TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Особенности интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин, оснащенных установками одновременно-раздельной эксплуатации

УДК 622.24:532.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Марина Алена Алексеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н		

Томск – 2019 г.

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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)_21.04.01. Нефтегазовое дело
Уровень образования Магистратура
Отделение школы (НОЦ)_Нефтегазового дела
Период выполнения осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
19.03.2019	Теоретические аспекты внедрения ОРЭ	*20*
26.03.2019	Особенности применения ГДИС	*20*
09.04.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	*20*
16.04.2019	Социальная ответственность	*20*
09.04.2019	Иностранный язык	*20*

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Консультант (при наличии)

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

№	Результаты обучения
1	2
Р1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
Р2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
Р3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
Р4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
Р5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
Р6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
Р7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
Р8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
Р9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
Р10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

		Зятиков П.Н.
(Подпись)	(Дата)	(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Марина Алена Алексеевна

Тема работы:

Особенности интерпретации гидродинамических исследований скважин, оснащенных установками одновременно-раздельной эксплуатации	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1642/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*	Исходными данными для работы являются: 1. Научные статьи, публикации на основе которых проводился литературный обзор и сравнительный анализ результатов ГДИ и АД скважин, оснащенных установками для ОРЭ 2. Результаты интерпретации ГДИС и АД 3. Данные о составе и свойствах пластового флюида 4. Фактические данные по добыче и давлениям

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).*	Применение гидродинамических исследований и анализа добычи на скважинах, оснащенных однопакерной однонасосной установкой для одновременно-раздельной эксплуатации
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Черемискина Н.С..
Иностранный язык	Гутарева Н.Ю.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Технологическое обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации и гидродинамических исследований скважин при совместной разработке пластов

Анализ технологических и геологических предпосылок для проведения комплекса гидродинамических исследований

Интерпретация гидродинамических исследований скважины, оборудованной установкой для одновременно-раздельной эксплуатации

Оценка корректности ГДИ скважины, оснащенной однопакерной однонасосной конструкцией для ОРЭ

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Социальная ответственность организации при проведении гидродинамических исследований скважин

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Марина Алена Алексеевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Мариной Алене Алексеевне

Школа	ИШПР	**Отделение**	ОНД
Уровень образования	Магистр	**Направление/специальность**	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	*Оценка экономической эффективности внедрения однопакерной однонасосной установки для одновременно-раздельной эксплуатации.*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	*РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	*Налоговый Кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016г. № 55-ФЗ*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ*	*Обоснование целесообразности внедрения однопакерной однонасосной установки для одновременно-раздельной эксплуатации. Сравнительный анализ фактических затрат до внедрения системы и после.*
2. *Разработка устава научно-технического проекта*	*Методическая рекомендация по оценке эффективности инвестиционных проектов*
3. *Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок*	*Линейный график выполнения работ*
4. *Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности*	*Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей):*	
1. Таблицы: – *Оборудование для обустройства скважины;* – *Услуги вспомогательных цехов;* – *Смета затрат на внедрение ОРЭ;* – *Исходные данные для расчета эффективности внедрения УОРД;* – *Сравнительная таблица технико-экономических показателей*	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Марина А.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Мариной Алене Алексеевне

Школа	ИШПР	**Отделение**	**ОНД**
Уровень образования	Магистр	**Направление/специальность**	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. *Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:* – *вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)* – *опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)* – *негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)* – *чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)*	*Объектом исследования являются скважины, оснащенные установками для одновременно-раздельной эксплуатации пластов, в которых проводятся гидродинамические исследования. Областью применения являются нефтяные многопластовые месторождения.*
2. *Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме*	*Нормативно-правовые акты Российской Федерации*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:* – *физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;* – *действие фактора на организм человека;* – *предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)*	*Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны* *Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов* *Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования* *Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны*
2. *Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности* – *механические опасности (источники, средства защиты;* – *термические опасности (источники, средства защиты);* – *электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);* – *пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)*	*Повышенный уровень статического электричества* *Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола)* *Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека* *Движущиеся машины и механизмы, разрушающиеся конструкции*
3. *Охрана окружающей среды:* – *анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);* – *анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);* – *анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);* – *разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.*	*Анализ воздействия объекта на атмосферу;* *Анализ воздействия объекта на гидросферу;* *Анализ воздействия объекта на литосферу.*
4. *Защита в чрезвычайных ситуациях:*	*Защита в чрезвычайных ситуациях:*

– *перечень возможных ЧС на объекте;* – *выбор наиболее типичной ЧС;* – *разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;* – *разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;* – *разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий*	*перечень возможных ЧС на объекте;* *разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий;* *пожаровзрывобезопасность.*
5. *Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:* – *специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;* – *организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны*	*Правовые вопросы обеспечения безопасности:* *характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства;* *организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.*
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	*Таблицы:* *Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы* *Токсичные и вредные вещества*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Марина А.А.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 98 с., 28 рисунков, 23 таблицы, 24 источникы, 1 приложение.

Ключевые слова: ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН.

Объектом исследования являются добывающие скважины, оснащенные установками для одновременно-раздельной эксплуатации пластов.

Основной целью настоящей работы является выбор системы ОРЭ, обеспечивающей прямые оценки индивидуальных параметров совместно вскрытых пластов по результатам ГДИС, и рассмотрение методики определения индивидуальных фильтрационных и энергетических параметров нефтяных пластов при их совместной эксплуатации на основе данных гидродинамических исследований.

В процессе работы в ПК Saphir была проведена интерпретация гидродинамических исследований на неустановившихся режимах фильтрации (кривой восстановления давления) скважины, вскрывающей два продуктивных пласта и оснащенной установкой для одновременно-раздельной эксплуатации. В ПК Topaze был произведен анализ добычи не данной скважине, определены параметры работы системы «скважина – пласт», проведено сравнение полученных результатов анализа добычи и интерпретации кривой восстановления давления, и на основе результатов сделано заключение о возможности применения данного исследования в совокупности со стандартными ГДИС.

Область применения: гидродинамические исследования скважин, одновременно-раздельная эксплуатация скважин.

Экономическая значимость работы: проведен расчет экономической эффективности внедрения однопакерной однонасосной установки для ОРЭ.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Интерпретация – обработка результатов гидродинамического исследования с целью получения параметров пласта и скважины.

В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

АД – анализ добычи

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ГРП – гидроразрыв пласта;

КВД – кривая восстановления давления;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация;

ОРР – одновременно-раздельная разработка;

ОРД – одновременно-раздельная добыча;

ОРЗ – одновременно-раздельная закачка;

ОРЗиД – одновременно-раздельная закачка и добыча;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПК – программный комплекс;

ПО – программное обеспечение;

РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин;

ТМС – термоманометрическая система;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЭЦН – электроцентробежный насос.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ 13

1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКЕ ПЛАСТОВ 17

1.1 Геолого-промысловое обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации 17

1.2 Достоинства и недостатки одновременно-раздельной эксплуатации 18

1.3 Технологические схемы и конструкции установок одновременно-раздельной эксплуатации 19

1.3.1 Одно- и двухнасосные системы одновременно-раздельной эксплуатации 19

1.4 Гидродинамические методы исследования скважин при совместной разработке пластов 22

1.5 Математическая основа гидродинамических исследований скважин 23

1.6 Исследования скважин на неустановившихся режимах 27

1.7 Анализ добычи 29

2. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРЕДПОСЫЛОК ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ 38

2.1 Сведения о месторождении 38

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза месторождения XXX 38

2.1.2 Тектоническое строение 39

2.1.3 Нефтегазоносность 40

2.2 Классификация систем ОРЭ на основе информативности ГДИС 41

2.3 Методика проведения гидродинамических исследований в скважинах, оснащенных однонасосной конструкцией ОРЭ с разобщающим пакером 42

2.4 Программные комплексы, применяемые для интерпретации ГДИС и анализа добычи 43

2.5 Исходные данные для интерпретации кривой восстановления давления и анализа добычи 44

3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАННОЙ УСТАНОВКОЙ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ 49

3.1 Интерпретации кривой восстановления давления пластов ЮВ10 и ЮВ1, скважина №3026 49

3.1.1 Интерпретация КВД пласта ЮВ1, скважина № 3026 49

3.1.2 Интерпретация КВД пласта ЮВ10, скважина № 3026 51

3.2 Применение анализа добычи для пластов ЮВ10 и ЮВ1, скважина №3026 54

3.2.1 Создание аналитической модели 56

3.2.2 Создание численной модели 61

3.2.3 Прогноз работы скважины 66

3.2.4 Адаптация динамического пластового давления 68

4. ОЦЕНКА КОРРЕКТНОСТИ ГДИ СКВАЖИНЫ, ОСНАЩЕННОЙ ОДНОПАКЕРНОЙ ОДНОНАСОСНОЙ КОНСТРУКЦИЕЙ ДЛЯ ОРЭ 70

4.1 Сравнение результатов интерпретации КВД и анализа добычи 70

4.2 Сопоставление энергетических параметров соседних скважин с результатами интерпретации КВД и анализа добычи 72

4.3 Обоснование применения однопакерной однонасосной конструкции для ОРЭ 73

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 76

5.1 Расчет экономической эффективности внедрения однопакерной установки для одновременно-раздельной добычи 76

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ОРГАНИЗАЦИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН 86

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 86

6.2 Анализ выявленных вредных и опасных факторов при проведении гидродинамических исследований скважин 87

6.3 Экологическая безопасность 92

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 94

ЗАКЛЮЧЕНИЕ **97**

Список публикаций 99

Список используемых источников 100

Приложение 1 103

ВВЕДЕНИЕ

К числу трудноизвлекаемых запасов по оценкам экспертов относятся более 70% запасов нефти в России. Однако остается актуальной задача наращивания темпов добычи нефти на месторождениях. В данной ситуации вовлечение в разработку многопластовых месторождений может быть одним из способов решения данной задачи. Однако совместное вскрытие одним стволом нескольких объектов разработки, которое является экономически рентабельным при разработке многопластовых месторождений с низко проницаемыми коллекторами, не всегда возможно из-за жестких требований «Правил разработки месторождений углеводородного сырья» и «Правил охраны недр», предъявляемых к многопластовым объектам. При таких условиях разработка и внедрение систем одновременно-раздельной эксплуатации является эффективным решением.

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) месторождений подразумевает разработку многопластовых объектов единой сеткой скважин, что позволяет значительно оптимизировать затраты на добычу нефти. Одновременно-раздельная эксплуатация проводится путем оснащения скважин обычной конструкции оборудованием, разобщающим продуктивные пласты, или путем использования для этих целей скважин специальной конструкции.

Важно учесть то, что при разработке нефтяных месторождений с применением технологий ОРЭ для обеспечения их эффективной работы необходимо проводить регулярный мониторинг изменения фильтрационных параметров пласта, отслеживать динамику пластового давления, что обеспечивает контроль совместной разработки пластов.

Основой контроля являются гидродинамические исследования скважин (ГДИС). Основная задача ГДИС - раздельная оценка энергетических и фильтрационных параметров, характеристик совершенства вскрытия каждого из совместно эксплуатируемых пластов. В данном случае стандартные ГДИС определяют только интегральные параметры многопластовой системы, без разделения фильтрационных и энергетических свойств, характеристики

качества вскрытия по отдельным пластам, поэтому задача совершенствования технологий проведения исследований скважин и методов интерпретации получаемых данных становится актуальной [2].

Цель работы.

Выбор системы ОРЭ, обеспечивающей прямые оценки индивидуальных параметров совместно вскрытых пластов по результатам ГДИС, и рассмотрение методики определения индивидуальных фильтрационных и энергетических параметров нефтяных пластов при их совместной эксплуатации на основе данных гидродинамических исследований.

Основные задачи исследования.

1. Проанализировать основные технологические схемы одновременно-раздельной эксплуатации и выделить оптимальные виды компоновок для ОРЭ, обеспечивающие максимальную информативность гидродинамических исследований, в условиях Западной Сибири. Классифицировать системы ОРЭ на основе информативности ГДИС.

2. Рассмотрение методики проведения гидродинамических исследований в скважинах с выбранной оптимальной компоновкой для ОРЭ и интерпретация ГДИС на неустановившихся режимах (КВД), XXX нефтяного месторождения (ХМАО).

3. Применение метода анализа добычи для определения фильтрационных и энергетических параметров нефтяных пластов при их совместной эксплуатации и прогноза динамики добычи для каждого из продуктивных пластов.

4. Сравнения результатов интерпретации КВД и АД, оценка корректности результатов.

Научная новизна

1. Обоснован выбор оптимальных видов компоновок для одновременно-раздельной эксплуатации, обеспечивающих максимальную информативность гидродинамических исследований при разработке многопластовых нефтяных месторождений.

2. Оценена возможность применения анализа добычи на скважинах с оптимальной компоновкой для ОРЭ для определения параметров системы пласт-скважина и прогноза динамики добычи по каждому пласту.

Основные защищаемые положения

1. Обоснование применения однопакерной однонасосной компоновки для ОРЭ для повышения информативности мониторинга индивидуальных параметров нефтяных пластов в условиях Западной Сибири.

2. Экспериментальное обоснование возможности применения анализа добычи в совокупности с гидродинамическими исследованиями на неустановившихся режимах для получения параметров работы системы скважина-пласт и прогноза динамики добычи.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Классификация систем ОРЭ на основе информативности ГДИС.

2. Выполнена оценка ФЕС продуктивных пластов многопластового объекта в области дренирования, определены пластовые давления и выполнен прогноз динамики добычи для исследуемой скважины.

3. Полученные по анализу добычи данные позволят уточнить особенности работы пласта в области исследуемой скважины, степень ее взаимодействия с окружением, а также использовать результаты при выборе оптимального режима работы.

Степень разработанности темы исследования

В развитие проведения и обработки результатов гидродинамических исследований скважин значительный вклад вносят сотрудники научно-исследовательских и проектных институтов компании ПАО «Роснефть», научно-технических центров ПАО «Газпром нефть».

Компания «СИАМ», осуществляющая подрядные работы по проведению ГДИС, регулярно проводит конференции по проблемам отрасли, а также публикует материалы по различным экспериментальным результатам, полученным в рамках проводимых работ.

Среди зарубежных исследователей ярко выделяются работы сотрудников компании KAPPA Engineering, внедривших метод анализа добычи в пакет программ для интерпретации ГДИС – Оливье Узе, Дидье Витура, Оле Фьяре.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются добывающие скважины, оснащенные установками для одновременно-раздельной эксплуатации пластов. Предметом исследования являются данные по технологическим параметрам работы скважины.

Обработка данных проведена в программном комплексе Saphir NL и “Topaze” KAPPA-Workstation.

Доступ к рассматриваемой информации получен в рамках выполнения подрядных работ в составе штата геологов компании ООО «Альтаир» (г. Томск), которая производит полный комплекс работ, связанных с выполнением гидродинамических исследований на территории России и Республики Казахстан. Автор является непосредственным исполнителем приведенных в данной работе исследований. Название месторождения, объекта разработки в данной работе зашифровано, согласно требованию правообладателя.

1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКЕ ПЛАСТОВ

1.1 Геолого-промысловое обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) пластов на многопластовых месторождениях – один из основных методов регулирования разработки. ОРЭ является необходимой для пластов (одного объекта разработки), эксплуатация которых общим фильтром нежелательна по геолого-промысловым параметрам [2].

На данный момент большая часть крупных месторождений находятся на последней стадии разработки, при этом новые месторождения вводятся в разработку с трудноизвлекаемыми запасами с низким уровнем рентабельности. Большинство нефтяных месторождений содержит больше одного пласта.

