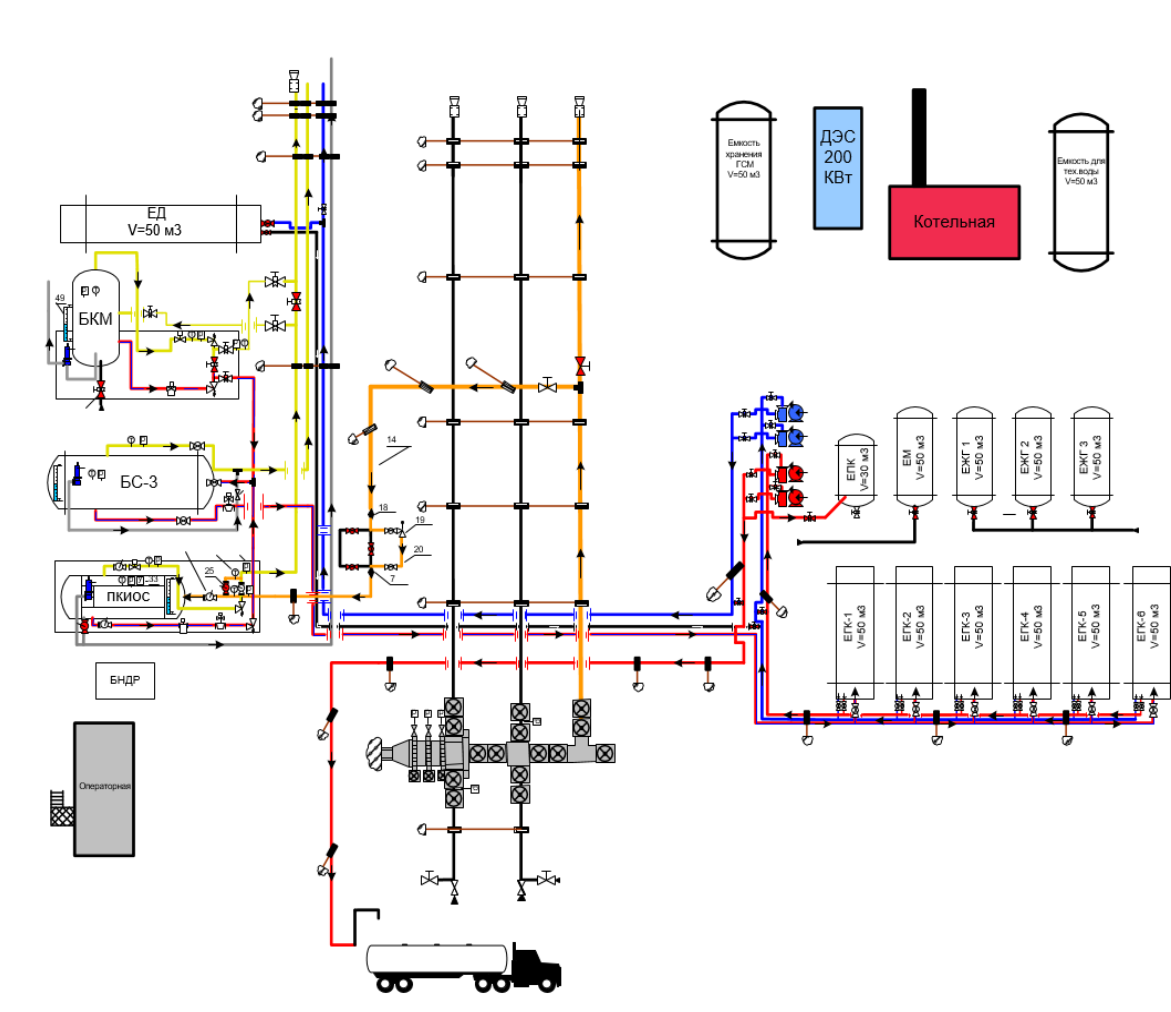


Рисунок 7 – Технологическая схема по длительным

газодинамическим и газоконденсатным исследованиям скважин

Передвижной комплекс для исследования и освоения газоконденсатных скважин ПКИОС предназначен для автоматизированного измерения дебита по газу и жидкости при рабочих условиях в системе сбора продукции скважин.

На схеме представлен ПКИОС, состоящий из мобильной базы-прицепа 8, на которую установлен конденсатосборник 12, в котором установлен электронный уровнемер 20, на конденсатосборнике 12 установлены визуальный

уровнемер 10, теплообменное устройство 18, предохранительный клапан 11 и вертикальный гидроциклонный сепаратор 9. Гидроциклонный сепаратор 9 соединен с газоконденсатной трубопроводной линией 1 и газовой трубопроводной линией 2, на которой имеется расходомер газа 13, щелевой

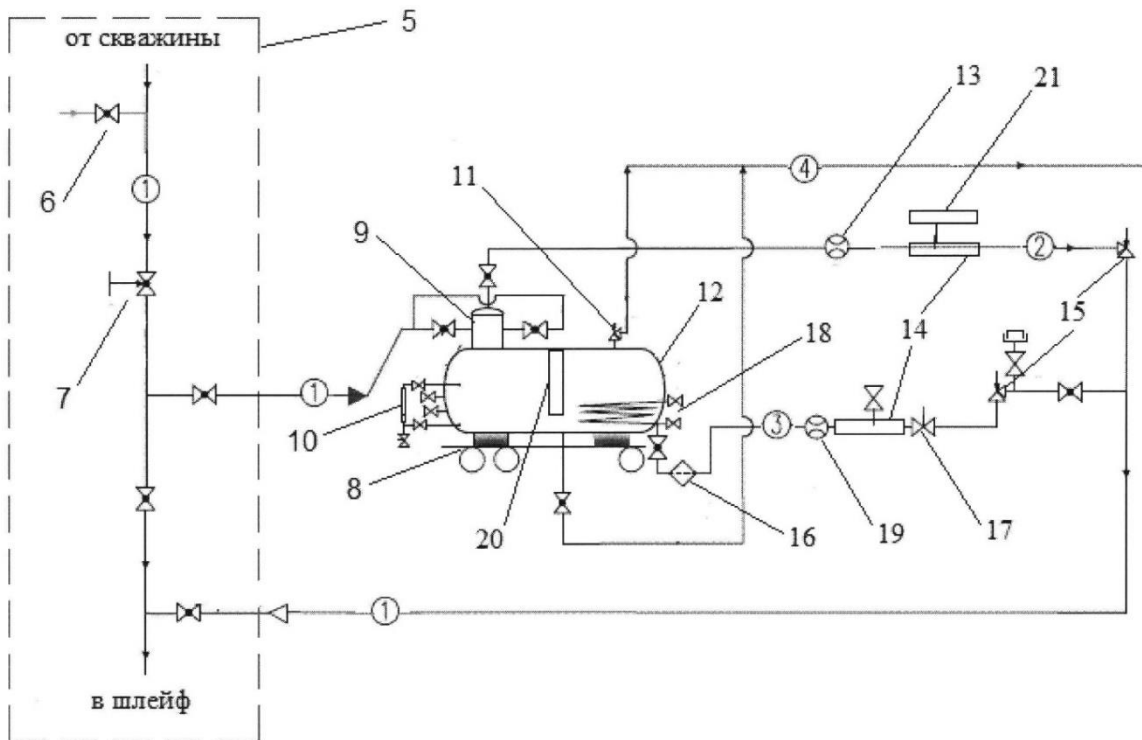


Рисунок 8 – Технологическая схема передвижного комплекса по исследованию и освоению скважин

На данной схеме: пробозаборник 14, соединенный с дополнительной сепарационной установкой 21, и дроссельная задвижка 15. Предохранительный клапан 11 и нижняя часть конденсатосборника 12 соединены с дренажной линией 4. Конденсатосборник 12 соединен также с жидкостной трубопроводной линией 3, снабженной фильтром 16, жидкостным расходомером 19, щелевыми пробозаборниками 14, интеллектуальными регулируемым клапаном 17 и дроссельной задвижкой 15. Установка для измерения дебитов продукции нефтяных скважин соединена с манифольдом 5, содержащим БРХ 6 и дискретный штуцер 7 и соединенным с газоконденсатной трубопроводной линией 1, идущей от скважины [7].