Имеется ряд сложностей и проблем при совместной нераздельной эксплуатация двух и более объектов. К таким проблемам появление перетоков из одного пласта в другой из-за различных пластовых давлений, отсутствие депрессии на каждый пласт в отдельности, что приводит к потере дебита скважины на 20%, а иногда и 40%, невозможность раздельного учета добываемой продукции (так называемые лицензионные риски), невозможность эксплуатации вследствие несовместимых PVT-свойств пластовых флюидов.

Введение в разработку объектов со сложным геологическим строением предполагает приобщение пластов к уже разрабатываемым объектам и применение методов увеличения нефтеотдачи. При совместной работе высоко- и низкопроницаемых пластов эксплуатационного объекта целесообразно эксплуатировать его с применением технологий одновременно-раздельной эксплуатации, при этом разделив на две части (высоко- и низкопроницаемые пласты).

Для создания оптимальных условий разработки многопластового месторождения выбор оптимальной компоновки для ОРЭ является первостепенно важным.

1.2 Достоинства и недостатки одновременно-раздельной эксплуатации

Преимущества и недостатки систем одновременно-раздельной эксплуатации представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Преимущества и недостатки систем ОРЭ

Преимущества ОРЭ и ОРЗ	Недостатки ОРЭ И ОРЗ
• Повышение нефтеотдачи пласта и дебита скважины; • Увеличение степени охвата и интенсивности освоения многопластового месторождения за счет раздельного вовлечения в разработку отдельных тонких разнопроницаемых пластов; • Сокращение капитальных затрат на строительство скважин; • Регулирование отборов и закачки во времени и по разрезу скважины; • Увеличение рентабельного срока разработки месторождения; • Предотвращение вредного воздействия растворов глушения на ПЗП; • Эксплуатация скважин с негерметичной эксплуатационной колонной;	• Сложность подбора оборудования; • Сложность монтажа и демонтажа; • Необходимость использования в большинстве случаев регулируемых клапанов; • Сложность обработки призабойных зон скважины; • Сложность определения дебита (приемистости) каждого эксплуатируемого объекта; • Необходимость остановки эксплуатации всех объектов при проведении ПРС на одном из них.

Для применения одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) на скважине, вскрывающей несколько продуктивных пластов, необходимо соблюдение следующих условий [2]:

- Применение ОРЭ должно быть обосновано проектными документами на разработку месторождения;
- При применении компоновки для ОРЭ необходимо обеспечит раздельный учет добываемой продукции;

- Должна иметься возможность проведения исследований каждого пласта в отдельности;
- Необходимо обеспечить возможность проведения безопасного ремонта скважин с учетом различия давлений и свойств пластовых флюидов.

1.3 Технологические схемы и конструкции установок одновременно-раздельной эксплуатации

В настоящее время насчитывается около 50 схем применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации. Выбор той или иной технологии зависит от технических и геологических условий эксплуатации скважины.

Такие условия эксплуатации, как состав добываемой продукции, величина газового фактора, уровень пластовых давлений и температур, определяют выбор конструктивных особенностей установок и технологических схем одновременно-раздельной эксплуатации скважин.

Технологии ОРЭ делятся на одновременно-раздельную закачку (ОРЗ) и одновременно-раздельную добычу (ОРД).

1.3.1Одно- и двухнасосные системы одновременно-раздельной эксплуатации

Однонасосные системы ОРЭ можно разделить на системы мониторинга без разобщения пластов (оснащены подвижными или стационарными приборами мониторинга работы пластов) и системы мониторинга с разобщением пластов (с разобщающими пакерами и запорными устройствами для отсечения пластов) (рисунок 1).

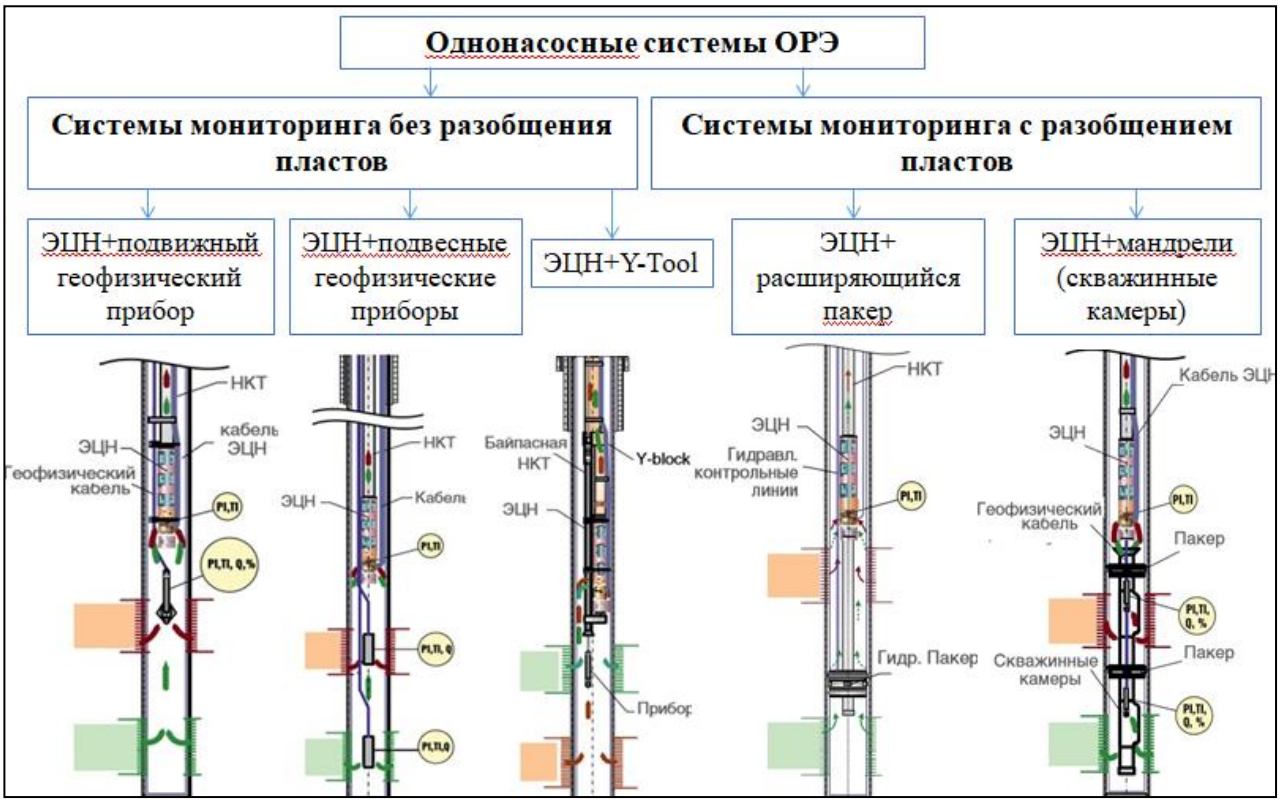


Рисунок 1 – Однонасосные системы одновременно-раздельной эксплуатации

Однонасосные конструкции обеспечивают совместную разработку пластов, при этом при использовании систем без разобщения пластов учет продукции обеспечивается геофизическими приборами, а в системах с разобщением пластов учет продукции обеспечивается раздельными замерами при отсечении одного из пластов [11].

Двухнасосные системы ОРЭ, представленные на рисунке 2, условно можно разделить на однолифтовые и двухлифтовые, которые расположены параллельно или концентрически. На рисунке приведены возможные двухнасосные компоновки для ОРЭ: совместное использование для добычи флюида двух видо механизированной добычи - ЭЦН и ШГН (однолифтовая система), ШГН+ШГН – параллельная двухлифтовая исстема для ОРЭ, ЭЦН+ЭЦН – концентрическая двухлифтовая система для ОРЭ.

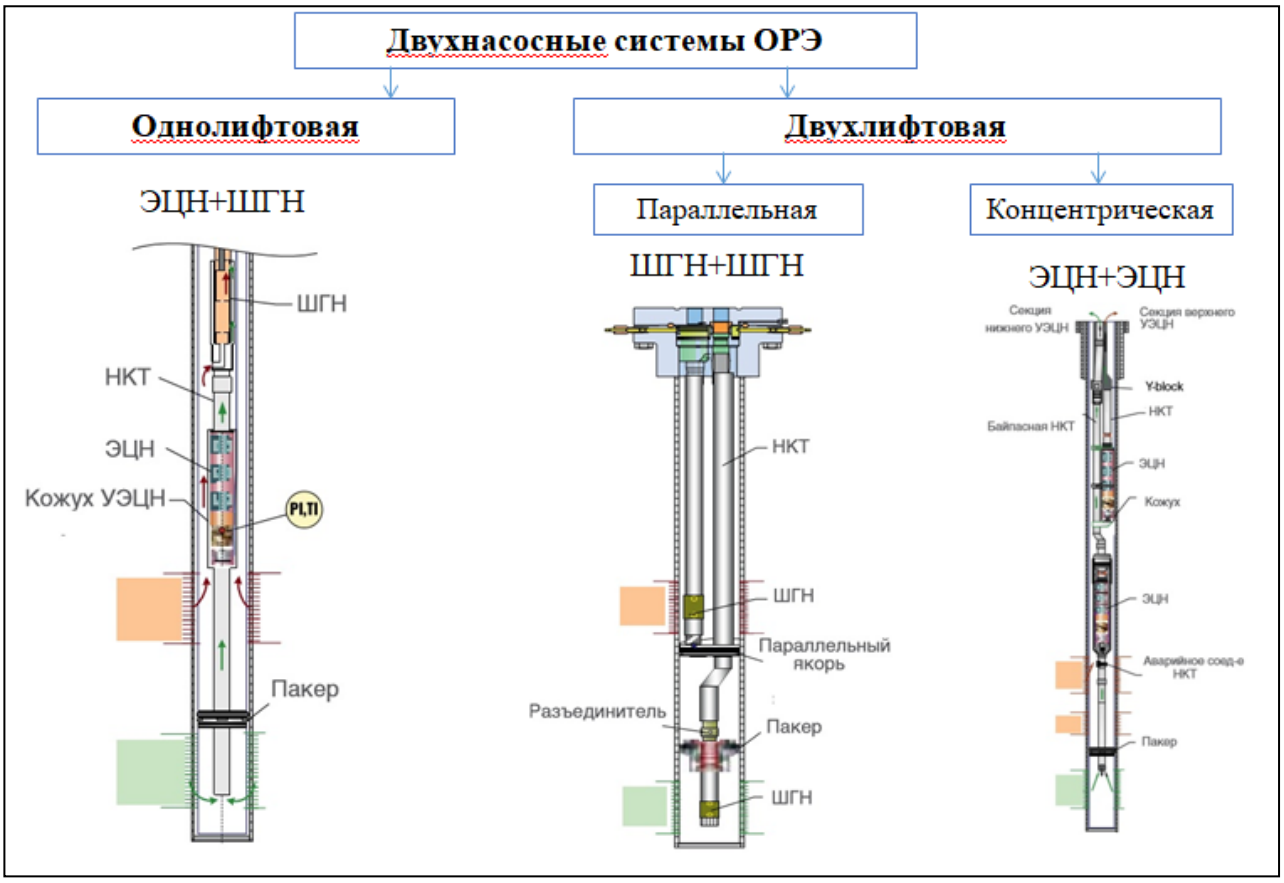


Рисунок 2 – Двухнасосные системы одновременно-раздельной эксплуатации

К преимуществами двухнососных систем можно отнести:

- полное соблюдение законодательства;
- возможность создания дифференцированной депрессии по пластам;
- возможность проведения раздельного учета продукции скважины.

К недостаткам двухнасосных систем для одновременно-раздельной эксплуатации относится сложность текущего и капитального ремонта скважин. Двухнасосные системы включают в себя дорогостоящее и сложное оборудование, поэтому средняя наработка на отказ таких конструкций гораздо ниже текущей наработки остального механизированного фонда.

1.4 Гидродинамические методы исследования скважин при совместной разработке пластов

Технологии промысловых гидродинамических исследований скважин (ГДИС), которые вскрывают многопластовые объекты, и методики интерпретации результатов данных исследований разрабатывались на основе развивающейся теории подземной гидромеханики (ПГМ) [1].

Непрерывный мониторинг состояния фильтрационных параметров отдельных пластов гидродинамическими методами исследования скважин обеспечивает информационное сопровождение процессов выработки запасов углеводородов при разработке нефтегазовых месторождений на всех этапах.

Особое значение гидродинамические исследования скважин имеют при планировании различного вида геолого-технологических мероприятий, обеспечивающих интенсификацию притока, повышая общий коэффициент нефтеотдачи, в основе принятия решения об использовании которых лежит скин-фактор.

В основе гидродинамических исследований скважин, вскрывающих многопластовые объекты лежат, в общем случае, два основных подхода:

- в случае разработки нескольких пластов одним фильтром (одним стволом скважины) регистрируют изменение давления в одной точке ствола скважины (чаще всего на кровле верхнего пласта) и дебит скважинным расходомером в кровле каждого пласта многопластового объекта. При этом режим работы скважины (депрессия) задается одним и общим для всех пластов многопластового объекта;

- при технологической возможности разобщения пластов или выделения одного пласта из группы отсекающими пакерами, регистрируют изменение давления и дебита отдельно для каждого пласта. В этом случае депрессия задается индивидуально для каждого пласта.

Регистрация процесса изменения забойного давления после остановки работающей добывающей или нагнетательной скважины до величины пластового давления определяет характерную кривую восстановления или

падения давления (КВД или КПД). Обработка и интерпретация полученных КВД или КПД обеспечивает определение фильтрационных параметров, скин-фактора, идентифицировать модель пластовой фильтрационной системы [1].

1.5 Математическая основа гидродинамических исследований скважин

Закон Дарси является основным фундаментальным законом, применяемым в анализе динамического потока. Он используется для вывода уравнения пьезопроводности, чтобы определить градиент давления по скважине и даже для непроницаемых границ.

Его дифференциальную форму можно задать в линейных координатах для линейного потока и в цилиндрических координатах для радиального потока. При использовании радиальных координат расход для добывающей скважины принимается положительным, т.е. подразумевается течение из пласта в скважину.

Формула Дарси в линейных координатах, в направлении x:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{q_x \mu}{k_x A} \tag{1}$$

Формула Дарси в радиальных координатах:

$$r\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q\ \mu}{k\ A} \tag{2}$$

Уравнение пьезопроводности показывает, как в элементарном объеме породы давление будет изменяться во времени, как функция локального градиента давления вокруг этого элементарного объема [15].

Фундаментальная теория анализа динамического потока пользуется простейшим уравнением пьезопроводности со следующими исходными допущениями:

- Однородность и изотропность коллектора.
- Однофазность и малая сжимаемость флюида.

- Влияние силы тяжести игнорируется (в противном случае уравнение пьезопроводности записывается для потенциала, а не давления).

- Справедлив закон Дарси.

- Свойства коллектора и флюида не зависят от давления.

При данных условиях уравнение пьезопроводности выводится из следующих уравнений:

- Закон сохранения массы или неразрывности. Это практическое правило, гласящее, что ничто не сохраняется, и ничто не исчезает; вещи просто перемещаются или преобразуются (Антуан Лавуазье, Франция, 1785).

$$\frac{\partial \rho q_x}{\partial x} = A\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} \tag{3}$$

- Уравнения Дарси.

$$q_x = \frac{k_x A}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x} \tag{4}$$

- Уравнений состояния для малосжимаемой среды - коэффициентов сжимаемости породы и флюида.

$$c_r = \frac{1}{\phi}\frac{\partial \phi}{\partial p} \qquad c_f = \frac{1}{\rho}\frac{\partial \rho}{\partial p} \tag{5}$$

Таким образом получается:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_x A\rho}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x}\right) = A\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} \tag{6}$$

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} = k_x\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{\rho}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x}\right) \tag{7}$$

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} = \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial p}\frac{\partial p}{\partial t} = \left(\rho\frac{\partial \phi}{\partial p} + \phi\frac{\partial \rho}{\partial p}\right)\frac{\partial p}{\partial t} = \rho\phi\left(\frac{1}{\phi}\frac{\partial \phi}{\partial p} + \frac{1}{\rho}\frac{\partial \rho}{\partial p}\right)\frac{\partial p}{\partial t} \tag{8}$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k_x}{\rho\phi(c_r + c_f)}\frac{\partial p}{\partial x}\left(\frac{\rho}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x}\right) \tag{9}$$

Считая, что флюид малосжимаем, т.е. не зависит от давления:

$$c_t = c_r + c_f \quad \frac{\partial p}{\partial x}\left(\frac{\rho}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x}\right) = \frac{\rho}{\mu}\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \tag{10}$$

Уравнение пьезопроводности в направлении x (для линейного потока):

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k_x}{\mu \phi c_t} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \tag{11}$$

В случае радиально течения:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{\mu \phi c_t} \frac{1}{r} \left(\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right) \tag{12}$$

Исходя из полученного выражения, получаем следующие закономерности:

- Если кривизна профиля давления положительная, то будет локальный рост давления. Если кривизна отрицательная, давление будет уменьшаться. Скорость изменения давления в любом направлении пропорциональна этой кривизне.

- Чем выше проницаемость, тем быстрее будет меняться давление.

- Чем больше вязкость, тем медленнее будет меняться давление.

- Отношение k/μ, которому пропорциональна скорость реакции, также называется подвижностью (коэффициентом гидропроводности).

- Чем больше пористость, тем меньшее изменение давления потребуется для добычи одинаковой массы флюида.

- Чем выше суммарная сжимаемость, тем медленнее изменения давления, то есть, чем более сжимаем пласт, тем меньшее изменение давления потребуется для получения одинаковой массы флюида.

- Отношение $1/\varphi c_t$, которому пропорциональна амплитуда реакции, также называется коэффициентом упругоемкости пласта [15].

Влияние объема ствола скважины и скин-эффект

Когда скважина открывается для эксплуатации, первоначальный выход на поверхность происходит вследствие расширения флюидов, находящихся в сжатом состоянии в стволе скважины (приствольной зоне). Прежде чем коллектор начнет работать через вскрытую поверхность забоя, имеет место задержка во времени. В течение этой задержки во времени режим потока

называется влиянием объема ствола на период эксплуатации и закрытого состояния, а иногда притоком флюида в скважину в период восстановления после закрытия. Когда скважина закрывается на устье, дебит притока со вскрытой поверхности не сразу падает до нуля, и скважина продолжает давать приток в закрытом стволе. Здесь опять же имеет место задержка во времени, в течение которой "накопление" дает приток пластового флюида в скважину до тех пор, пока не упадет до нуля дебит со вскрытой поверхности и устья, и не прекратится влияние ствола [15].

Для скважины, заполненной флюидом, коэффициент ствола выражается следующим образом:

$$C = V_w c_f \tag{13}$$

где C – эффект влияния объема ствола скважины;

V_w – объем ствола скважины;

c_f – сжимаемость флюида в скважине.

В прошлом влияние скважины обычно считалось помехой, особенно когда эффект накопления наблюдался очень долго и мог «скрыть» такие характеристики, как радиальное течение, разнородность и граничный (краевой) эффект. В то время прикладывались усилия к тому, чтобы любой ценой избежать эффекта послепритока, используя технологии испытаний, которые бы минимизировали или полностью ликвидировали ВСС (состояние закрытия в скважине) [15].

Однако на практике очень мало скважин имеют длительные периоды влияния ствола, а поскольку накопление необходимо при установлении согласования во времени для моделирования, некоторое ВСС перестало считаться помехой, а является даже необходимым.

В уравнении пьезопроводности при описании радиального течения в пористой среде предполагается постоянная проницаемость во всей области дренирования: от внешних границ до вскрытой поверхности забоя скважины. Также считается, что радиус скважины точно известен и постоянен по всей эффективной мощности пласта.

Для количественной оценки состояния ПЗП проводится учет изменения давления непосредственно у стенок скважины в дополнение к перепаду, вызванному радиальным притоком к скважине. Предполагается, что дополнительный перепад давлений (“скин-эффект”) происходит в зоне пренебрежимо малой толщины вокруг скважины, где проницаемость ухудшилась.

Безразмерный перепад давлений, характеризующий скин-эффект, называется скин-фактором и определяется выражением:

$$S = \frac{\Delta p_s}{18.41\frac{q\mu}{kh}} \tag{14}$$

где S – скин-фактор

Δp_s – перепад давления в ПЗП под влиянием скин-эффекта

q – дебит скважины

k – проницаемость

μ – вязкость флюида

h – мощность пласта.

Скин-эффект может не быть постоянной величиной во времени. В течение начального периода «дренажа» (очистки) в исследованиях скважины скин-эффект имеет тенденцию к снижению. И наоборот, через значительные промежутки времени законченные скважины могут испытывать ухудшение коллекторских свойств и продуктивности, с соответствующим увеличением скин-эффекта.

Отрицательные значения скин-фактора соответствуют случаям, когда проницаемость ПЗП по каким-либо причинам (интенсификация скважины) стала выше общей проницаемости пласта.

1.6 Исследования скважин на неустановившихся режимах

Технология проведения исследований на неустановившихся режимах при ОРЭ заключается в регистрации кривых восстановления давления поочередно в интервалах каждого из пластов при их отсечении с помощью

клапанов-регуляторов. Данный вид исследований можно совместить с исследованиями на установившихся режимах фильтрации.

При регистрации КВД совместно работающих пластов без отсечения каждого из них кривые будут нести общую интегральную информацию о пластах. Параметры, определенные по таким КВД будут характеризовать всю систему, и выделить свойства каждого пласта в отдельности будет достаточно сложно.

Герметизация с помощью клапанов-регуляторов исследуемых пластов сверху и снизу позволяет исключить влияние ствола скважины и определить параметры каждого пласта в отдельности.

Для интерпретации КВД используется производная Бурде. Производная Бурде есть наклон графика в полулогарифмическом масштабе, отображенного на графике в двойном логарифмическом масштабе (рисунок 3).

$$p' = \frac{d\Delta p}{d\ln(\Delta t)} \tag{15}$$

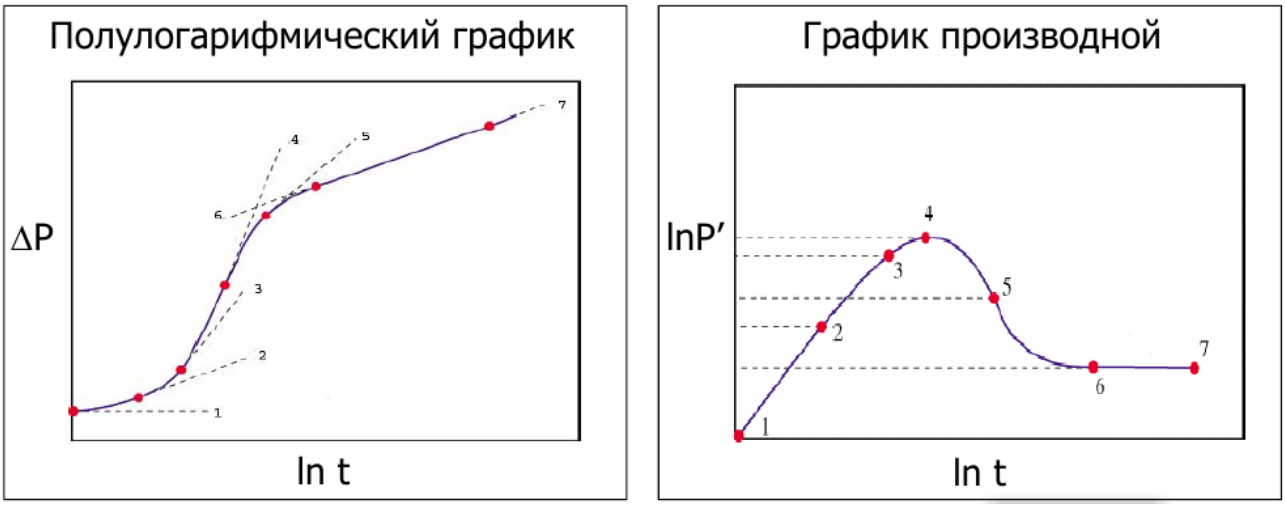


Рисунок 3 – Представление полулогарифмического графика в виде производной

На раннем этапе, при наличии чистого влияния объема ствола, кривые давления и производной Бурде объединяются на прямой единичного уклона на графике в двойном логарифмическом масштабе.

Другие режимы потоков раннего этапа, такие как линейное и билинейное течение, так же демонстрируют отличный специфический характер, как для давления, так и производной Бурде.

Линейный поток характеризуется тем, что изменение давления пропорционально корню времени. На графике в двойном логарифмическом масштабе линейный поток характеризуется половинным единичным наклоном на кривых давления и производной.

Режим билинейного потока обычно возникает на самом раннем этапе времени, и заметен не всегда. На графике производной и билогарифмическом представлен четвертичный уклон при билинейном течении. Билинейный поток сопровождается обычным линейным потоком, который характеризуется половинным единичным уклоном на двойной логарифмической шкале [15].

Когда достигается радиальное течение, производная стабилизируется на уровне, равном уклону полулогарифмической прямой. Это свойство стало основной причиной для разработки производной, так как это легко и непосредственно идентифицирует радиальный поток на графике в двойном логарифмическом масштабе, что иногда почти невозможно на графике в полулогарифмическом масштабе.

Одно это уже бы сделало производную Бурде ключевым инструментом для диагностики. Приятный сюрприз заключается в том, что производная способна на гораздо большее; и большинство скважинных, пластовых и граничных моделей несут на характеристике производной особые отличительные признаки [15].

1.7 Анализ добычи

Анализ добычи, как и исследование данных на неустановившихся режимах фильтрации, применяется, когда известны данные о давлении и дебите, и нужно произвести определенный анализ и интерпретацию. В этом случае используются результаты измерений стационарных глубинных манометров, содержащих подходящие данные для обоих методов анализа.

АД начали применять в 1920-е гг. на чисто эмпирической основе в качестве финансового инструмента. В этом направлении отсутствовал какой-либо технический опыт, а целью было определение правильной функции падения, соответствовавшей прошлой динамике разработки и способствовавшей оценке будущей прибыли в долларах.

В 1940-х гг. была опубликована формулировка экспотенциала постоянного давления, гиперболической и частотной характеристик падения дебита (Арпс, 1945). До сих пор частично это делалось эмпирическим путем, но некоторые параметры могли с помощью специального анализа получать количественное выражение.

В 1960-е гг. появились первые ряды палеточных кривых, по-прежнему с допущением постоянного динамического давления. Палетка Фетковича объединила два семейства кривых: одно для неустановившегося режима фильтрации, а одно для отклика, вызванного границами на позднем этапе времени.

Появление производной Бурдэ и персональных компьютеров серьезным образом изменили ГДИС в 1980-е и 1990-е гг. По анализу добычи прогресс происходил медленнее, работы по большей части все еще выполнялись с применением методов Арпса и Фетковича, обычно в качестве приложений, связанных с базами данных о добыче. [13].

Традиционные методы анализа кривых падений и их обобщение с помощью палеточных кривых Фетковича были получены путем объединения теоретического отклика модели и эмпирических разветвлений падения от Арпса. Однако применение данных методик имеет некоторые ограничения:

- подразумевается, что забойное давление практически постоянно. Феткович предполагает, что в случае сглаженности линии давления и равномерности его понижения можно использовать приведенный (нормированный) дебит по Δр.

- поведение скважины подразумевается постоянным, т.е. нет изменений скин-фактора со временем.

- зона дренирования рассматриваемой скважины является постоянной, т.е. эксплутационные характеристики близлежащих скважин тоже должны быть стабильными (в установившемся режиме).

В настоящий момент данные методики отходят на второй план, уступая место новым способам диагностики.

График Блэйсингейма

Блэйсингейм и Маккрэй изыскали функции, которые преобразуют решение о переменных давлениях и переменных дебитах в решение эквивалентного постоянного давления или постоянного дебита. Они ввели специальные временные функции, t_{cr} для аналогии времени постоянного дебита, и t_{cp} для постоянного давления. В задаче с жидкостью временная функция аналогии постоянного времени задается как соотношение между накопленной добычей и дебитом.

Когда в двойном логарифмическом масштабе вычерчивается график зависимости нормированного дебита $\frac{q(t)}{p_i - p_w(t)}$ от этой функции, период потока под влиянием границ следует линии с отрицательным единичным уклоном [15].

На основе этого результата Палацио и Блэйсингейм ввели палеточные кривые, которые можно использовать для режимов переменного динамического давления. Для того, чтобы улучшить качество интерпретации палеточных кривых, также была рассмотрена производная Бурдэ. Однако из-за присущих данным о добыче шумов производную применяли не в самом приведенном расходе, а в его интеграле. Точнее говоря, график палеточных кривых Палацио-Блэйсингейма показывает следующее:

Приведенный дебит:

$$PI(t) = \frac{q(t)}{p_i - p_w(t)} \tag{16}$$

Интеграл приведенного дебита:

$$PI\ Int = \frac{1}{t_e}\int_0^{t_e}\frac{q(t)}{p_i - p_w(t)}d\tau \qquad (17)$$

Производная интеграла приведенного дебита:

$$PI\ Int\ Der = \frac{\partial(PI_{Int})}{\partial \ln(t_e)} \qquad (18)$$

Все три кривые строятся относительно t_e в двойном логарифмическом масштабе.

Данным графиком пользуются как инструментом диагностики, где производится сравнение данных и отклика модели. Модель может быть любая - аналитическая или численная, по одной или нескольким скважинам и т.д. Можно либо отображать «достоверный» отклик модели, т.е. отклик по всей истории данных давления, либо отклик на отдельный скачок давления. Отклик на отдельный скачок давления показывает характерные признаки модели в конструктивной форме, в то время как отклик на настоящую динамику изменения давления обычно отличается неустойчивостью, поскольку эквивалентное время «прыгает» вперед и назад.

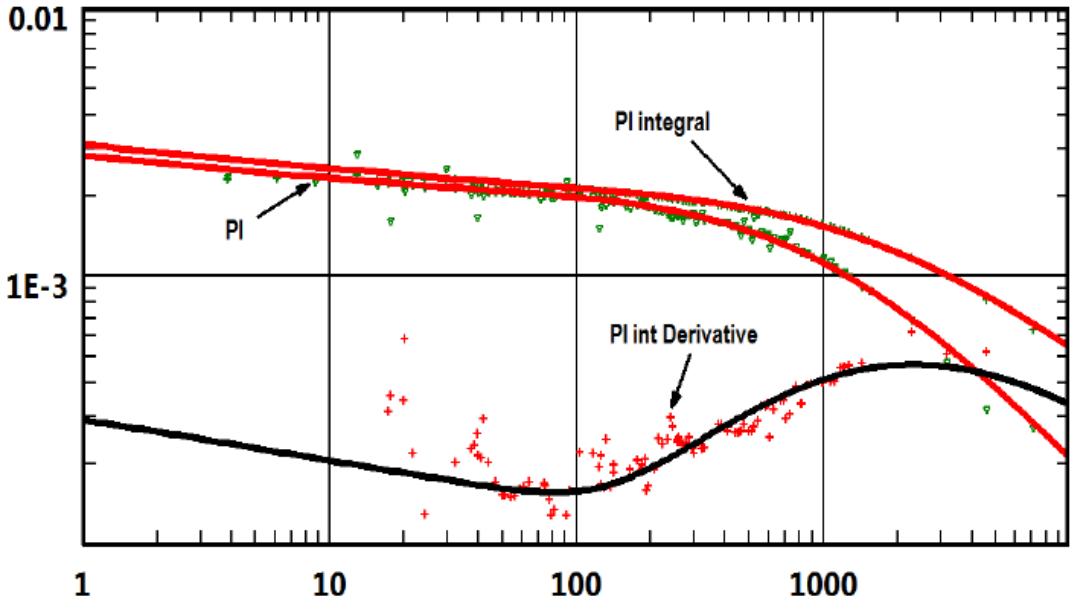


Рисунок 4 – График Блэйсингейма [15]

График в двойном логарифмическом масштабе

Если подставить вместо времени эквивалентное время, заданное как отношение накопленной добычи к дебиту, можно преобразовать замер переменного динамического давления в эквивалент постоянной добычи, по крайней мере для случая с жидкостью. Аналогично, можно вместо использования дебита приведенного к давлению работать с давлением, приведенным к дебиту.