Блок непрерывного дозирования реагентов предназначен для автоматизированного дозированного ввода химических реагентов в

технологические линии, в трубопроводы, в добывающие скважины с целью защиты трубопроводов и нефтепромыслового оборудования от гидратообразования и предотвращения отложений солей и парафина. Данная установка препятствует сбою технологического режима при осложнениях, во время проведения исследований (препятствует образованию гидратных пробок в технологическом трубопроводе и в нефтепромысловом оборудовании).

Блок конечной ступени сепарации предназначен для дегазации газоконденсата и дальнейшей транспортировки в емкости для хранения газоконденсата.

В связи с тем, что при давлениях выше 5,0 МПа линейный газ все еще содержит в себе конденсат, для дополнительного его изучения используются сепарационные установки второй ступени, которые представляют собой установки, которые работают в пределах давления максимальной конденсации (4,0-5,0МПа), что позволяет учитывать количество нестабильного конденсата, который прошел после первой ступени сепарации. В свою очередь такие установки бывают полнопоточного типа, либо для работы установки достаточно отбирать часть потока.

Так как в процессе работы есть необходимость конденсации газоконденсата с линейного газа максимального количества (для дальнейшей отгрузки), принято работать с полнопоточной сепарации второй ступени. В данном комплексе используется БКМ-01 (Блок контроля мобильный).

Блок БКМ предназначен для контроля параметров газа и газового конденсата на технологических установках добычи газоконденсатной смеси.

В состав блока контроля и блока сепаратора входят шкафы взрывозащищенные (ВК1 и ВК2 соответственно), в которых размещаются контроллеры и через которые подключены приборы КИПиА.

Контроллер «Миконт-186» шкафа производит:

1. питание датчиков избыточного давления, температуры, датчика расхода газа ДРГ.М-400 (160, 800);
2. прием сигналов с датчиков избыточного давления и температуры;

3. обработку сигналов по заданному в программе алгоритму и вычисление расхода по жидкости и газу;
4. передачу информации о параметрах измеряемой среды на дисплей, размещенной в шкафу переносном, по радиосигналу при помощи антенн АН5-433 (БКМ и переносной);
5. сохранение в памяти информации о результатах измерений, полученных в автоматическом режиме в течение последних трех месяцев.

Контроллер «Миконт-186» шкафа ВК2 производит:

1. питание датчиков избыточного и дифференциального давления, температуры;
2. прием сигналов с датчиков избыточного и дифференциального давлений, температуры,
3. передачу информации о параметрах измеряемой среды на дисплей, размещенной в шкафу переносном, через шкаф ВК1 при помощи витой пары кабеля КУИН;
4. сохранение в памяти информации о результатах измерений, полученных в автоматическом режиме в течение последних трех месяцев.

Технологические емкости используются типа РГС (Резервуар горизонтальный стальной).

Насосное оборудование используется для перекачки подтоварной воды и для перекачки газоконденсата.

Для перекачки подтоварной воды в комплексе используется насосы самовсасывающие типа СВН. Они предназначены для перекачки жидкостей с кинематической вязкостью не более $20 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ и температурой от $-40 \text{ }^\circ\text{C}$ до $+70 \text{ }^\circ\text{C}$ с максимальной производительностью $60 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Для перекачки газоконденсата используются насосы типа СЦЛ 20/24, который предназначен для перекачивания чистых, без механических примесей

жидкостей вязкостью не более $2 \cdot 10^{-5}$ м²/с, температурой 233 К - 323 К и плотностью не более 1000 кг/м³.

Трубопроводная обвязка рассчитана и подобрана исходя из условий ожидаемого устьевого давления 650 кгс/см².

Стояк для налива газоконденсата АСН-100А предназначен для налива светлых нефтепродуктов в автомобильные цистерны. Стояк устанавливается в комплексе для дальнейшей транспортировки газоконденсата на реализацию.

Основными задачами проведения промысловых работ являются:

- Определение фильтрационно-емкостных свойств, пластового давления, параметры трещины пласта;
- Определение текущей газоконденсатной характеристики пластового газа на двух режимах исследования. Определение дебита газа сепарации, стабильного и насыщенного конденсата, воды. Расчет КГФ по стабильному и насыщенному конденсату;
- Отбор проб для проведения лабораторных исследований;
- Лабораторные исследования проб газа и конденсата;
- Исследование состава газа, конденсата и воды;
- Подготовка, хранение, отгрузка газоконденсата.

2.2.1 Описание и анализ технологического процесса и технологической схемы производственного объекта

Комплекс для длительных газоконденсатных газодинамических исследований работает следующим образом. Газожидкостная смесь поступает со скважины по технологическим линиям высокого давления до блока манифольдного штуцерного БМШ. В данном узле устанавливается необходимый штуцер, для установления необходимого режима работы скважины. Поток газоконденсатной смеси из манифольдного блока проходит через передвижной комплекс по исследованию и освоению скважин (ПКИОС) через запорную арматуру двух тангенциальных вводов и поступает в гидроциклонный сепаратор. Гидроциклонный сепаратор и конденсатосборник соединены между собой с помощью фланцев и представляют собой единый

сосуд, работающий под давлением до 16 МПа. Гидроциклонный сепаратор и конденсатосборник имеют объем около $V=4 \text{ м}^3$ [7].

В вертикальном гидроциклонном сепараторе происходит разделение газожидкостной смеси на газовую и жидкостную составляющие. Отделившийся газ через газоотводящий патрубок и запорную арматуру по газовой трубопроводной линии поступает через вихревой расходомер газа и далее через дроссельную задвижку, и шаровой кран подают в газоконденсатную трубопроводную линию, которая ведет в БКМ для второй ступени сепарации.

В конденсатосборнике установлен газосборный патрубок, который соединяет газовую полость емкости и осевую зону газоотводящего патрубка и трубопровода.

Жидкость поступает из конденсатосборника через патрубок, запорную арматуру, в массовый расходомер и далее жидкость поступает через интеллектуальный регулируемый клапан, дроссельную задвижку и запорную арматуру поступает в блок конечной ступени сепарации.

Так как давление сепарации на режимах более 5МПа, после первой ступени сепарации в линейном газе остается некоторое количество газоконденсата, находящийся в газообразном состоянии. Поток после первой ступени направляется в установку второй ступени сепарации БКМ, давление сепарации в которой установлено от 4,0 до 5,0 МПа. По аналогичному принципу на данной установке происходит разделение газовой и жидкой фазы. Далее газ сепарации второй ступени поступает в вихревой расходомер, после учета поток направляется по технологическим линиям в горизонтальную факельную установку, и с помощью ДИКТа происходит конечный учет газа и его дальнейшая утилизация.

Отсепарированная жидкость от ПКИОС и БКМ поступает в Блок конечной ступени сепарации и происходит окончательная дегазация конденсата. После стабилизации, жидкость поступает емкости для хранения газоконденсата. Далее жидкая фаза в течении некоторого времени разделяется на две фазы: конденсат и пластовая вода. После полного разделения фаз,

пластовую воду откачивают с помощью насосов в емкости дренирования и далее жидкость направляется на утилизацию.

Дегазированный конденсат хранится в емкостях, и по прибытию спецтехники с помощью насоса и станции налива нефтепродуктов происходит заполнение автоцистерну для дальнейшей реализации.

С помощью мобильной котельной отдельной линии и по змеевикам, в технологических емкостях поддерживается температурный режим.

Данная технологическая схема позволяет проводить длительные исследования, которые легко адаптируются в изменение технологических режимов, либо плана исследований.

Газоконденсатные и газодинамические исследования скважины проводятся совместно посредством работы скважины через ПКИОС на двух режимах прямого хода.

После монтажа и пуско-наладочных работ комплекса для промыслово-исследовательских работ, произвели запуск и очистку скважины на режиме шайбы Ø8мм в течение 195 часов на прямой отвод, через ДИКТ. После очистки перевели скважины в работу через ПКИОС на режиме: штуцер Ø8мм. Жидкость отбиралась через емкость дегазации БС-3 в емкостной парк. Отработка скважины на режиме проводилась в течение 851 часа (35 суток) с периодическими технологическими остановками.

Далее произвели подключение БКМ в качестве второй ступени сепарации. Отработка скважины на данном режиме в течение 335 часов (14 суток).

Для отбора пробы, произвели запуск скважины на режиме штуцера Ø8мм через БКМ (одноступенчатая сепарация) после стабилизации параметров и пяти суток работы на данном режиме, произведен отбор проб. Согласно плану работ, после отбора необходимого комплекта проб, скважина остановлена на КВД в течение 233 часов.