Иными словами, для случая с фильтрацией жидкости, если мы построим зависимость $\frac{p_i - p_w(t)}{q(t)}$ от t_e в двойном логарифмическом масштабе, то поток под влиянием границ будет характеризоваться линией с единичным уклоном, аналогично псевдоустановишемуся состоянию при неустановившихся режимах фильтрации. Более того, если мы возьмем производную приведенного давления по логарифму, то неустановившийся режим будет характеризоваться стабилизацией на значении, связанном с гидропроводностью.

Схожесть со стандартным диагностическим графиком ГДИС получается полная. Однако же уровень шумов на производной обычно слишком высок (рисунок 5, а). Один из обходных путей – решить интеграл приведенного давления способом по аналогии с тем, что выполнялось на палеточных кривых Палацио-Блэйсингейма (рисунок 5, б).

Интеграл приведенного давления:

$$I(t_e) = \frac{1}{t_e}\int_0^{t_e} \frac{p_i - p_w(t)}{q(t)} d\tau \tag{19}$$

Производная Бурдэ интеграла приведенного давления:

$$I'(t_e) = \frac{\partial I(t_e)}{\partial \ln(t_e)} \tag{20}$$

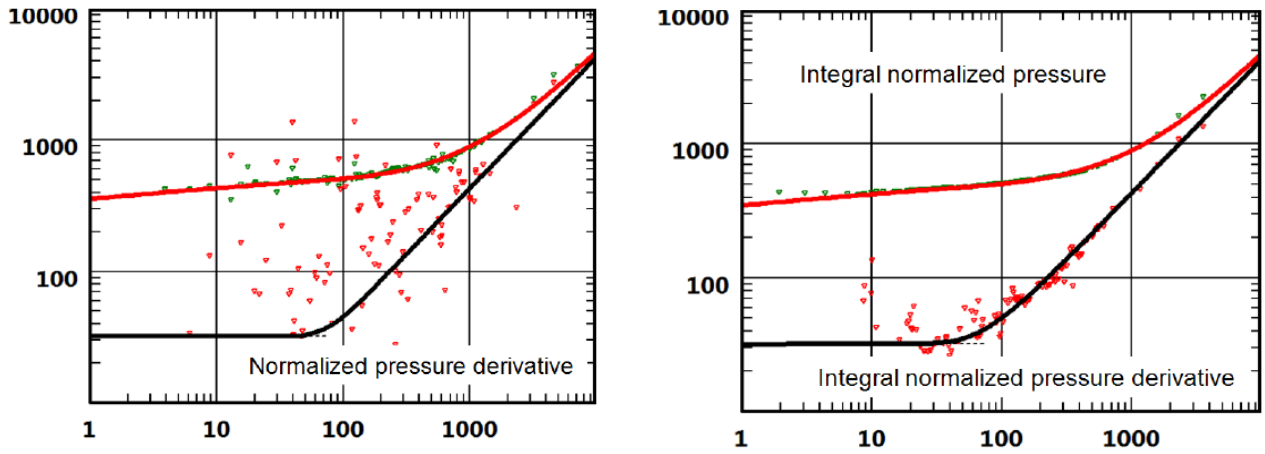


Рисунок 5 – а) График в двойном логарифмическом масштабе Приведенное давление; б) Интеграл приведенного давления

Применение интеграла сохраняет характерные признаки режимов фильтрации, в то же время значительно снижая уровень шумов. Отсюда такие определения дают инструмент диагностики, где можно пользоваться большинством обычных методов исследований скважины. В частности, явно возможно получить приближенную оценку показателя kh коллектора по уровню стабилизации производной. Зная значение kh, можно затем получить первую оценку размера коллектора по тенденции на позднем этапе времени с единичным уклоном. Эти вычисления являются интегральной частью билогарифмического графика.

График динамики

Для сложных случаев и зашумленных данных, когда на этих графиках диагностики не заметно никакого специфического поведения, главным инструментом становится линейный график зависимости давления и дебитов от времени. Это не настоящая диагностика, а просто процесс оптимизации. При этих условиях реально ожидать только предварительной оценки таких параметров, как коэффициент продуктивности, гидропроводности и площади дренирования, и не более. При отсутствии любой иной информации для моделирования зоны дренирования скважины обычно подходит простейшее аналитическое решение – однородный круговой коллектор. Использование

более сложных моделей может быть допустимо, если из других источников доступна дополнительная информация, и сведено к минимуму число параметров, которые можно изменять в процессе оптимизации.

Сравнение анализа добычи с анализом данных на неустановившихся режимах фильтрации (Кривой восстановления давления).

Методы АД и интерпретации КВД пользуются одними и теми же исходными допущениями в отношении применения уравнения пьезопроводности и ограничивающих условий.

В ГДИС одной из ключевых ступеней является диагностика, где на основе поведения производной инженер принимает решение, какая модель лучше всего подойдет для проведения анализа. Это становится возможным при четко выверенных данных и постоянной добыче, т.е. нулевой, во время КВД.

Динамика добычи может быть настолько рассеянной, что на отклики доминирующее влияние будут иметь неустановившиеся режимы фильтрации. В этом случае невозможно идентифицировать поведение псевдоустановившегося состояния. Такое может происходить, даже если скважина все еще находится в эксплуатации, а давление глобально падает [15].

Несмотря на отсутствие чистого псевдоустановившегося состояния, все равно возможно провести совмещение модельных и реальных данных по давлению, получить достоверные параметры дренируемой зоны, оценить коэффициенты гидропроводности, скин-эффекта и формы. Такое поведение не покажет ни один специализированный график.

Исследование на неустановившемся режиме может дать четкую картину того, что в данный момент времени представляет собой система скважина – пласт. Анализ добычи охватывает гораздо более широкие временные рамки; и некоторые исходные допущения, верные при одном исследовании отдельной скважины, не действуют в течение всей истории эксплуатации скважины.

В исследованиях на неустановившемся режиме главным объектом является бесконечно действующее радиальное течение. Главным образом нас

интересует стабилизация производной Бурдэ. После обнаружения радиального режима специализированный анализ дает значение гидропроводности и суммарного эквивалентного скин-фактора. Эти значения можно уточнять и производить диагностику других поведений на скважинах, коллекторах и границах из различных частей отклика; однако отправной точкой всегда будет радиальный режим.

В анализе добычи же главным объектом является псевдоустановившееся состояние. Главным образом нас интересует единичный наклон на графике в двойном логарифмическом масштабе или графике Блэйсингейма. Специализированный анализ определяет размер области дренирования скважины из уклона, а отсекаемый отрезок становится функцией трех основных факторов: коэффициентов продуктивности скважины, гидропроводности и формы. Можно воспользоваться более сложными моделями, однако тогда возможно будет не хватать информации, чтобы определять дополнительные параметры. Но для этого можно использовать и результаты на неустановившихся режимах фильтрации.

Модели исследований на неустановившемся режиме учитывают скин-фактор, обусловленный дебитом. Также известно, что скважина может очищаться на первоначальном этапе эксплуатации. Поэтому продуктивность скважины не остается постоянной во время периода исследований. Однако есть разумное допущение по отдельной КВД, и возможна оптимизация по отдельной модели механического поведения скин-фактора. В анализе добычи же это маловероятно. Продуктивность скважины действительно изменяется со временем, и никакой приемлемый процесс оптимизации невозможен за длительный промежуток времени без учета скинфактора, обусловленного временем.

В таблице 2 представлено краткое сравнение достоинств и недостатков традиционных методов исследования и анализа добычи.

Таблица 2 – Общие черты и различия методологий ГДИС и АД [1]

	Гидродинамические исследования скважин (ГДИС)	**Анализ Добычи (АД)**
Теоретические основы	Аналогичные уравнения, принцип суперпозиции, аналитические и численные модели	
Временной диапазон	Часы, дни, недели	Недели, месяцы, годы
Источники данных	Данные ГДИС Пластоиспытатели Стационарные скважинные датчики	Измеренная добыча Замеры давления на поверхности Стационарные скважинные датчики
Исследуемая область пласта	Объем исследования достигнутый во время остановки скважины	Область дренирования скважины или группы скважин
Современные Диагностические графики	Билогарифмический график и производная Бурдэ	Билогарифмический график и график Блэйсингейма с производной Бурдэ
Основной режим течения для анализа Основные результаты	Бесконечный радиальный режим течения kh и скин-фактор	Псевдо установившийся режим Область дренирования
Диагностические возможности	От высоких до очень высоких	От средних до низких
Возможности долгосрочного прогноза	От средних до низких	От высоких до очень высоких
Основные достоинства	Высокая информативность результатов	Отсутствие необходимости остановки работы скважины для проведения исследования – нет потерь по добыче
Основные недостатки	Потери при добыче Затраты на проведение замеров Большая длительность исследования в низкопроницаемых коллекторах	Меньшая точность результатов Необходимость оборудования скважин стационарными глубинными манометрами или ТМС

2. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРЕДПОСЫЛОК ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Сведения о месторождении

Страницы 38-41 отсутствуют. Коммерческая тайна о месторождении.

2.2 Классификация систем ОРЭ на основе информативности ГДИС

В рамках исследования были проанализированы наиболее распространенные в российских нефтяных компаниях компоновки одновременно-раздельной закачки и одновременно-раздельной добычи в зависимости от доступности и информативности данных технологий при организации мониторинга индивидуальных параметров продуктивных пластов.

Для каждого вида скважинных компоновок одновременно-раздельной эксплуатации была рассмотрена возможность проведения в скажинах гидродинамических исследований для получения или уточнения индивидуальных параметров продуктивных пластов.

На основе проведенного анализа предложена классификация систем одновременно-раздельной эксплуатации (таблица 3) на основе информативности ГДИС.

Таблица 3 - Классификация систем ОРЭ на основе информативности ГДИС

Одновременно-раздельная добыча				**Одновременно-раздельная закачка**		
Однолифтовые			**Двухлифтовые**	**Однолифтовые**		**Двухлифтовые**
Без разобщения пластов	С разобщением пластов	2 способа мех. добычи	Параллельные/ Концентрические	Без разобщения пластов	С разобщением пластов	Параллельные/ Концентрические
Информативность ГДИС						
низкая	средняя	средняя	высокая	низкая	средняя	высокая

Системы ОРЭ с высокой информативностью ГДИС, а именно двухлифтовые системы, представленные в таблице, имеют недостаточную надежность конструкций компоновок и отличаются сложностью проведения ремонтных работ, поэтому данные вид технологий одновременно-раздельной эксплуатации не распространен на территории Западной Сибири и имеет точечный характер внедрения. Поэтому далее для проведения гидродинамических исследований скважины с данными компоновками не рассматриваются.

По итогам обобщения и анализа отечественных и зарубежных исследований и литературных источников определено, что однонасосные конструкции компоновок ОРЭ с разобщающими пакерами и различными запорными устройствами для отсечения пластов (системы мониторинга с разобщением пластов) в большинстве случаев являются наиболее предпочтительными для условий Западной Сибири.

2.3 Методика проведения гидродинамических исследований в скважинах, оснащенных однонасосной конструкцией ОРЭ с разобщающим пакером

Для многопластовых объектов информативными являются гидродинамические исследования в скважинах с применением пакера. При выполнении этих исследований пакером поочередно отсекается каждый продуктивный пласт или пропласток, проводится замер давления и температуры по каждому из продуктивных пластов. Замер дебита по каждому пласту не всегда возможен в связи с низкой надежностью скважинных расходомеров, используемых при одновременно-раздельной эксплуатации.

Для проведения достоверного гидродинамического исследования на неустановившихся режимах фильтрации перед остановкой скважины на КВД скважина должна быть выведена на установившийся режим фильтрации [1]. Далее производится замер восстановления давления по пласту во время остановки его эксплуатации. В идеальном случае остановка эксплуатации пласта должна проводиться до восстановления замеряемого давления до величины пластового давления.

Для надежного определения фильтрационных параметров многопластовых объектов используется технология, при которой каждый пласт многопластового объекта исследуется отдельно с использованием двухпакерной системы, отсекающей исследуемый пласт выше кровли и ниже подошвы.

2.4 Программные комплексы, применяемые для интерпретации ГДИС и анализа добычи

Обработка гидродинамических исследований и анализов добычи проводилось с помощью программного комплекса Saphir NL от компании KAPPA Engineering на базе платформы KAPPA-Workstation.

Saphir NL является отраслевым стандартом в области программного обеспечения по интерпретации ГДИС, используется практически всеми крупными международными и национальными НК, а также независимыми и сервисными компаниями. Простые интерфейс и последовательность работы обеспечивают быстрое (и отчасти самостоятельное) обучение новых пользователей. Для продвинутых пользователей программа предлагает уникальную комбинацию инструментов анализа, аналитических и численных моделей, а также взаимодействие с другими программами по анализу динамических данных, таких как Topaze NL для анализа добычи или Rubis для адаптации модели всего месторождения.

Topaze NL является программным обеспечением для обработки анализов добычи, полностью совместим с форматами данных и моделями Saphir NL.

2.5 Исходные данные для интерпретации кривой восстановления давления и анализа добычи

Для интерпретации гидродинамических исследований на неустановившихся режимах фильтрации (КВД) и анализа добычи были выбраны данные по гидродинамическим исследованиям эксплуатационной нефтяной скважины, которая оснащенна однонасосной компоновкой для одновременно-раздельной с разобщающим пакером.

Рассматриваемая скважина месторождения XXX вскрывает многопластовые объект, включающий два продуктивных нефтяных пласта: ЮВ1 и ЮВ10. Скважина эксплуатируется механизированным способом (ЭЦН).

Данная скважина была остановлена для записи КВД, также по каждому из пластов в процессе исследования необходимо провести анализ добычи.

Основная цель исследования на неустановившихся режимах фильтрации – на основе полученных данных по замеренному давлению во время остановки скважины на КВД и предоставленным данным по скважине оценить параметры пласта и скважины. Обработка исходных данных была произведена в ПО Kapra “Saphir”. Анализ добычи проводился по данным замеров давления и дебитов во время работы скважины за продолжительный период времени.

Целями анализа добычи является получение фильтрационных и энергетических параметров пластов на основе данных по замерам дебитов и давлений на протяжении длительного периода времени.

Для проведения интерпретации исследования методом КВД и анализа добычи использовались следующие данные: регулярные замеры дебита жидкости, замер забойного давления после остановки скважины, геолого-физическая характеристика пластов и флюидов рассматриваемого объекта, РИГИС по выбранным скважинам, карты месторождения с окружающими скважинами, отчеты ГРП (при наличии), данные по эксплуатации, геометрия скважин, инклинометрия, интервалы перфорации, глубина установки манометра и т.д.

Также предоставлена информация о регулярных замера дебита жидкости, геолого-физическая характеристика пластов и флюидов, РИГИС по выбранным скважинам, отчеты ГРП (при наличии) по соседним скважинам для создания численной модели при проведении анализа добычи.

Страницы 45-48 отсутствуют. Коммерческая тайна.

3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАННОЙ УСТАНОВКОЙ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1 Интерпретации кривой восстановления давления пластов ЮВ10 и ЮВ1, скважина №3026

Интерпретация КВД проводилась в два этапа: на первом этапе были проанализированы входные данные, их качество и степень корректности, на втором этапе – построена аналитическая модель. Забойное давление было пересчитано с глубин замеров на ВДП (верхние дыры перфорации) скважин.