После КВД, производили запуск скважины на режиме штуцера Ø10мм через ПКИОС (1-я ступень сепарации) и БКМ (вторая ступень сепарации).

Работа на данном режиме в течение 1434 часа (60 суток). Далее производится отработка скважины на режиме штуцера Ø10мм через БКМ, минуя ПКИОС (одноступенчатая сепарация), произведен отбор проб. Остановка скважины на КВД в течение 283 часов (11,8 часов). Завершение исследований.

Комплекс для промыслово-исследовательских работ способен работать на разных технологических режимах.

Так как на данном месторождении система газосборных коллекторов от скважины до УКПГ работает на давлениях 1,2-1,3 МПа, возникает необходимость работы ПКИОС в таком же диапазоне давлений. Во время проведения длительных газоконденсатных и газодинамических исследований скважины, производили строительство газосборного шлейфа для данной скважины в направлении УКПГ месторождения, и при завершении строительства шлейфа, весь поток первой ступени газа сепарации вместо утилизации на ГФУ, имеет возможность поступать по газосборному шлейфу на УКПГ для дальнейшей переработки. При режиме отработки скважины в газосборный коллектор, комплекс не сможет производить полнопоточную вторую ступень сепарации с помощью БКМ. В этом случае, для дополнительного изучения используется МТСУ, которая позволяет с помощью второй ступени сепарации определить содержание конденсата в линейном газе.

Отбор, подготовка, хранение и дальнейшая транспортировка газоконденсата остается без изменений.

2.2.2 Результаты проведения длительных исследований

В течение девяти месяцев на скважине Р проводились длительные газоконденсатные и газодинамические исследования, включающие в себя: отработку скважины на режимах, отбор проб, остановку скважины на КВД, отгрузку газоконденсата в автоцистерны. Результаты замеров дебита газа сепарации и дебита жидкости приведены в таблице 1.

Целью исследования являлось получение данных о продуктивном пласте: пластовое давление, фильтрационные параметры пласта, свойства призабойной зоны пласта. В период проведения длительных исследований

скважины было осуществлено две остановки с целью записи КВД. Запись была проведена устьевыми приборами, спуск глубинных манометров не производился. Для интерпретации затрубное давление на КВД было пересчитано на глубину кровли пласта (4055 м по вертикали) по формуле Лапласа-Бабинэ. На рисунке 9 представлен результат записи давления.

Таблица 1 – Результаты промысловых исследований

| Дата исследования | Рзаб (расчет) | | | Депрессия | | | Рзатр | Устье | | Штуцер | Диаметр | Время отработки | Условия сепарации | | Дебит | | | | | КГФ | | Содержание воды в жидкости | Усадка НК | Плотность СК |
|------------------------|---------------|------|--------|-----------|-------|------|-------|-------|-------|--|--|--|---|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------|-----------|--------------|
| | | | | | | | | Р | t | | | | Р | t | ГС | НЖ (НК+вода) | НК | СК | Воды | НК | СК | | | |
| | МПа | МПа | % | МПа | МПа | °С | мм | мм | час | МПа | °С | тыс. м³/сут | м³/сут | | | см³/м³ | | % | г/см³ | | | | | |
| 24.01-08.02 | - | - | - | 46,6 | 54,1 | 54,7 | 8 | 30 | 346 | 5,3 | 26,7 | 452,5 | 137,7 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,782 |
| 12.02-01.03 | 67,6 | 14,0 | 17,2 | 48,1 | 50,4 | 53,5 | 8 | - | 404 | 6,5 | 30,4 | 468,9 | 97,8 | 64,6 | 53,5 | 33,2 | 137,7 | 114,0 | 38,3 | 0,828 | 0,793 | | | |
| 12.03-20.03 | 65,4 | 16,2 | 19,9 | 52,0 | 48,9 | 50,4 | 8 | 32 | 185 | 8,81-1я ступень 4,40 - 2я ступень | 35,2-1я ступень 21,1-2я ступень | 459,34 -1я ступень, 429,44 - 2я ступень | 86,01 -1я ступень 83,16 - 2я ступень | 45,23 - 1я ст., 61,85 -2я ст. | 37,99 - 1я ст., 53,81 -2я ст. | 40,78 - 1я ст., 21,31 - 2я ст. | 98,47 - 1я ст., 144,02 -2я ст. | 82,71 - 1я ст., 125,30 -2я ст. | 51,77 - 1я ст., 28,37 -2я ст. | 0,840-1я ст., 0,870- 2я ст. | 0,782 -1я ст., 0,772 - 2я ст. | | | |
| 24.03-01.04 | 66,1 | 15,4 | 18,9 | 51,9 | 48,9 | 54,5 | 8 | 32 | 212 | 4,5 | 20,4 | 414,124 | 142,3 | 81,7 | 69,5 | 60,6 | 197,2 | 167,8 | 46,6 | 0,851 | 0,788 | | | |
| 28.03 Отбор проб | 66,1 | 15,5 | 19,0 | 51,5 | 48,4 | 55,1 | 8 | 32 | 5,0 | 4,2 | 20,3 | 416,396 | 142,6 | 81,1 | 68,1 | 61,5 | 194,8 | 163,6 | 47,4 | 0,840 | 0,779 | | | |
| 12-20.04 | 63,2 | 18,3 | 22,5 | 49,1 | 45,6 | 61,6 | 10 | 32 | 188 | 7,15 - 1я ступень 5,02 - 2я | 35,2 - 1я ступень 29,4 - 2я | 583,05 -1я ступень, 541,20 - 2я | 140,25 - 1я ступень, 60,72 - 2я | - | 97,3 | 84,5 | - | - | 46,5 | 0,832 -1я ст., 0,844 - 2я ст. | 0,779 -1я ст., 0,777 - 2я ст. | | | |
| 22-25.04 | 62,8 | 18,8 | 23,0 | 48,7 | 46,0 | 59,2 | 10 | 34 | 69,0 | 7,76 - 1я ступень 4,99 - 2я | 29,9 - 1я ступень 20,3 - 2я | 443,49 - 1я ступень, 419,30 - 2я | 99,02 - 1я ступень, 43,96 - 2я | - | 75,4 | 53,5 | - | - | 41,5 | 0,840 -1я ст., 0,860 - 2я ст. | 0,783 -1я ст., 0,774 - 2я ст. | | | |
| 26.04-28.05 | 57,7 | 23,8 | 29,2 | 44,3 | 40,7 | 65,2 | 10 | 34 | 766,0 | 6,65 - 1я ступень 4,39 - 2я ступень | 33,0 - 1я ступень 26,2 - 2я ступень | 525,38 -1я ступень, 497,32 -2я ступень. | 123,8 - 1я ступень, 46,74 - 2я ступень | 75,95 -1я ст., 24,89 - 2я ст. | 55,08 -1я ст., 21,24 - 2я ст. | 47,85 - 1я ст., 25,5 - 2я ст. | 144,56 -1я ст., 50,05 -2я ст. | 104,83 - 1я ст., 42,71 - 2я ст. | 46,49 -1я ст., 54,56 -2я ст. | 0,828 -1я ст., 0,853 - 2я ст. | 0,779 -1я ст., 0,774 - 2я ст. | | | |
| 8.05 отбор проб. | 58,2 | 23,4 | 28,686 | 44,6 | 40,8 | 61,6 | 10 | 34 | 5,0 | 6,78 - 1я ступень 4,42- 2я ступень | 34,11-1я ступень 26,86-2я ступень | 534,567 - 1я ступень, 509,78 - 2я. | 125,17- 1я ступень, 47,61 - 2я ступень | 76,20 -1я ст., 32,77 - 2я ст. | 62,56 -1я ст., 27,96 - 2я ст. | 49,82 - 1я ст., 15,44 - 2я ст. | 142,55 -1я ст., 64,28 - 2я ст. | 117,03 - 1я ст., 54,84 - 2я ст. | 44,33 -1я ст., 35,58 - 2я ст. | 0,821 -1я ст., 0,856 - 2я ст. | 0,782 -1я ст., 0,772 - 2я ст. | | | |
| 08.05-12.06.20 18 | 53,8 | 27,8 | 34,07 | 40,9 | 37,6 | 68,0 | 10 | 34,0 | 831 | 6,27 - 1я ступень 4,16- 2я ступень | 32,03-1я ступень 24,92-2я ступень | 500,05 - 1я ступень, 470,5 - 2я. | 97,15- 1я ступень, 57,43 - 2я ступень | 65,9 -1я ст., 35,89 - 2я ст. | 54,8 -1я ст., 28,38 - 2я ст. | 31,199 - 1я ст., 21,537- 2я ст. | 131,78 -1я ст., 76,28 - 2я ст. | 109,5 - 1я ст., 60,3-2я ст. | 36,3-1я ст., 43,1 - 2я ст. | 0,832 -1я ст., 0,863 - 2я ст. | 0,770 -1я ст., 0,768 - 2я ст. | | | |
| 12.06-26.06.20 18 | 52,8 | 29,6 | 36,2 | 39,4 | 36,3 | 67,4 | 10 | 34,0 | 346 | 4,15 | 27,02 | 462,6 | 148,9 | 90,1 | 82,1 | 58,8 | 194,9 | 177,5 | 41,7 | 0,911 | 0,8 | | | |
| 29.06.20 18 отбор проб | 52,6 | 30,3 | 37,13 | 39,08 | 35,95 | 66,9 | 10 | 34,0 | 3 | 4,09 | 25,78 | 465,353 | 147,19 | 91,9 | 79,3 | 55,26 | 197,48 | 170,408 | 41,1 | 0,863 | 0,771 | | | |

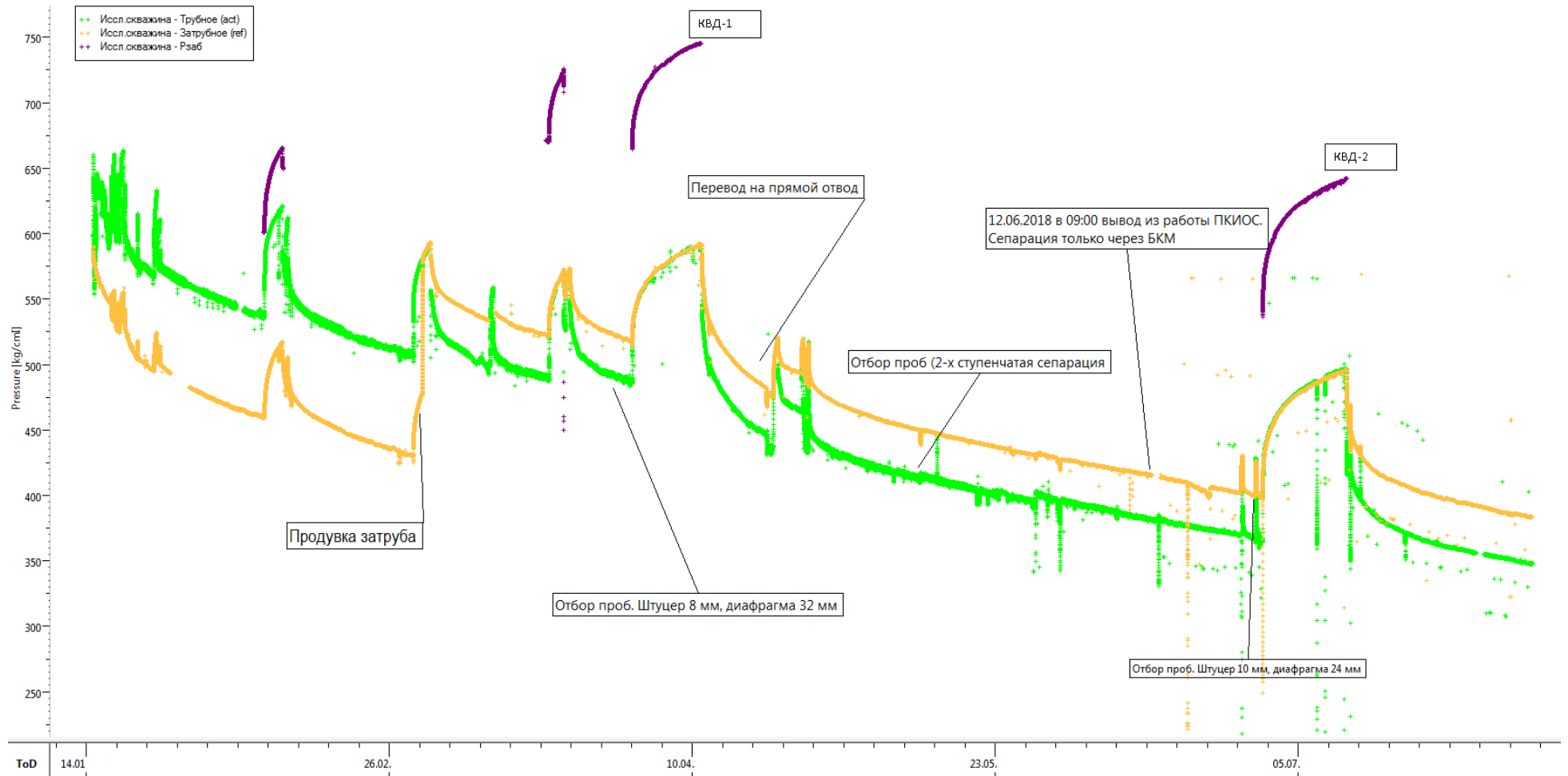


Рисунок 9 – Общий вид исследования

В ходе исследования было записано две КВД. Сопоставление производных на диагностическом графике обеих КВД приведено на рисунке 8. На обоих графиках производной наблюдается линейное течение, указывающее на наличие трещины ГРП. Выход на псевдо радиальный режим течения не наблюдается в связи с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и недостаточным временем остановки скважины на КВД для достижения радиального течения. Так как был произведен пересчет устьевого давления, то на диагностическом графике наблюдается некоторое зашумление данных.

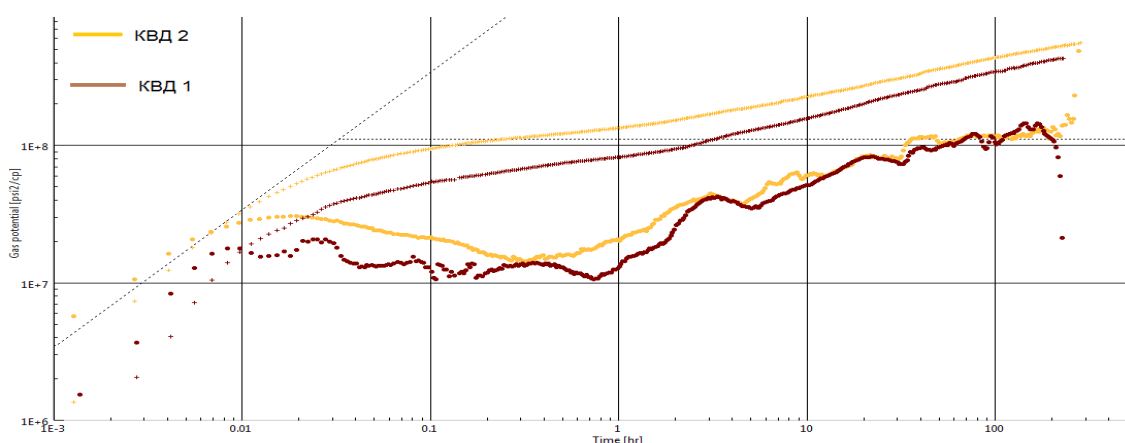


Рисунок 10 – Сравнение диагностических графиков кривая восстановления давления

При интерпретации значение проницаемости было принято по последним точкам производной. Данное значение оценочно и является завышенным. Расчетное значение скин-фактора и полудлины трещины также является оценочным (таблица. 2).

Таблица 2 – Результаты интерпретации гидродинамических исследований

| Параметр | Единицы измерения | Значение |
|--|--------------------|----------|
| Проницаемость | мД | 0,82 |
| Общий скин-фактор | | -5,8 |
| Скин-фактор механический | | 0,264 |
| Пластовое давление по Хорнеру (на глубину 4055 м по вертикали) | кг/см ² | 700 |

Продолжение таблицы 2

| | | |
|--|--|-------|
| Пластовое давление по Хорнеру (на глубину 4055 м по вертикали) | кг/см ² | 700 |
| Коэффициент а | (кг/см ²) / (тыс. м ³ /сут.) | 0,348 |
| Коэффициент б | (кг/см ²) / (тыс. м ³ /сут.) ² | ~0 |

По результатам построения диагностического графика на производной КВД не наблюдается выход на псевдо радиальный режим течения. По этой причине полученные параметры носят оценочный характер.