3.1.1 Интерпретация КВД пласта ЮВ1, скважина № 3026

Для интерпретации исследования в программе “Saphir” построен график данных, показывающий изменение давления и дебита во времени (рисунок 8); диагностический график (рисунок 9); полулогарфмический график (рисунок 10).

Страница 49 отсутствует. Коммерческая тайна.

На диагностическом графике выход на радиальный режим течения не выделяется. В конце исследования наблюдается граница постоянного давления. Успешность исследования рекомендуется считать низкой, параметры - оценочными.

Также стоит отметить удовлетворительное схождение график замера и наложенной аналитической модели, вследствие наличия границы постоянного давления.

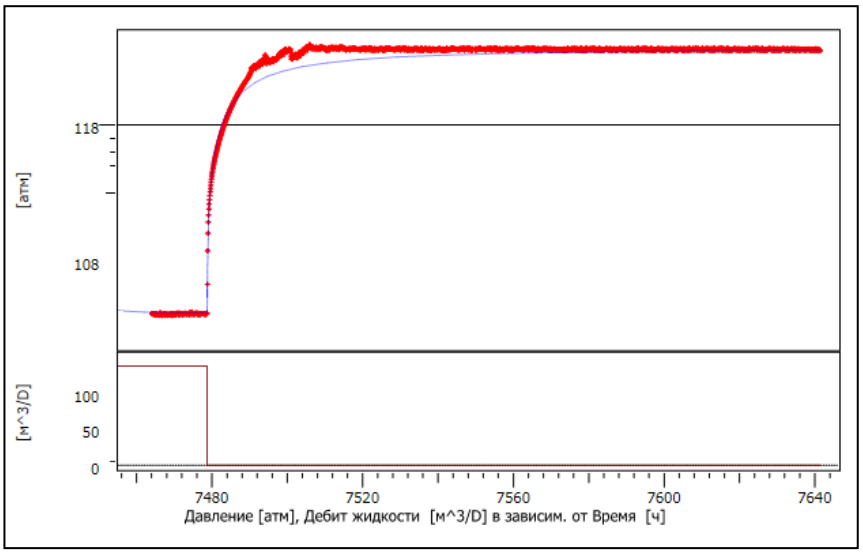


Рисунок 8 – График данных

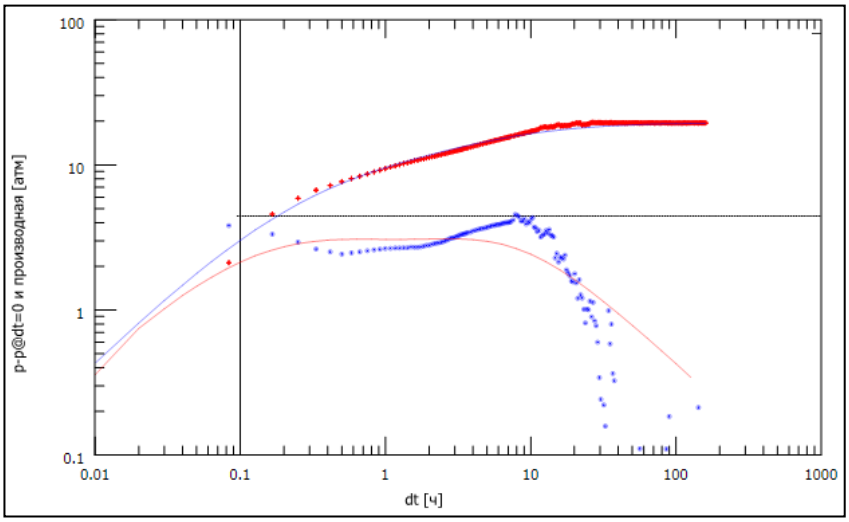


Рисунок 9 – Диагностический график

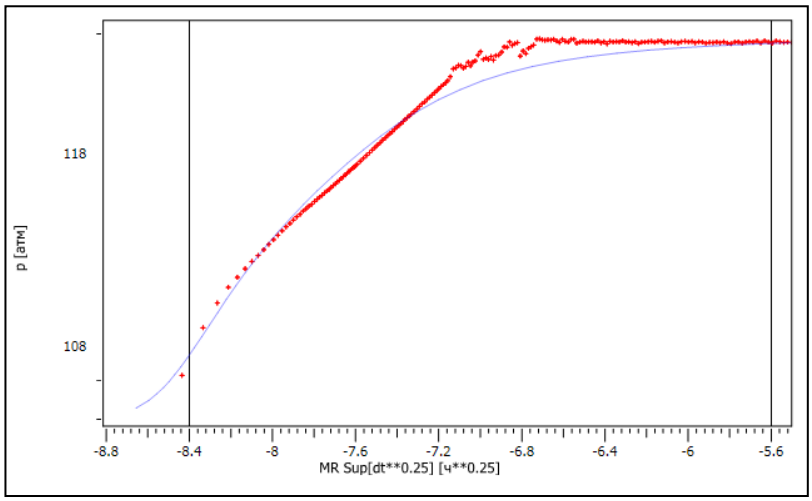


Рисунок 10 – Полулогарифмический график

Таблица 7 – Результаты интерпретации КВД пласта ЮВ1

Модель течения		**Трещина - конечная проводимость**
Модель границ		Один разлом
Модель ВСС		Классическая
Проницаемость общая (по жидкости)	**мД**	**1,16**
Скин поверхности трещины, Skin		0,001
Общий скин-фактор, Total Skin		**-3,78**
Пластовое давление на ВДП	**атм**	**127,6**
Пластовое давление на ВНК	атм	131,6
Коэффициент продуктивности	(м3/сут)/ат	6,89
Коэффициент ствола скважины	м3/(кг/см2)	0,12
Длина крыла трещины	м	35,2
Безразмерная проводимость трещины, FCD		0,3
Радиус исследования	м	119,453

3.1.2 Интерпретация КВД пласта ЮВ10, скважина № 3026

Страница 51 отсутствует. Коммерческая тайна.

Успешность исследования можно считать хорошей, результаты - достоверными.

Стоит также отметить хорошую сходимость графиков замеренных данных и кривых аналитической модели, что косвенно может свидетельствовать более высокой достоверности параметров, полученных в процессе интерпретации.

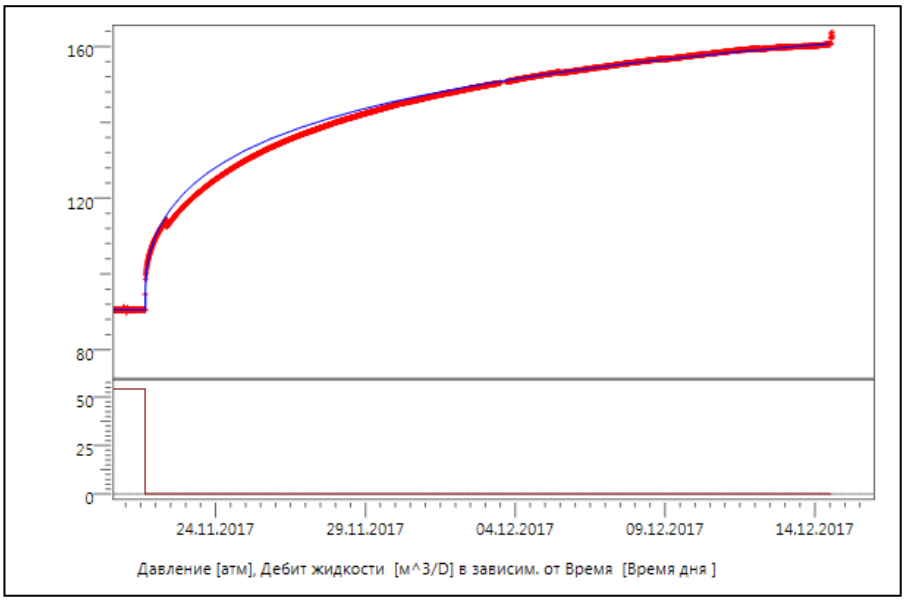


Рисунок 11 – График данных

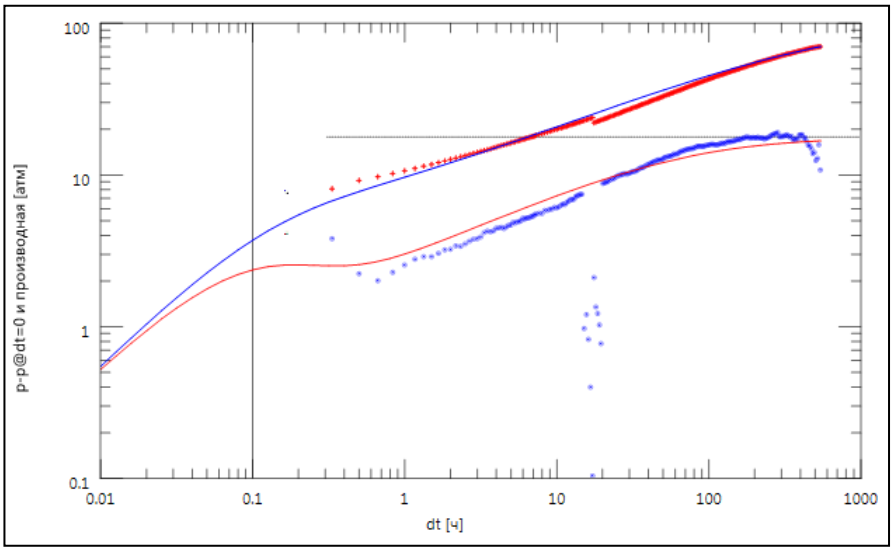


Рисунок 12 – Диагностический график

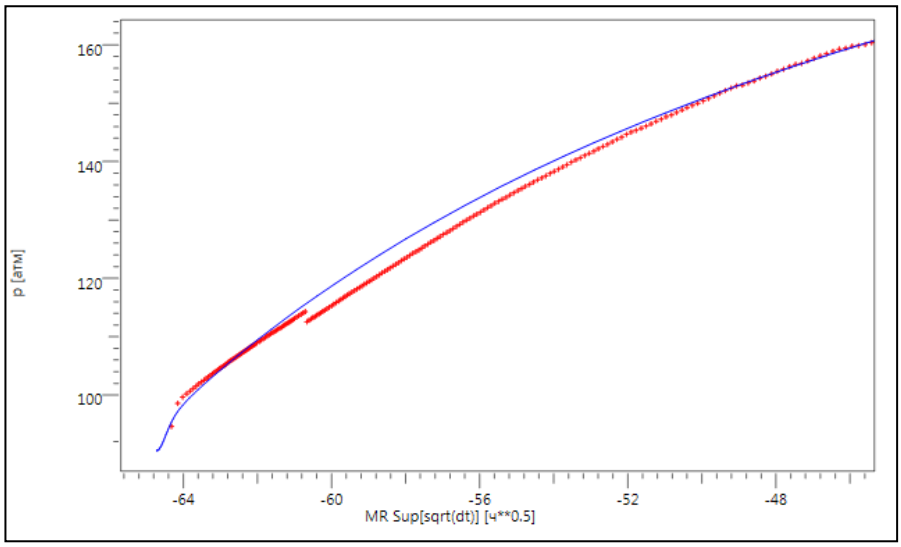


Рисунок 13 – Полулогарифмический график

Таблица 8 – Результаты интерпретации КВД пласта ЮВ10

Модель течения		**Трещина - конечная проводимость**
Модель границ		Бесконечн.
Модель ВСС		Классическая
Проницаемость общая (по жидкости)	**мД**	**0,88**
Скин поверхности трещины, Skin		0,1
Общий скин-фактор, Total Skin		**-5,39**
Пластовое давление на ВДП	**атм**	**162,3**
Пластовое давление на ВНК	атм	165,3
Коэффициент продуктивности	(м3/сут)/ат	1,51
Коэффициент ствола скважины	м3/(кг/см2)	0,0396
Длина крыла трещины	м	56
Безразмерная проводимость трещины, FCD		40,0
Радиус исследования	м	209

3.2 Применение анализа добычи для пластов ЮВ10 и ЮВ1, скважина №3026

Анализ добычи на скважине №3026 по каждому из продуктивных пластов проводился в три этапа:

– на первом этапе были проанализированы входные данные, их качество и степень корректности;

– на втором этапе – построена аналитическая модель, учитывающая только рассматриваемую скважину;

– на третьем этапе проанализировано влияние соседнего фонда скважин и построена численная модель и сделан прогноз изменения дебита жидкости.

Основная цель данного исследования – в течение длительного времени отслеживать параметры работы скважины (давление и дебит), на основе полученной зависимости сделать прогноз дальнейшего изменения добычи и оценить параметры пласта и скважины на основе метода.

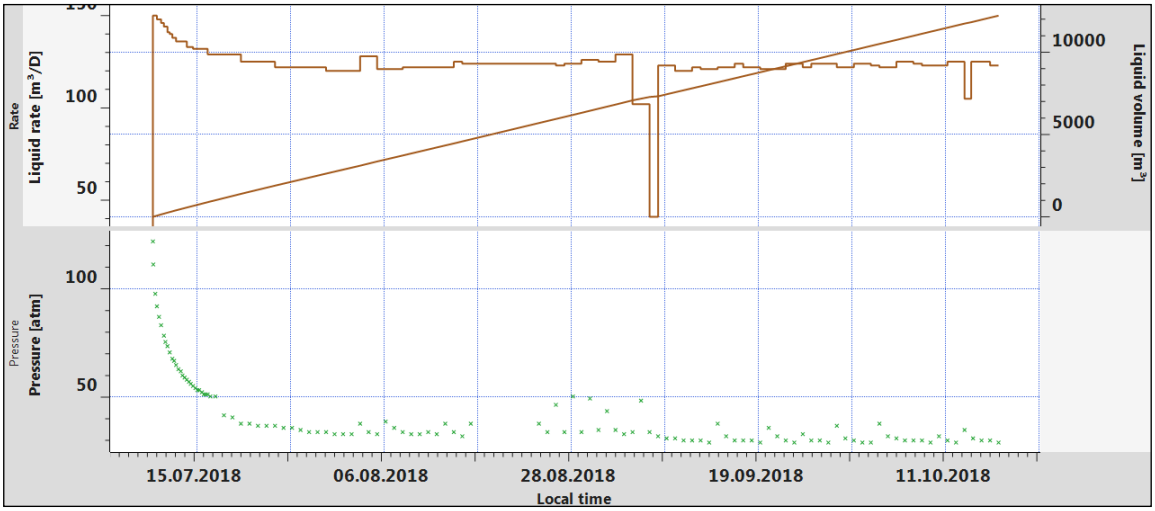
Для обработки замеров использовались современные методы Анализа добычи. Забойное давление было пересчитано с глубин замеров на ВДП (верхние дыры перфорации) скважин. Обработка исходных данных была произведена в ПК “Topaze” Kappa (Workstation G5).

Как было сказано ранее, в данном виде исследования особую важность имеет корректность входной информации. Таким образом, на первом этапе рассматриваемая скважина была проанализирована на предмет согласованности и логичности дебитов и давлений, полноты и степени дискретности замеров. Качество данных рассматриваемой скважины было охарактеризовано как удовлетворительное вследствие неточности в замерах дебитов по продуктивным пластам.

На рисунках 14 и 15 представлены данные по забойному давлению, пересчитанному на ВДП, и промысловые замеры дебита жидкости (по данным «шахматки»), совместно с накопленным объёмом дебита.