Согласно полученным результатам пласт является низкопроницаемым. Следует отметить значительное снижение пластового давления за период проведения опытно-промышленной эксплуатации.

3 АНАЛИЗ ИНТЕРПРИТАЦИИ ДАННЫХ ПОЛУЧЕННЫХ ПЕРЕДВИЖНЫМ КОМПЛЕКСОМ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

3.1 Обработка кривой восстановления давления

Расчётные формулы для определения по КВД параметров пласта получены для различных условий, в которых находится исследуемая скважина. Формулы, рассмотренные в данном разделе, были получены для «бесконечного» и конечного пластов с постоянным давлением на контуре питания. Формулы, полученные для «бесконечного» пласта, применяются в тех случаях когда в процессе исследования скважины границы области дренирования не сказываются на поведении этой скважине.

Обработка КВД, снятой в скважине для условия "бесконечного" пласта, зависит от продолжительности ее работы до остановки.

В случае, когда время работы скважины T до снятия КВД значительно больше времени, необходимого для восстановления давления, t ($\sim T \geq 20t$), КВД обрабатываются по формуле:

$$P_3^2(t) = \alpha + \beta \lg t, \quad (23)$$

$$\alpha = P_{30}^2 + \beta \lg \frac{2,25k}{R_{с.пр}^2} + bQ_0^2, \quad (24)$$

$$\beta = \frac{2,3Q_0 \mu_{пл} Z_{пл} P_{ат}}{2\pi R h T_{ат}}, \quad (25)$$

$$K = \frac{kP_{пл}}{m\mu}, \quad (26)$$

где $P_{30}, P_3(t)$ – забойное давление перед остановкой при $t = 0$ и в процессе восстановления давления. МПа;

Q_0 – дебит скважины перед закрытием $m^3 * c$;

k – коэффициент пьезопроводности, $\frac{m^2}{c}$;

m – пористость, доли единицы;

h – газонасыщенная эффективная толщина пласта, м;

$\mu_{пл}, (в мПа * c) Z_{пл}$ – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа в пластовых условиях;

$R_{c.пр}$ – приведенный радиус скважины, м.

Для определения параметров моста необходимы результаты измерения обработан в координатах $P_3^2(t)$ от lgt . Такая обработка данных исследования по формуле (23) позволяет определить α как отрезок, отсекаемый на оси $P_3^2(t)$, и β как тангенс угла наклона прямой. При размерности $Q_0 - \frac{м^3}{с}$, $\mu - Па * с$, $K - м^2$, $h - м$, $P_{ат} - Па$, $T - К$ величина β будет определяться формулой.

$$\beta = 4,23 Q_0 \mu_{пл} Z_{пл} P_{ат} T_{пл} / kh T_{ст}, \quad (27)$$

По найденным значениям α и β определяют проводимость пласта:

$$\frac{kh}{\mu_{пл}} = 4,3 Q_0 P_{ат} Z_{пл} T_{пл} / \beta T_{ст}, \quad (28)$$

При известном коэффициенте b величину $k/R_{c.пр}^2$ находят по формуле

$$\frac{K}{R_{c.пр}^2} = 0,0445 \exp \left[-2,3 \frac{\alpha - P_{30}^2 - b Q_0^2}{\beta} \right], \quad (29)$$

Если скважина совершенна, то $R_{c.пр} = R_c$, и тогда

$$k = 0,0445 R_c^2 \exp \left[2,3 \frac{\alpha - P_{30}^2 - b Q_0^2}{\beta} \right], \quad (30)$$

Так как $k = k P_{пл} / m \mu$, то при известных α , β и b определяют

$$mh = 2,25 \frac{kh P_{пл}}{\mu R_c^2} \exp \left[2,3 \frac{\alpha - P_{30}^2 - b Q_0^2}{\beta} \right], \quad (31)$$

При известных коэффициентах k , α , β и b можно вычислить приведенный радиус скважины:

$$R_{c.пр} = \left[\frac{k}{0,445} \exp \left(-2,3 \frac{\alpha - P_{30}^2 - b Q_0^2}{\beta} \right) \right]^{0,5}, \quad (32)$$

3.2 Обработка по кривой стабилизации давления

Обработка данных по КСД ведется с помощью формул:

$$\frac{P_{пл}^2 - P_{заб}^2}{Q(t)} = \bar{\alpha} + b Q(t) + \bar{\beta} \lg \frac{Q_{доб}(t)}{Q(t)}, \quad (33)$$

$$\bar{\beta} = 2,3 \frac{\mu P_{ат} Z T_{пл}}{2 \pi k h T_{cm}}, \quad (34)$$

где $Q(t)$ – дебит скважины на момент времени t , тыс. $\frac{км^3}{сут}$;

$Q_{\text{доб}}$ – объем газа, полученного с момента пуска скважины на данном режиме до момента времени, t ;

b – фильтрационный коэффициент двучленного уравнения газа в формуле.

Остальные величины аналогичным тем, которые применяются при исследованиях методом нарастания давления.

Для получения величины $\bar{\alpha}$ и β строится график в координатах:

$$\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2}{Q(t)} - bQ(t); \lg \frac{Q_{\text{доб}}}{Q(t)} \quad (35)$$

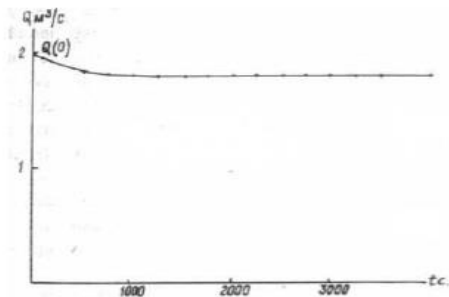


Рисунок 11 – Кривая стабилизации давления

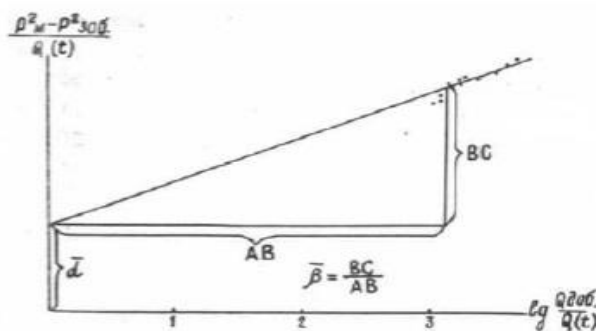


Рисунок 12 – Кривая стабилизации дебита

Величины $Q_{\text{доб}}(t)$ определяют по графику $Q(t)$, определяя исходный дебит экстраполяцией этой зависимости до $t=0$. (рис & b &).

$\bar{\alpha}$ и $\bar{\beta}$ определяется аналогично α и β при обработке кривой нарастания давления, как тангенс угла наклона касательной к конечному прямому участку кривой и отрезок, отсекаемый этой касательной на оси ординат.

Затем рассчитываются параметры $\frac{kh}{\mu}$, $K_{\text{уд}}$, χ . В этом случае величины определяются в основном характеристиками удалённой зоны пласта.

В случае если коэффициент «b» не известен, кривая стабилизации давления определяется по формуле:

$$\frac{\psi(tk)-\psi(t)}{Q(t)-Q(tk)} = \beta \frac{\psi(tk)-\psi(t)}{Q(t)-Q(tk)} - b, \quad (36)$$

$t(k)$ – одна из конечных точек кривой стабилизации.

$$\psi(t) = \frac{P_{пл}^2 - P_{заб}^2}{Q(t)}, \psi(t) = lg \frac{Q_{доб}}{Q(t)} \quad (37)$$

Таким образом, обработав кривую в координатах $\frac{\psi(tk)-\psi(t)}{Q(t)-Q(tk)}$, $\frac{\psi(tk)-\psi(t)}{Q(t)-Q(tk)}$, получим прямую, коэффициентами которой будут α и β , при этом в отличие от обработки по формуле 20 касательную нужно проводить в начальную участку кривой, т.к. конечный участок будет искривлен.

ПКИОС является передовым и современным комплексом для исследования и освоения скважин. Его основными и главными особенностями являются: возможность работы (проведения газогидродинамических исследований) без выпуска скважинной продукции в атмосферу, (работа в общий магистральный коллектор месторождения или работа на локальную систему сбора с последующей отгрузкой скважинной продукции специальной техникой), что означает минимальные потери скважинной продукции.

Так же несомненным преимуществом является возможность работы на высокодебитных скважинах с дебитом до 200 тыс.м³/сутки, что актуально на газоконденсатных месторождениях. Стоит отметить, что при таких больших суточных дебитах погрешность измерения объёмного расхода газа составляет не более 5%.

Данный комплекс оборудован исполнительными механизмами и программируемым логическим оборудованием, шкафами управления и высокоточной измерительной аппаратурой, с возможностью подключения компьютера для постоянного мониторинга процессов исследования, регистрации параметров исследования по заданным условиям, а так же формирования отчётов в графическом и текстовом виде, что в итоге позволяет контролировать весь процесс исследований.

Взяв во внимание выше перечисленные особенности и преимущества Передвижного Комплекса Исследования Освоения скважин, рекомендуется его применение на газоконденсатных месторождениях на всех этапах разработки месторождений, в особенности на ранних этапах, когда вся инфраструктура промысла ещё не возведена. Это позволит сократить затраты на экологию из-за минимальных выбросов газа в атмосферу на всех этапах исследования. Также данный комплекс позволит получить данные с минимальной погрешностью, что является, несомненно, важным фактором при выборе данного комплекса. Ещё одним положительным фактором является мобильность данного комплекса.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| | |
|---------------|---------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б5В | Алексееву Артему Александровичу |

| | | | |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|--|
| Школа | ИШПР | Отделение школы (НОЦ) | ОНД |
| Уровень образования | бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» |

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

| | |
|--|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих | Оценка затрат при внедрении технологии, затрат на эксплуатацию при внедрении технологии передвижного комплекса освоения скважин |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | РД 153-39-007-96 |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | Налоговый кодекс РФ |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|---|
| 1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | Проведены расчеты материальных затрат, расчет времени, затрат на оплату труда, страховых и амортизационных отчислений. |
| 2. Планирование научно-исследовательских работ | Отчисления бюджета проводятся на научные исследования. |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности | Расчет экономической эффективности внедрения технологии исследования скважин с помощью передвижного комплекса освоения скважин. |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

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

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 01.04.2020 |
|---|------------|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|-----------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент | Рыжакина Татьяна Гавриловна | к.т.н. | | 01.04.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|------------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 3-2Б5В | Алексеев Артем Александрович | | 01.04.2020 |

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью расчетов является анализ эффективности работы комплекса по длительным газоконденсатным и газодинамическим исследованиям скважин с отгрузкой продукции на месторождении. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данной операции по установке комплекса

Расчет эксплуатационных затрат на основе стоимости оборудования, с учетом НДС.

4.1 Расчет времени на проведение мероприятий по работе установке комплекса

Необходимо определить нормы времени для установки комплекса на месторождении. Время на проведение мероприятия включают в себя следующие этапы: первый этап подготовительные работы, на втором этапе производится монтаж нефтепромыслового оборудования, обвязки комплекса и пуско-наладочные работы.

Фактическое время на выполнение мероприятия представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Время на выполнение мероприятия

| Операция | Общее время, ч |
|--|-----------------------|
| Подготовительные работы | 288 |
| Монтаж нефтепромыслового оборудования, обвязки | 360 |
| Пуско-наладочные работы | 72 |
| Итого: | 720 |

4.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе данных мероприятий потребуется следующее оборудование: установка трубопроводной обвязки, нефтепромыслового оборудования, оборудование для обеспечения тепловой и электрической энергией, оборудование для транспортировки скважинной продукции до автоцистерн.

Основные узлы комплекса промыслово-исследовательских работ:

- Трубопроводная обвязка (технологические линии, БМШ, запорная и

регулирующая арматура) - важный элемент комплекса, за счет которого осуществляется движение флюида от скважины до технологических установок, регулирует необходимую подачу продукции по блокам комплекса;

- Установки первой и второй ступени сепарации. Основной элемент комплекса, который разделяет газоконденсатную смесь на три основные фракции (газ, газоконденсат, вода) и проводит измерение каждого флюида отдельно. К этим установкам относится передвижной комплекс по исследованию и освоению скважин (первая ступень) и блок контроля мобильный (вторая ступень сепарации);
- Емкостной парк. На территории комплекса расположена система емкостных парков, необходимых для определенных технологических процессов (распределение, хранение, аварийный запас жидкости и т.д.);
- Насосное оборудование;
- Установки для поддержания технологических процессов. К этому узлу относится оборудование для обеспечения тепловой и электрической энергией (ДЭС, котельная), блок непрерывного дозирования реагентов.
- Автомобильный стояк налива.

4.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации для комплекса выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. постановления правительства РФ от 07 июля 2016 г. n 640). Результаты расчета амортизационных отчислений представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет амортизационных отчислений при установке комплекса

| Объект | Стоимость, руб. | Норма амортизации, % | Сумма амортизации в год, руб. | Сумма амортизации в час, руб | Количество | Время работы, час. | Сумма амортизации, руб. |
|------------------------|-----------------|----------------------|-------------------------------|------------------------------|------------|--------------------|-------------------------|
| Трубопроводная обвязка | 7500000 | 8,3 | 622500 | 71 | 1 | 720 | 51164 |
| ПКИОС | 1902000 | 10 | 1990200 | 227 | 1 | 720 | 163578 |
| БКМ | 1301000 | 10 | 1300100 | 148 | 1 | 720 | 106858 |
| Емкость РГС | 320000 | 11 | 35200 | 4 | 14 | 720 | 40504 |
| Насосное оборудование | 59700 | 12,5 | 7462 | 1 | 4 | 720 | 2453 |
| Котельная | 1300000 | 3,7 | 48100 | 5 | 1 | 720 | 3953 |
| ДЭС-200 | 1500000 | 6,2 | 93000 | 11 | 1 | 720 | 7644 |
| БНДР | 420000 | 12,5 | 52500 | 6 | 1 | 720 | 4315 |
| АСН-100 | 230000 | 13,3 | 30590 | 3 | 1 | 720 | 2514 |
| Итого | 44232700 | | | | | | 382984 |

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при установке комплекса составляет 382 984 руб.

4.4 Затраты на материалы

Фактические затраты на монтаж комплекса по длительным газоконденсатным и газодинамическим исследованиям скважин составляет 3208000 руб.

4.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Результаты расчета заработной платы представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет заработной платы

| Профессия | Разряд | Тарифная ставка,руб/час | Время на проведение мероприятия, ч | Тарифный фонд ЗП, руб | РК, СН 70+50% | ЗП с учетом надбавок, Руб. |
|-----------|--------|-------------------------|------------------------------------|-----------------------|---------------|----------------------------|
| Мастер | 6 | 200 | 330 | 66000 | 79200 | 145200 |
| оператор | 5 | 150 | 330 | 49500 | 59400 | 108900 |
| оператор | 4 | 130 | 330 | 42900 | 51480 | 94380 |
| оператор | 4 | 130 | 330 | 42900 | 51480 | 94380 |
| оператор | 4 | 130 | 330 | 42900 | 51480 | 94380 |
| оператор | 3 | 100 | 330 | 33000 | 39600 | 72600 |
| оператор | 3 | 100 | 330 | 33000 | 39600 | 72600 |
| Дизелист | 5 | 190 | 330 | 62700 | 75240 | 137940 |
| Котельщик | 3 | 130 | 330 | 42900 | 51480 | 94380 |
| Итого | | | | 415800 | 49896 | 914760 |

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ составляет 914760 руб.

4.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве.

Результаты расчета страховых взносов при установке комплекса по длительным исследованиям представлены в таблице 6.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс XI с тарифом для разведочного бурения (код по ОКВЭД 2 09.10.9).