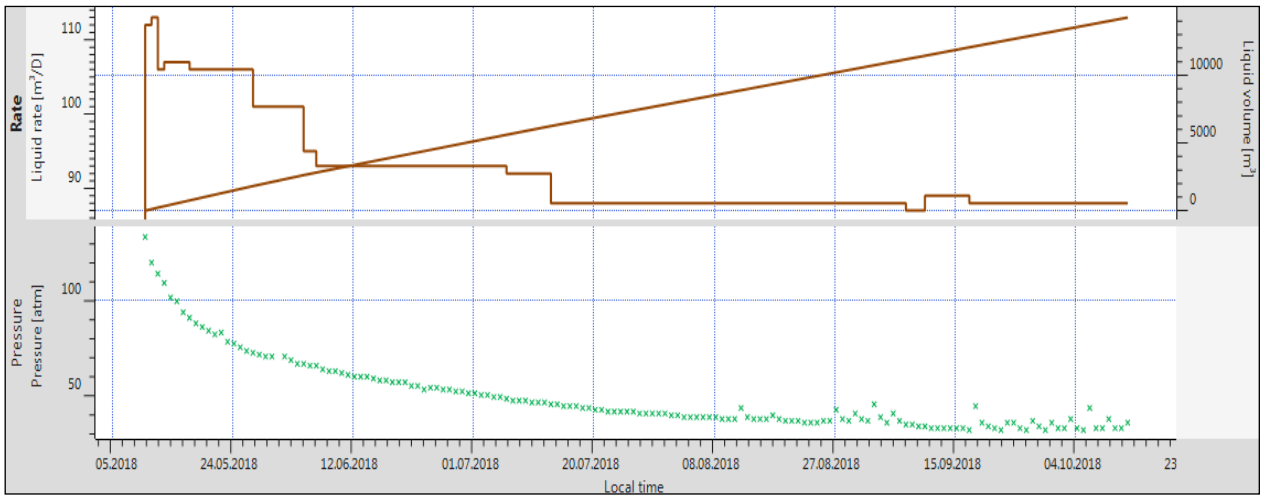
В тренде забойного давления по скважине №3026, пласт ЮВ1 и ЮВ10, просматривается тенденция к быстрому снижению, затем наблюдается стабилизация забойного давления. Средний тренд изменения среднесуточной добычи сопоставляется с забойным давлением.

Для пласта ЮВ1 выбран интервал времени после остановки скважины для проведения наземного ремонта оборудования. В течение исследуемого периода дебит жидкости относительно стабилен.



- промысловые данные по замеру дебита, м^3/сут;
- накопленный объем добычи, м^3/сут;
-запись давления с датчика ТМС, пересчитанная на глубину ВДП, кгс/см^2;

Рисунок 14 – Общий вид исходных данных для анализа по скважине №3026, пласт ЮВ1



- промысловые данные по замеру дебита, м^3/сут;
- накопленный объем добычи, м^3/сут;
-запись давления с датчика ТМС, пересчитанная на глубину ВДП, кгс/см^2;

Рисунок 15 – Общий вид исходных данных для анализа по скважине №3026, пласт ЮВ10

Для пласта ЮВ10 выбран интервал времени после остановки скважины для записи кривой восстановления давления, после чего забойное давление постепенно снижается и стабилизируется. В течение исследуемого периода дебит жидкости имеет тенденцию уменьшения.

3.2.1 Создание аналитической модели

Для проведения интерпретации в ПО Kappa (Workstation G5) “Topaze” были занесены данные параметров флюидов и пластов ЮВ1 и ЮВ10.

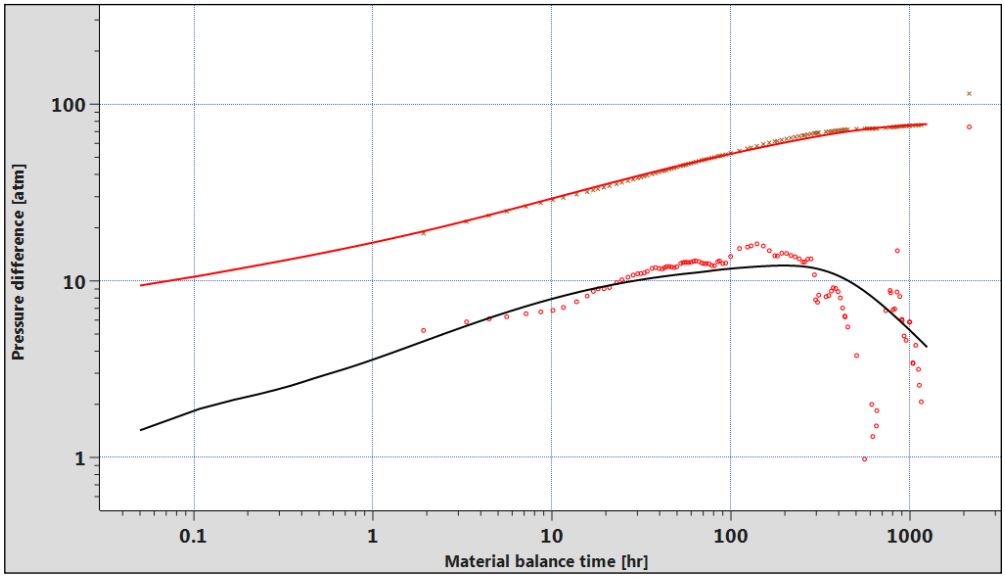
В рамках аналитического моделирования были построены и учтены: диагностический график, график Блэйсингейма и график динамики добычи с накопленной добычей по двум пластам.

Анализ диагностического графика, как одного из основных современных методов анализа добычи – позволяет учесть изменение забойного давления во времени, выделить режимы течения и определить основные искомые параметры пласта. Эффект ВСС не выражен на графике ввиду особенностей методики.

По диагностическому графику анализа добычи скважины №3026, пласт ЮВ1, (рисунок 16) в начальный период прослеживается линейный режим течения, который обусловлен проводимым ранее на скважине ГРП. В более поздний период можно выделить участок стабилизации производной, соответствующий позднему радиальному режиму течения, по которому определяется параметр kh/μ и выражается проницаемость пласта – k. Далее наблюдается выход на псевдоустановившийся режим. Поведение производной давления в период псевдоустановившегося режима течения обусловлено влиянием границ.

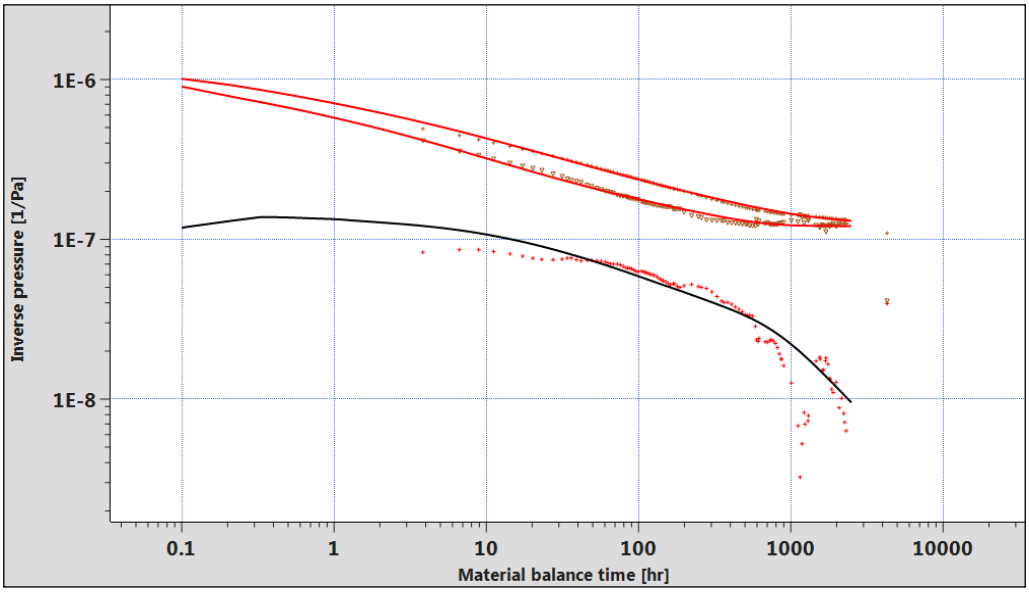
С учетом вышесказанного, для интерпретации использовалась модель скважины с трещиной конечной проводимости в однородном пласте с границей постоянного давления.

После проведения адаптации можно наблюдать хорошую степень совмещения смоделированных кривых с замеренными данными (рисунок 16 и 17).



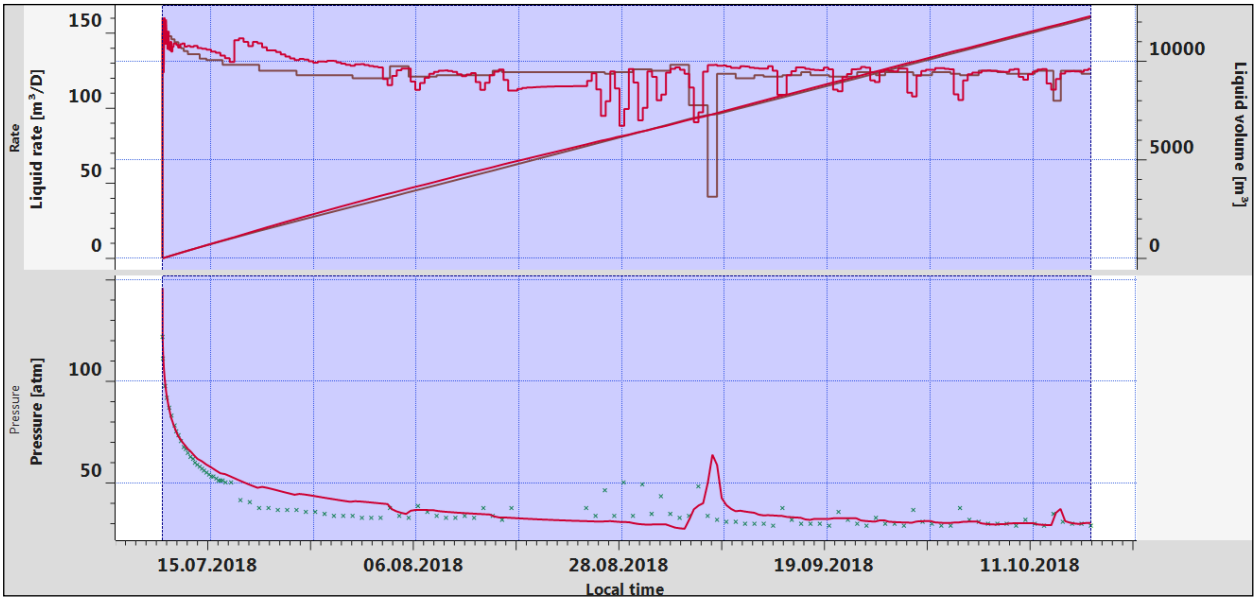
- приведенное давление;
- производная приведенного давления;
- кривая приведенного давления, полученная путем математического моделирования;
- кривая производной приведенного давления, полученная путем математического моделирования

Рисунок 16 – Диагностический график аналитической модели скважины №3026, пласт ЮВ1



- давление;
- приведенное давление;
- производная приведенного давления;
- моделирование давление;
- кривая приведенного давления, полученная путем математического моделирования;
- кривая производной приведенного давления, полученная путем математического моделирования

Рисунок 17 – График Блэйсингейма аналитической модели скважины №3026, пласт ЮВ1



- промысловые данные по замеру дебита, м^3/сут;

- накопленный объем добычи, м^3;

- запись давления, полученная с датчика ТМС и пересчитанная на отметку ВДП, кгс/см^2;

- кривые, полученные путем математического моделирования

Рисунок 18 – График истории добычи аналитической модели скважины №3026, пласт ЮВ1

В таблице 9 представлены результаты аналитического моделирования в процессе анализа добычи по пласту ЮВ1.

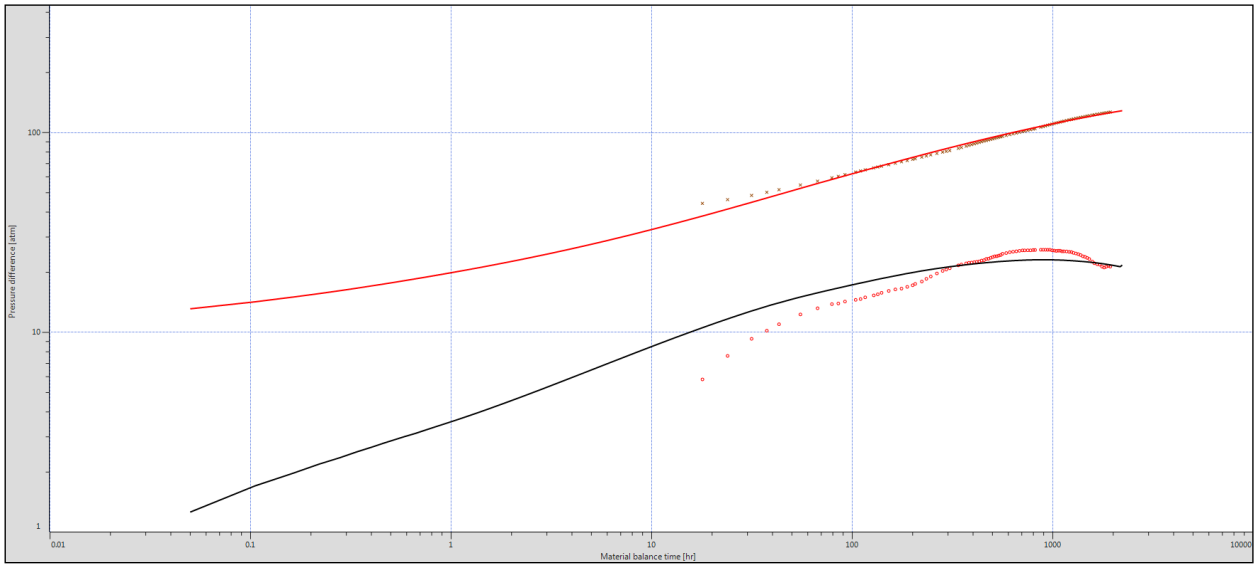
Таблица 9 – Результаты аналитического моделирования, пласт ЮВ1

Параметры	Значения
Проницаемость, мД	0,96
Гидропроводность, мД*м/сП	43,30
Пьезопроводность м^2/с	0,009
Подвижность, мД/сП	4,52
Кпрод, м^3*см^2/кгс*сут	0,52
Полный скин-фактор	-2,95
Длина крыла трещины, м	34,1

Далее рассмотрим результаты аналитического моделирования скважины №3026, пласт ЮВ10. По диагностическому графику анализа добычи (рисунок 19) можно выделить участки линейного и билинейного течений (характерные для трещины), период стабилизации производной, соответствующий позднему радиальному режиму течения, по которому определяется параметр kh/μ и выражается проницаемость пласта – k. Далее наблюдается выход на

псевдоустановившийся режим. Поведение производной давления в период псевдоустановившегося режима течения обусловлено влиянием границ, связанных с работой соседнего фонда скважин.