Таблица 6 – Расчет страховых взносов при установке комплекса

| Показатель | мастер | оператор | Оператор | Оператор | Оператор | Оператор | Оператор | дизелист | Котельщик |
|------------|--------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|
| ЗП, руб | 1452 | 108900 | 94380 | 94380 | 94380 | 72600 | 72600 | 137940 | 94380 |
| ФСС 2,9% | 4211 | 3158 | 2737 | 2737 | 2737 | 2105 | 2105 | 4000 | 2737 |
| ФОМС 5,1% | 7405 | 5554 | 4813 | 4813 | 4813 | 3703 | 3703 | 7035 | 4813 |
| ПФР 22% | 3194 | 23958 | 20764 | 20764 | 20764 | 15972 | 15972 | 30347 | 20764 |

Продолжение таблицы 6

| | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|--------|
| Страхование от несчаст. случаев 1,2% | 1742 | 1307 | 1133 | 1133 | 1133 | 871 | 871 | 1655 | 1133 |
| Всего, руб | 190502 | 142877 | 123827 | 123827 | 123827 | 95251 | 95251 | 180977 | 123827 |
| Общая сумма, руб | 1200165 | | | | | | | | |

Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия составляет 1200165 руб.

4.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технических мероприятий, которые представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

| Состав затрат | Сумма затрат, руб |
|----------------------------|-------------------|
| Амортизационные отчисления | 382984 |
| Затраты на материалы | 3208000 |
| Оплата труда | 914760 |
| Страховые взносы | 1200165 |
| Накладные расходы (20%) | 1141181 |
| Всего затрат: | 6847090 |

Таким образом, затраты на установку данного комплекса промышленно-исследовательских работ и всех комплектующих 6847090 руб.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

| | |
|---------------|---------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б5В | Алексееву Артему Александровичу |

| | | | |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|---|
| Школа | ИШПР | Отделение школы | ОНД |
| Уровень образования | бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и облуживание объектов добычи нефти» |

Тема ВКР:

Усовершенствование газодинамических методов исследования скважин на нефтегазоконденсатных месторождениях

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

| | |
|---|--|
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. | Объектом исследования являются газодинамические исследования скважин с помощью различных мобильных установок на нефтегазоконденсатных месторождениях. |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <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; | – Трудовой Кодекс Российской Федерации (ТК РФ) |
| 2. Производственная безопасность: <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p> | <p>Анализ выявленных вредных производственных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> -Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны -Повышенный уровень шума и вибрации -Пониженная температура окружающей среды. <p>Анализ опасных производственных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> -Движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы -Давление в системах работающих механизмов. -Электрический ток |

| | |
|--|---|
| 3. Экологическая безопасность: | <ul style="list-style-type: none"> – Защита атмосферы – Защита гидросферы – Защита литосферы |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 01.04.2020 |
|---|------------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|----------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Ассистент | Сечин Андрей Александрович | к.т.н. | | 01.04.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------------|------------------------------|----------------|-------------|
| 3-2Б5В | Алексеев Артем Александрович | | 01.04.2020 |

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования являются газодинамические исследования скважин с помощью различных мобильных установок на нефтегазоконденсатных месторождениях. Проведен анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов при исследовании объекта исследования. Рассмотрена экологическая безопасность при эксплуатации скважин, оборудования, и разработка превентивных мер по предупреждению ЧС, а также правовые и организационные меры при работе персонала. Областью применения данного раздела являются нефтегазоконденсатные месторождения. Возможные пользователи разрабатываемого решения раздела - персонал, непосредственно занятый в обслуживании и работе комплекса промыслово-исследовательских работ.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент, выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих. В районах крайнего Севера - 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам крайнего севера - 16 календарных дней;

- за работу во вредных условиях предоставляется дополнительный отпуск в размере 9 календарных дней;

- работникам, проживающим в районах крайнего севера и районах, приравненным к крайнему северу предоставляется возможность санаторного лечения за счет организации, оплатой проезда к месту отдыха. Санаторное лечение и оплата проезда предоставляется работнику и членам его семьи не чаще чем раз в 2 года;

- категориям работников, проживающим в районах, не приравненным к районам крайнего севера данные льготы предоставляются не чаще чем раз в 4 года [6].

5.2 Производственная безопасность

Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами физического воздействия на организм работающего человека, занятого обслуживанием комплекса промыслово-исследовательских работ, являются факторы, представленные в таблице 8.

Таблица 8 – Опасные и вредные производственные факторы

| Источник фактора, наименование видов работ | Факторы | | Нормативные документы |
|--|---|--|--|
| | Вредные | Опасные | |
| Эксплуатация и обслуживание комплекса промыслово-исследовательских работ | Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны | Движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы | 1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» 2. ГОСТ 12.1.038 – 82 ССБТ «Электробезопасность» 3. СНиП 2.09.04.84 7. ГОСТ 356 - 80 60 № Давление условное и рабочее» 4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г. |
| | Повышенный уровень шума и вибрации | Давление в системах работающих механизмов | |
| | Пониженная температура окружающей среды | Электрический ток | |
| | Отсутствие или неудовлетворительное освещение | | |

Анализ выявленных вредных производственных факторов

Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей

зоны.

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, нефтепромыслового оборудования вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88: метана 7000 мг/м³.

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие нахождению человека в опасной зоне. Средства индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

Повышенный уровень шума и вибрации. Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице 9. При необходимости разрабатываются коллективные и (или) индивидуальные меры по их снижению.

Таблица 9 – Предельно допустимые уровни звукового давления

| №пп | Вид трудовой деятельности, рабочее место | Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц | | | | | | | | | Уровни звука и эквивалентные уровни |
|-----|---|--|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|-------------------------------------|
| | | 32 | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 | звука (в дБА) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 5 | Выполнение всех видов работ (за исключением перечисленных в п.п. 1-4 и аналогичных им) на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий | 107 | 95 | 87 | 82 | 78 | 75 | 73 | 71 | 69 | 80 |

Пониженная температура окружающей среды. Работающие в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых

помещениях обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты от холода с учетом климатического региона (пояса). Во избежание локального охлаждения работники обеспечиваются рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию. При температуре воздуха ниже $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ должна обеспечиваться защита лица и верхних дыхательных путей.

Доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте, перевозка людей в транспортных средствах, не оснащенных системами автономного обогрева, не допускается.

Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений.

В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне $21-25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник обеспечивается горячим питанием, при этом начинать работу на холоде следует не ранее чем через 10 минут после приема горячей пищи (чая и др.).

В целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде, в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин. при

температуре воздуха до $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ и не более 5 мин. при температуре воздуха ниже $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Отсутствие или неудовлетворительное освещение. Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и открытых площадках и проводится в соответствии с СанПиНом 2.2.1/2.1.1.1278-03. Реальная освещенность на рабочем месте может быть взята из паспорта производственного помещения, материалов аттестации рабочих мест по условиям труда, измерена при помощи люксметра, или определена путем расчета, изложенного в методических указаниях. Фактические и требуемые параметры систем естественного и искусственного освещения вносятся в таблицу. По результатам анализа табличных данных делается вывод о соответствии освещенности рабочей зоны нормативным значениям. При необходимости разрабатываются инженерные мероприятия по реконструкции системы освещения.

При устройстве наружного освещения буровых площадок необходимо учитывать размер освещаемой площади, рельеф местности, высоту установки прожектора.

Анализ опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы. Механические опасности могут возникнуть у любого объекта, способного причинить человеку травму в результате неспровоцированного контакта объекта или его частей с человеком. Риск подвергнуться такому контакту наблюдается при взаимодействии человека с объектом в трудовом процессе и при случайном прохождении человека в пределах действия объекта в опасной зоне оборудования. Опасная зона - это пространство, в котором возможно действие работающего опасного и (или) вредного производственного фактора.

Механические опасности на объекте представляют собой движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы

производственного оборудования, передвигающиеся изделия; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

Давление в системах работающих механизмов. Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам, в том числе не совместимые с жизнью. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру.

Электрический ток. В этом разделе отражаются требования безопасности, предъявляемые к электротехническим установкам, являющимися источниками опасных факторов. Выдвигаются требования к работникам, занятым на обслуживании электрооборудования.

В зависимости от условий производственной среды и нормативных документов, рассматриваются следующие вопросы:

- выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током;
- требования к электрооборудованию;
- анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям;
- мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий;
- обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током.

Безопасность при работе с электроустановками обеспечивается применением различных технических и организационных мер. Технические средства защиты от поражения электрическим током делятся на коллективные и индивидуальные.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки.

Также обосновываются организационные мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию электроустановок.

5.3 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе емкостного парка, при авариях на газопроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород).