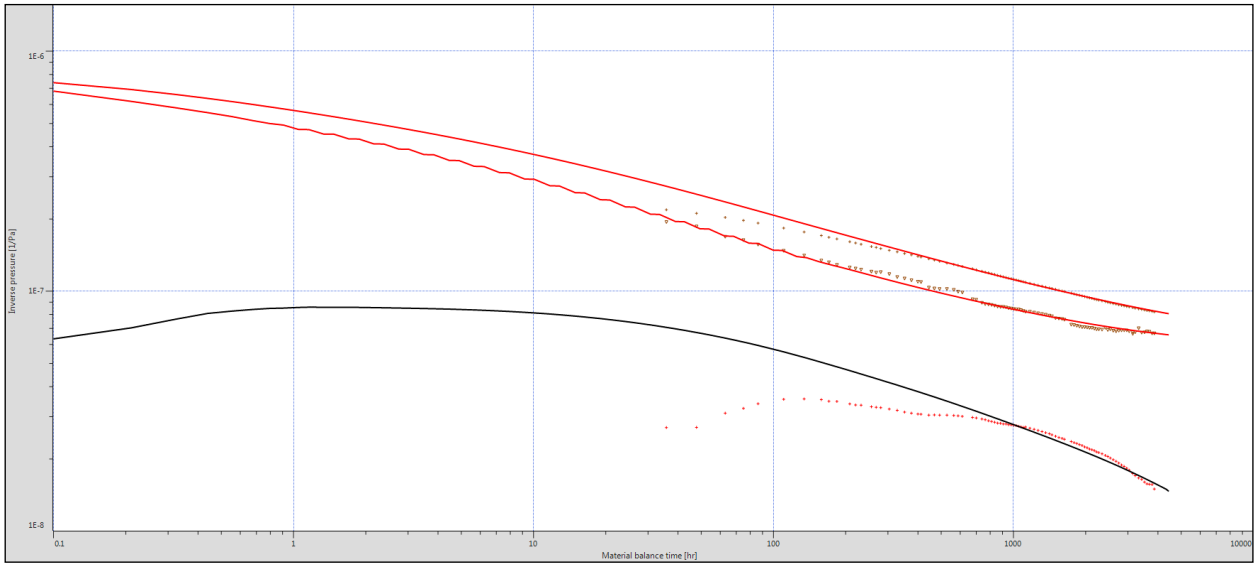
С учетом вышесказанного, для интерпретации использовалась модель трещины – конечной проводимости в однородном пласте.



- приведенное давление;
- производная приведенного давления;
- кривая приведенного давления, полученная путем математического моделирования;
- кривая производной приведенного давления, полученная путем математического моделирования

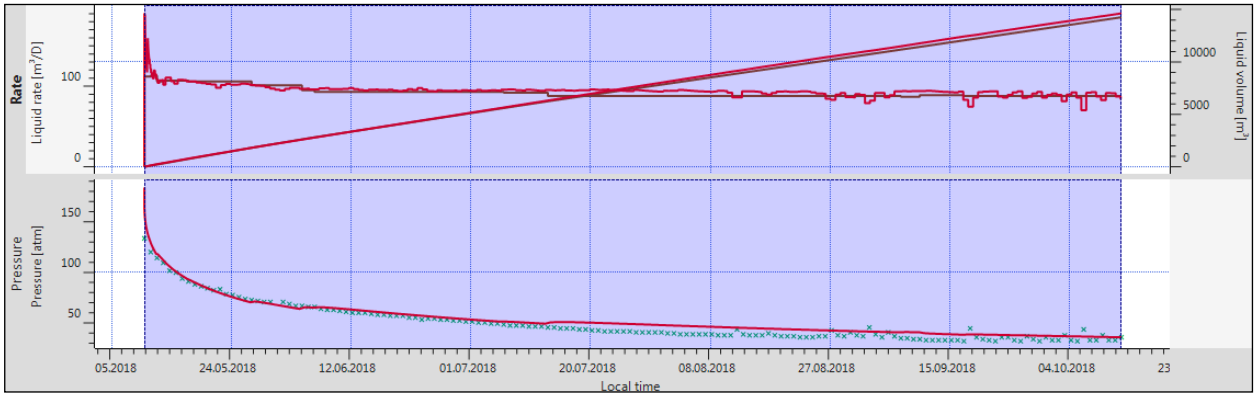
Рисунок 19 – Диагностический график аналитической модели скважины №3026, пласт ЮВ10

На графиках Бласингейма и истории динамики добычи по результатам проведенной интерпретации наблюдается удовлетворительная сходимость модели и замеренных данных (рисунок 20 и 21).



- давление;
- приведенное давление;
- производная приведенного давления;
- моделирование давление;
- кривая приведенного давления, полученная путем математического моделирования;
- кривая производной приведенного давления, полученная путем математического моделирования

Рисунок 20 – График Блэйсингейма аналитической модели скважины №3026, пласт ЮВ10



- промысловые данные по замеру дебита, м^3/сут;
- накопленный объем добычи, м^3;
- запись давления, полученная с датчика ТМС и пересчитанная на отметку ВДП, кгс/см^2;
- кривые, полученные путем математического моделирования.

Рисунок 21 – График истории добычи аналитической модели скважины №3026, пласт ЮВ10

В таблице 10 представлены результаты аналитического моделирования в процессе анализа добычи по пласту ЮВ10.

Таблица 10 – Результаты аналитического моделирования, пласт ЮВ10

Параметры	**Значения**
Проницаемость, мД	0,75
Гидропроводность, мД*м/сП	53,8
Пьезопроводность $м^2/с$	0,004
Подвижность, мД/сП	3,95
Кпрод, $м^3*см^2/кгс*сут$	0,67
Полный скин-фактор	-4,87
Длина крыла трещины, м	59,9

В ходе проведенных построений аналитических моделей для рассматриваемых скважин были получены оценки проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности, kh и скин-фактора.

Так же стоит отметить, что в связи с редкими замерами дебитов скважин, полученные параметры имеют среднюю степень достоверности (погрешность результатов не более 20%).

3.2.2 Создание численной модели

После того, как была получена оценка параметров пласта и скважины в ходе построения аналитической модели, был осуществлен третий этап проведения интерпретации – создание модели с учетом влияния скважин окружения.

В процессе создания 3D модели (численное моделирование) участков расположения анализируемых скважин и скважин их окружения (“Topaze”), были использованы эффективные перфорированные мощности, рассчитанные по РИГИС. Сжимаемости для нефти, газа, воды, а также общая сжимаемость системы получены в ПО Kappa “Topaze”, согласно используемым для интерпретации параметрам.

Для всех участвующих в исследовании скважин, была создана карта с учётом расположения соседних скважин относительно исследуемых скважины (рисунок 22).

История по скважинам окружения была задана с момента задания истории по исследуемой скважине. Учитывались конфигурации скважин и им соответствующие эффективные мощности пласта.

При создании модели участка учитывались ГРП и автоГРП на скважинах окружения, исходя из данных о проведении ГРП, а также наличия/отсутствия характерных течений на предыдущих ГДИС скважин. Параметры трещин задавались по результатам предыдущих исследований или отчетов о ГРП.

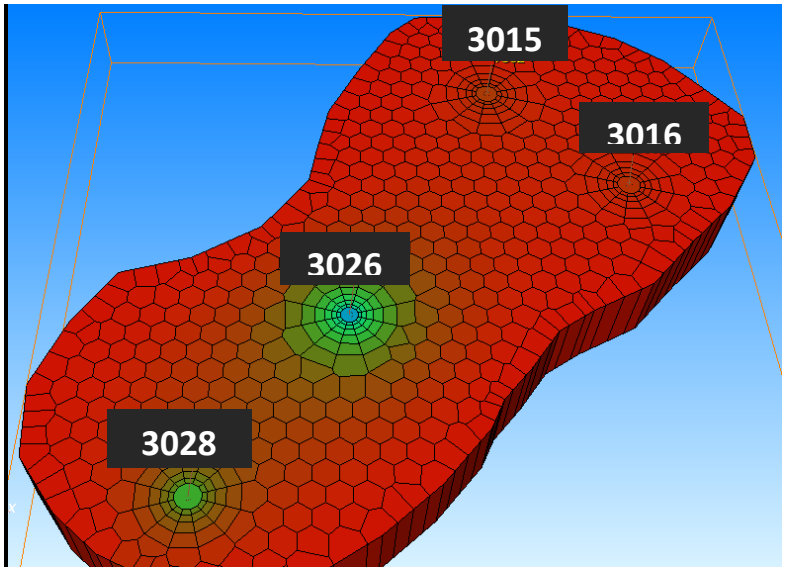


Рисунок 22 – Фрагмент модели анализируемого участка скважин №3026 XXX месторождения

Таким образом, задача подготовительного этапа численного моделирования – максимально точно и просто отразить специфику коллектора, а также конфигурацию скважин и их показатели разработки.

После задания истории по скважинам окружения и создания контура производилось моделирование до наилучшего совмещения исходных данных с моделью. При первичной адаптации численной модели используются параметры, полученные при аналитическом моделировании. В случае хорошей сопоставимости можно сделать заключение о корректности аналитической модели.

В случае если с параметрами системы, полученные при аналитическом моделировании, наблюдается некоторое расхождение численных и замеренных кривых, возможна их корректировка. Но если для адаптации необходимо внести значительные изменения в моделирующие параметры, можно сделать вывод либо о некорректности аналитической модели, либо о недостаточно полном описании пласта или окружения скважины.

После задания истории по скважинам окружения и создания контура производилось моделирование до наилучшего совмещения исходных данных с моделью. В ходе проведенного моделирования получено удовлетворительное качество совмещения смоделированной кривой и дебита, что является косвенным подтверждением достоверности полученных в ходе интерпретации оценок параметров.

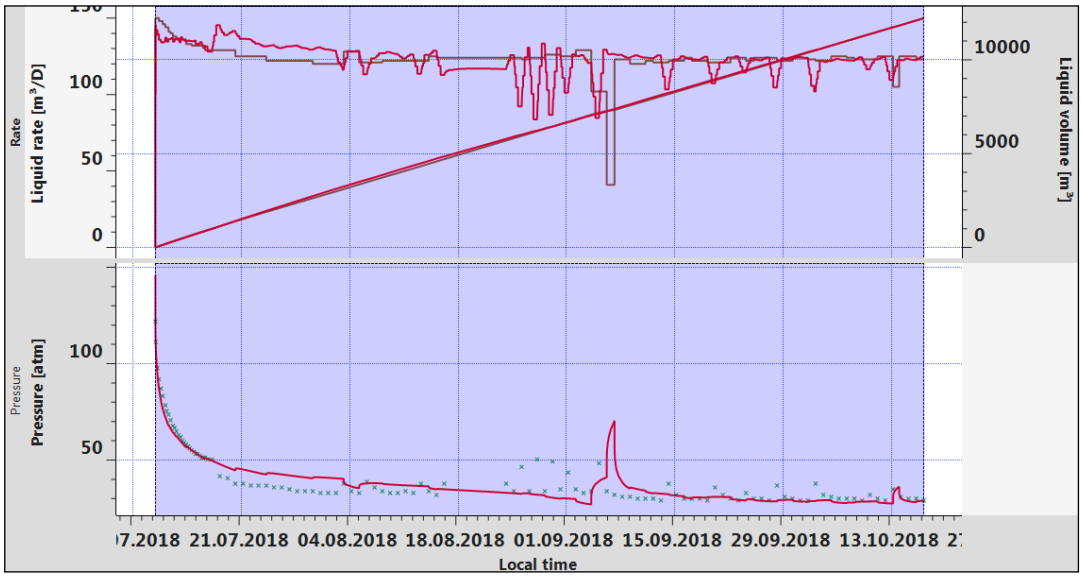
Диагностические графики, после подключения соседних скважин, значительно не изменились в сравнении с аналитической моделью. Однако было повторно произведено «укладывание» графиков, а, следовательно, изменение искомых параметров (проницаемость, пластовое давление, скин-фактор). В связи с этим эффекты взаимовлияния скважин на участке имеющихся данных присутствуют.

В целом в результате проведения численного моделирования могут получаться многочисленные варианты. Чем более полно и корректно была воссоздана реальная картина работы участка – тем больше будет сходимость реальных замерных данных и смоделированных системой. Расшифровка полученных в результате численного моделирования результатов является одним из наиболее интеллектуально емких процессов анализа добычи. Причины той или иной картины почти для каждой системы скважин являются индивидуальными.

Таким образом, для рассматриваемой скважины в результате численного моделирования получено удовлетворительное качество совмещения смоделированной кривой и дебита, как показано на графиках (рисунки 23 и 24),

что является подтверждением достоверности полученных в ходе интерпретации оценок параметров.

Диагностические графики, после подключения соседних скважин, значительно не изменились в сравнении с аналитической моделью. В связи с этим можно сделать вывод о наличии эффектов взаимовлияния между скважинами внутри рассматриваемого участка. Воссозданная моделью система приближенно отображает реальную картину работы данных участков.

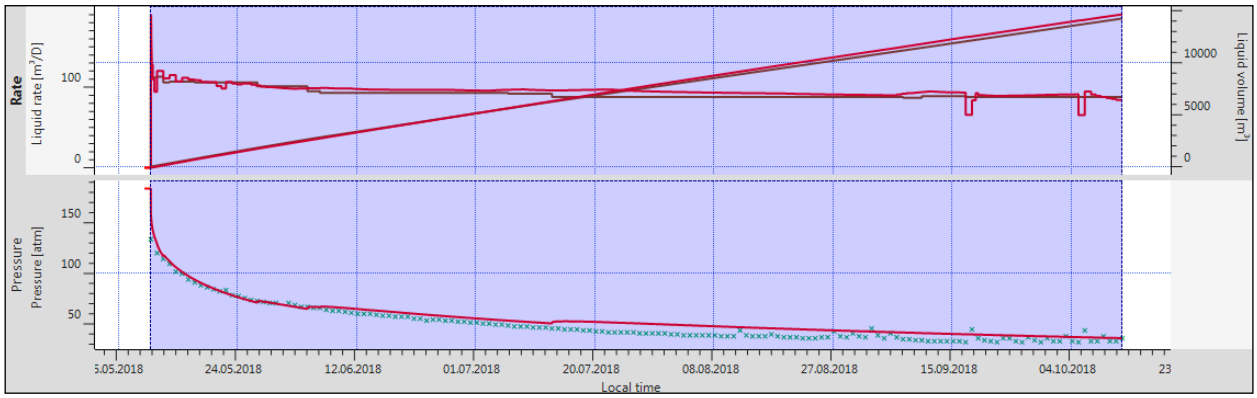


- промысловые данные по замеру дебита, м^3/сут;
- накопленный объем добычи, м^3;
- запись давления, полученная с датчика ТМС и пересчитанная на отметку ВДП, кгс/см^2;
- кривые, полученные путем математического моделирования

Рисунок 23 – График динамики добычи при численном моделировании скважины №3026, пласт ЮВ1

Однако стоит заметить, что всегда существует неопределённость в оценке параметров скважины и пласта при моделировании с учетом влияния контура и скважин окружения, поэтому проведённое моделирование поведения давления и дебита в ПО Kappa “Topaze” не позволяет с высокой степенью достоверности описать все реальные процессы, происходящие в пласте (направленность неоднородности распределения фильтрационно-ёмкостных свойств пласта, интерференция скважин и т.д.). Кроме того, возможна

погрешность в замере дебитов/приёмистости, что может привести к погрешности численного моделирования. Таким образом, в результате численного моделирования были уточнены ранее полученные параметры пласта и скважин.