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;

- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;
- сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;
- высокая степень утилизации нефтяного газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Защита атмосферы. При исследовании скважин и движении флюида от скважины выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений. Выбросы ЗВ на технической площадке комплекса образуются из выбросов от работы сепарационных установок, насосов и запорной арматуры и при наливе в автоцистерны.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ является также горизонтальная факельная установка, предназначенная для сжигания газа при работе комплекса.

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосфере осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (таблица 10).

Таблица 10 – Вредные вещества

| № | Наименование загрязняющих веществ | ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³ | Класс опасности | Параметры выбросов | |
|---|-----------------------------------|---|-----------------|--------------------|-------|
| | | | | г/сек | т/год |
| 1 | Двуокись азота | 0.085 | 2 | 0.078 | 1.230 |
| 2 | Окись углерода | 5.000 | 4 | 0.220 | 4.88 |
| 3 | Углеводороды | 50(ОБЦВ) | 4 | 9.140 | 298.8 |
| 4 | Сажа | 0.15 | 3 | 0 | 2 |
| 5 | Метанол | 1 | 3 | 0.041 | 1.290 |

Основными мероприятиями по охране атмосферного воздуха от загрязнений являются:

- обеспечение полной герметизации нефтепромыслового оборудования;
- контроль за состоянием швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация газа сепарации;
- применение оборудования заводского изготовления;
- разработка плана действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий, осуществляемых аварийной службой.

При длительных исследованиях скважин рекомендуется использовать резервный запас раствора глушения, применять герметичные и закрытые емкости для хранения газоконденсата и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение скважин при прорыве технологических линий.

На горизонтальных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Оборудовать факелы устройствами для дистанционного розжига горелок.

В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

Защита гидросферы. Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы углеводородов и вод с высокой минерализацией. При попадании газоконденсата в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах углеводородов, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление флюида и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Запрещается сброс сточных вод в водные объекты;
2. Установление и поддержание водо-охранных зон;
3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
5. Использование труб из материалов, соответствующих климатическим условиям района;
6. Контроль качества сварных швов;
7. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;

8. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;

Защита литосферы. Загрязнение почв жидкими углеводородами приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

Отходы производства, в виде отработанных материалов и приспособлений должны храниться на специально отведённых площадках, утилизироваться согласно классификации отходов.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов.

Возможные аварийные ситуации и аварии, места их возникновения:

1. Устье скважины: грифообразование;
2. Устье скважины: пропуск газа по обвязке фонтанной арматуры;
3. Порыв технологических линий (от скважины до площадки подключения);
5. Порыв трубопровода подачи хим. Реагента;
6. Аварийное отключение электроэнергии;
7. Землетрясение на территории кустов скважин;
8. Нарушение герметичности технологической обвязки;
9. Заложение взрывного устройства;
10. Захват в заложники персонала;
11. Порыв в блоке распределения воды на кусте скважин;
13. Пропуск газа по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины.

Внешние признаки аварии: Запах углеводородов, посторонний шум; следы разлива нефтепродуктов.

Возможные причины аварии: Механические повреждения; Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов; некачественные

сварные соединения; заводские дефекты; возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений, превышающих расчетные; износ и не герметичность уплотнительных соединений по кабельному вводу ФА; нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- Ёмкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;

- Технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения допустимого рабочего давления;

- Предусмотрены дренажные емкости для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;

- Технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;

- Полная герметизация технологического процесса добычи и перекачки нефтепродуктов;

- Монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-123-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05 - 84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС на объекте являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная

безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов.

При написании раздела для зданий и сооружений определяется категория помещений по пожароопасности по НПБ 105-03 и класс зон взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009 [11].

Затем выявляются возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте: электрический ток при работе с электроустановками, открытый огонь, удар молнии, статическое электричество и т. п.

Далее, в соответствии с классом зоны взрывопожароопасности, предлагаются методы устранения причин пожаров в помещениях и на территории объекта, т. е. организационные и технические меры обеспечения пожарной безопасности:

- к организационным мерам относят мероприятия режимного характера, обучение и разработку планов эвакуации людей в случае пожара.
- к техническим мерам - современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения.

Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009. При выборе вида исполнения электрооборудования необходимо руководствоваться классом зоны взрывопожароопасности на рабочем месте по СП 2.13130.2009.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной аттестационной работе проведен анализ методов и технологий промысловых газоконденсатных исследований и влияние полученных результатов на дальнейшую разработку

Систематическое изучение процессов происходящих в продуктивном пласте, на забое скважины, а также на ее устье, позволили создать новые методы и установки для исследования скважин. С помощью которых появилась возможность получать большой объем качественной и достоверной информации, которая так необходима для выбора метода разработки месторождения и его корректировки с течением времени.

Важным пунктом в данном вопросе является Передвижной Комплекс Исследования и Освоения Скважин, который был рассмотрен в данной работе, так как он позволяет решать множество задач в области исследования газоконденсатных скважин без выпуска природного газа в атмосферу, что является несомненным плюсом как с точки зрения экологии, так и с точки зрения экономики.

Для промысловых исследований на газоконденсатных месторождениях, применение данного комплекса является наиболее перспективным по сравнению с аналогами. Имеющийся на данный момент опыт применения этого комплекса показывает, что имеются предпосылки к увеличению его экономической, технологической эффективности в будущем.

Проведен анализ технологической схемы производственного объекта. На основе проведенного анализа, можно сделать вывод, что представленная методика проведения исследований со сбором продукции в емкостной парк, реализованная в данном комплексе, имеет следующие преимущества:

- Одновременное проведение газодинамических и газоконденсатных исследований;

- Диапазон рабочего давления ПКИОС позволяет проводить исследования при давлениях работы систем газосборных коллекторов данного месторождения (1,2-1,3МПа);
- Возможность подготовки, хранения и отгрузки газоконденсата;
- Изменение технологических режимов при минимально затраченном времени;
- Минимизация потерь добычи (возможность подачи газа сепарации в коллектор, исключая утилизацию);
- Улучшение (исключение) экологического фактора.

Комплекс по исследованию скважин выполняет такие основные задачи как, изучение выявленных промышленных скоплений углеводородов, получение информации о геолого-промысловых и термодинамических параметрах пластов и залежей, необходимых для подсчета запасов полезных ископаемых, составления проектов (генеральных или технологических схем) разработки и ускоренной подготовки месторождения к рациональной разработке. Также комплекс решает другую важную задачу – повышение эффективности промышленной разведки месторождений в короткие сроки.

Практика применения установки ПКИОС демонстрирует высокую точность замеров дебита газа, конденсата и воды, а также состава газа и конденсата при лабораторных исследованиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Г.А. Зотов, З.С. Алиев. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М., Недра, 1980. – 300с.
2. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин часть I. Р Газпром 086-2010. – 231с.
3. Руководство по эксплуатации. Передвижной комплекс по исследованию и освоению скважин ПКИОС. 414-00.00.00. РЭ. – 28 с.;
4. А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов М., 2006г.
5. Р Газпром 086-2010: Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть 1./ООО «Газпром экспо».- М.,2011.-234с.
6. СТО Газпром 2-2.3-658-2012 – Промысловые газоконденсатные исследования скважин методом промышленных отборов и сепарации продукции на устье скважины М.- 2011г.
7. Технологический регламент. Передвижной комплекс по исследованию и освоению скважин №2.
8. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 N 101 (ред. от 12.01.2015) Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
9. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учебное пособие для вузов //П. П. Кукин, В.Л. Лапшин, Е. А. Подгорных и др.-М.: Высшая шк. 1999. - 318с.
10. А.И. Грищенко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов Руководство по исследованию скважин М., 1995г.
11. Безопасность жизнедеятельности: Учеб. для вузов / Под ред. К.З. Ушакова. - М.: Изд-во М. гос. гор.ун-та, 2000.- 430 с.

12. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы.
13. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 48 с.
14. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.1984. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 13 с.
15. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. – Введ. 01.01.1978. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 6 с.
16. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. Кесельман Г. С, Махмудбеков Э. А. – М: Недра, 1981. – 256 с.
17. ГОСТ 12. 1.004 – 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
18. Ганцев А.О. Автономные информационно-измерительные системы для исследования скважин: диссертация кандидата технических наук: 05.11.16 / Уфимский гос. нефтяной техн. ун-т. - Уфа, 2001. - 16 с.