- промысловые данные по замеру дебита, м^3/сут;

- накопленный объем добычи, м^3;

- запись давления, полученная с датчика ТМС и пересчитанная на отметку ВДП, кгс/см^2;

- кривые, полученные путем математического моделирования

Рисунок 24 – График динамики добычи при численном моделировании скважины №3026, пласт ЮВ10

Таблица 11 – Результаты численного моделирования, пласт ЮВ1

Параметры	Значения
Проницаемость, мД	0,96
Гидропроводность, мД*м/сП	43,30
Пьезопроводность м^2/с	0,009
Подвижность, мД/сП	4,52
Кпрод, м^3*см^2/кгс*сут	0,52
Полный скин-фактор	-3,08
Длина крыла трещины, м	34,0

Таблица 12 – Результаты численного моделирования, пласт ЮВ10

Параметры	Значения
Проницаемость, мД	0,75
Гидропроводность, мД*м/сП	53,8
Пьезопроводность м^2/с	0,004
Подвижность, мД/сП	3,95
Кпрод, м^3*см^2/кгс*сут	0,67
Полный скин-фактор	-4,82
Длина крыла трещины, м	59,75

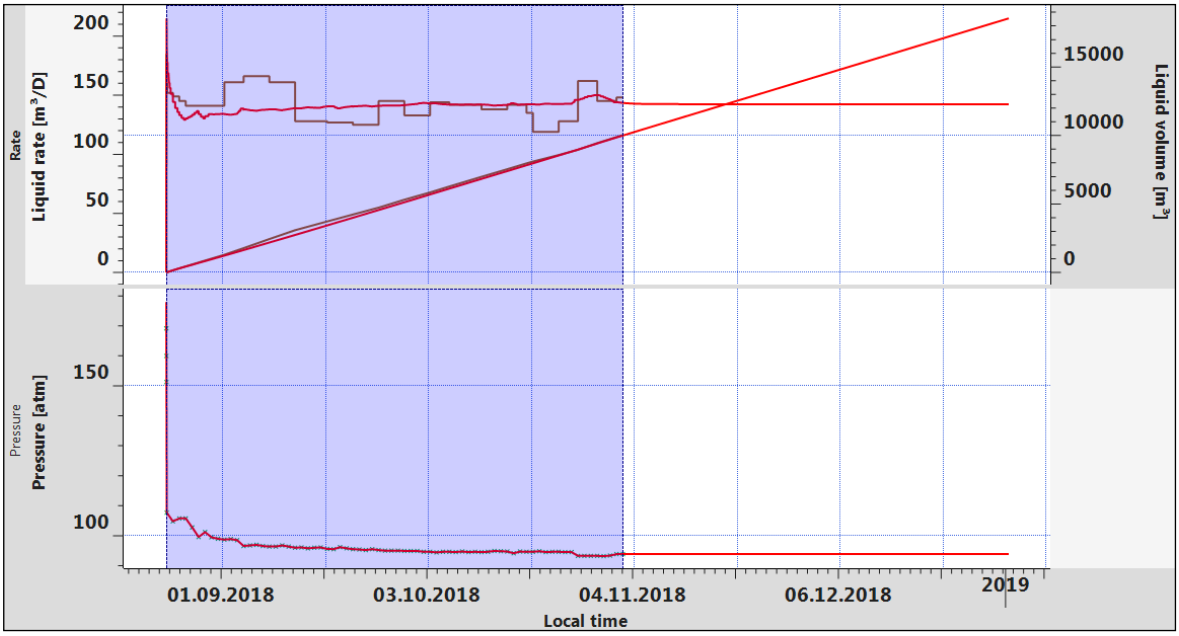
3.2.3 Прогноз работы скважины

После окончательного выбора модели, для скважины по каждому из пластов был проведен прогноз динамики добычи. Прогноз осуществляется путем задания сценария изменения динамического (рабочего) давления или дебита скважины на прогнозный период. Выбор прогнозного интервала для каждой скважины индивидуален, и зависит от качества и объема предоставленных данных. Программный комплекс предоставляет возможность проводить прогноз динамики забойного давления при различных режимах добычи, и наоборот, определить тренд изменения дебита при различных вариациях забойного давления. Прогноз работы скважин проводится с условием неизменного режима работы скважин окружения.

Прогноз изменения дебита скважины №3026, пласт ЮВ1, (рисунок 25) проведён при условии постоянного забойного давления и неизменного режима работы скважин окружения на период 2 месяца.

Таким образом, при постоянном забойном давлении на ВДП (ЮВ1) дебит жидкости за два месяца уменьшится, примерно, на 1,1%. Однако данный прогноз изменения дебита следует считать оценочным, по следующим причинам:

- забойное давление считается фактически неизменным;
- смена режима работы скважины не учитывается;
- не учитываются возможные изменения режима работы соседних скважин в последующий после Анализа добычи период времени.



- промысловые данные по замеру дебита, м^3/сут;

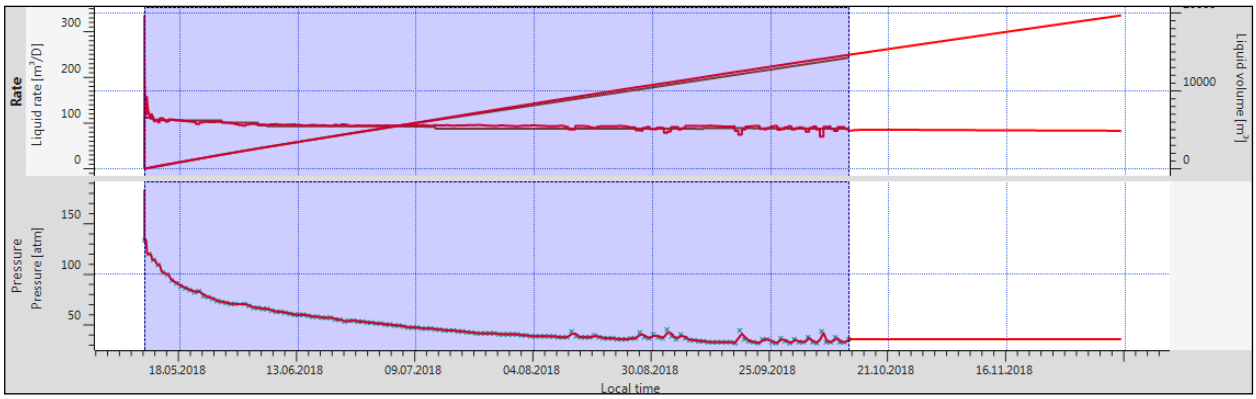
- накопленный объем добычи, м^3;

- запись давления, полученная с датчика ТМС и пересчитанная на отметку ВДП, кгс/см^2;

- кривые, полученные путем математического моделирования.

Рисунок 25 – Прогноз изменения дебита скважины №3026, пласт ЮВ1

Прогноз изменения дебита скважины №3026, пласт ЮВ10, (рисунок 26) проведён при условии постоянного забойного давления и неизменного режима работы скважин окружения на период 2 месяца. При постоянном забойном давлении на ВДП (ЮВ10) дебит жидкости за два месяца уменьшится, примерно, на 1,2%.



- промысловые данные по замеру дебита, м^3/сут;

- накопленный объем добычи, м^3;

- запись давления, полученная с датчика ТМС и пересчитанная на отметку ВДП, кгс/см^2;

- кривые, полученные путем математического моделирования.

Рисунок 26– Прогноз изменения дебита скважины №3026, пласт ЮВ10

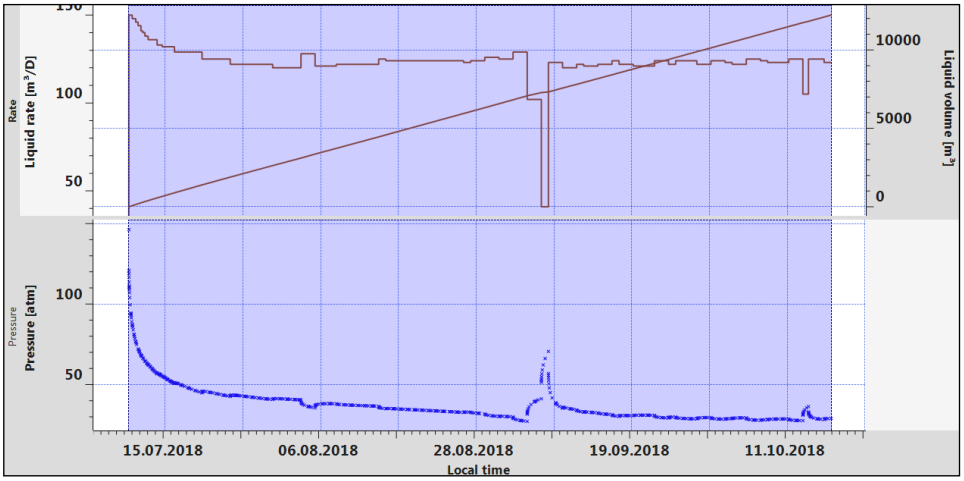
3.2.4 Адаптация динамического пластового давления

В начале интерпретации для расчета производной необходимо задать текущее пластовое давление, которое и будет являться результатом интерпретации. Начальный подбор значения осуществляется на основе априорной информации: результатов предыдущих исследований, данных по соседним скважинам, карт изобар и технологической документации. Проведя анализ входных данных, интерпретатор определяет значение давления, которое на его взгляд, соответствует текущему состоянию работы скважины. После проведения интерпретации выбранное значение необходимо уточнить путем адаптации с полученными параметрами системы.

Суть методики заключается в построении тестовой модели кривой восстановления давления в ПО «Saphir» на основе полученных в ходе анализа добычи параметров пласта, а также замеренных данных по дебиту и забойному давлению, или же воспроизведению динамики забойного давления в ПО «Topaze». При правильных полученных параметрах системы забойное давление сгененриованной тестовой модели должно совпасть с реальным забойным давлением скважины. История работы скважин для тестового проекта задается на весь рассматриваемый в исследовании период.

Адаптация модели производится до момента совмещения смоделированной точки забойного давления перед тестовой «остановкой» скважины со значением последнего замеренного давления путем задания различных значений Pi. В случае, если для адаптации необходимо значительное изменение пластового давление, полученные в результате Анализа добычи параметры считаются некорректными, и проводится повторная интерпретация.

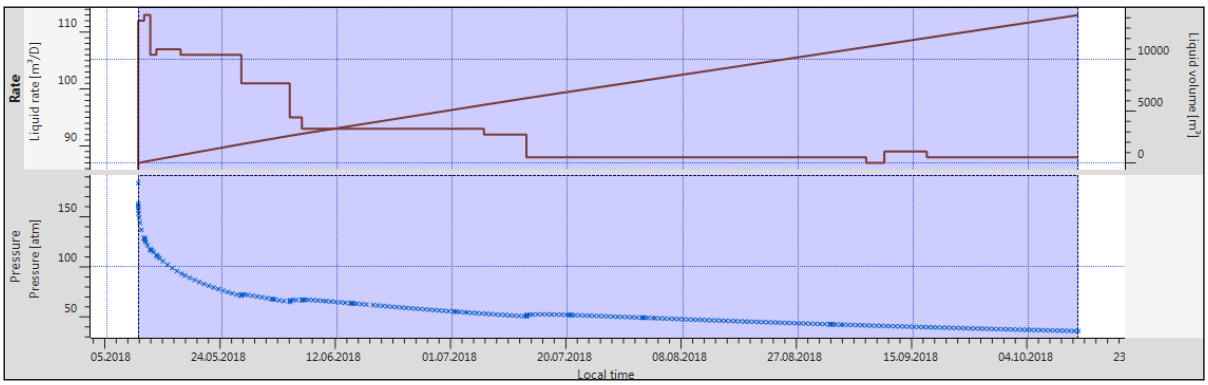
В случае скважины №3026, пласт ЮВ1 и ЮВ10, для тестового режима использовано значение проницаемости и скин-фактора, полученное в результате моделирования в ПО «Topaze» (рисунок 27 и 28).



— - промысловые данные по замеру дебита, м3/сут;
- смоделированная кривая давления, кгс/см2.

Рисунок 27 – Адаптация параметров модели к забойного давления скважины №3026, пласт ЮВ1

Подобранное в результате адаптации значение начального давления (Pi) и будет являться решением. В данном случае адаптация проводилась по последнему значению забойного давления предоставленных данных. Таким образом, значение экстраполированного пластового давления пласта ЮВ1 на отметку ВДП составило 129,18 атм.



— - промысловые данные по замеру дебита, м3/сут;
- смоделированная кривая давления, кгс/см2.

Рисунок 28– Адаптация параметров модели к забойного давления скважины №3026, пласт ЮВ10

Значение экстраполированного пластового давления пласта ЮВ1 на отметку ВДП составило 163,35 атм.

4. ОЦЕНКА КОРРЕКТНОСТИ ГДИ СКВАЖИНЫ, ОСНАЩЕННОЙ ОДНОПАКЕРНОЙ ОДНОНАСОСНОЙ КОНСТРУКЦИЕЙ ДЛЯ ОРЭ

4.1 Сравнение результатов интерпретации КВД и анализа добычи

Методы анализа добычи и стандартных гидродинамических исследований скважин пользуются одними и теми же исходными допущениями в отношении применения уравнения пьезопроводности и ограничивающих условий. Большинство разработанных в ГДИС аналитических и численных моделей можно использовать для анализа добычи с незначительными корректировками.

Исследование на неустановившемся режиме может дать четкую картину того, что в данный момент времени представляет собой система скважина – пласт. Анализ добычи охватывает гораздо более широкие временные рамки, и некоторые исходные допущения, верные при одном исследовании отдельной скважины, не действуют в течение всей истории эксплуатации скважины.

Значения kh и скин-фактора, полученные в результате анализа добычи, как правило, несколько уступают в точности результатам классических ГДИС (КВУ, КВД). Основная причина – низкое качество входной информации (низкая разрешающая способность ТМС, редкие замеры дебита и т.д.).

В работе проведена интерпретация кривой восстановления давления и анализ добычи по каждому их продуктивных пластов многопластового объекта с целью оценить возможность применения анализа добычи для многопластовых месторождений в качестве дополнения к классическим гидродинамическим исследованиям скважин на неустановившихся режимах фильтрации.

Далее приведено сравнение результатов интерпретации ГДИС на неустановившихся режимах – КВД и анализа добычи по каждому из продуктивных пластов скважины №3026 по пластовому давлению на ВДП, проницаемости и полного скин-фактора, полученных в процессе исследования (таблица 13).

Таблица 13 – Сопоставление результатов интерпретации КВД и анализа добычи

Скважина №3026	**Пласт ЮВ1**			**Пласт ЮВ10**		
	Рпл (ВДП), атм	k, мД	Полный скин-фактор	Рпл (ВДП), атм	k, мД	Полный скин-фактор
Интерпретация КВД	127,6	0,16	-3,78	162,3	0,88	-5,39
Анализ добычи	129,18	0,96	-3,01	163,35	0,75	-4,82

Сравнение результатов интерпретации КВД и анализа добычи свидетельствует о том, что для определения параметров системы скважина-пласт также достаточно достоверным является применение анализа добычи. В связи с этим целесообразно рекомендовать анализ добычи как дополнение к стандартным гидродинамическим исследованиям а неустановившихся режимах фильтрации.

Анализ добычи имеет свои преимущества перед стандартными ГДИС. Преимущества анализа добычи заключаются в том, что проведение наиболее информативных гидродинамических исследований с записью КВД, как правило, сопровождается значительными финансовыми потерями вследствие вынужденного снижения добычи нефти, вызванного остановками скважин, и затрат на инструментальные замеры. Кроме того, проведение ГДИС с закрытием скважины может быть сильно осложнено последствиями влияния газа, различными технологическими ограничениями и т.д.

Также с помощью анализа добычи проводится прогноз изменения динамики добычи или давления, что является необходимым для контроля эксплуатации продуктивных пластов. С помощью АД можно оценить влияние скважин ближайшего окружения, оценить эффективность применения метода поддержания пластового давления, рассмотреть возможные причины падения дебита или снижения пластового давления, поэтому АД как дополнение к стандартным ГДИС позволяет расширить границы гидродинамических исследований скважины.

4.2 Сопоставление энергетических параметров соседних скважин с результатами интерпретации КВД и анализа добычи

В процессе анализа добычи для численного моделирования использовались данные по скважинам ближайшего окружения №3028,3015 и 3016.

Для оценки корректности результатов, полученных при интерпретации КВД и АД, было проведено сопоставление энергетических параметров, а именно пластового давления, соседних скважин №3028,3015, 3016 и скважины №3026, пластов ЮВ1 и ЮВ10.

Для сравнения значений пластового давления по соседним скважинам №3028,3015, 3016 выбраны результаты интерпретации кривой восстановления давления с высокой степенью достоверности, поэтому результаты сопоставления будут достаточно корректными для оценки достоверности энергетических параметров, полученных в процессе интерпретации КВД и анализа добычи.

Скважина №3028 работает на пласт ЮВ1, пластовое давление по результатам интерпретации КВД составило 127,05, что сопоставимо с результатами интерпретации КВД и АД по пласту ЮВ1 скважины №3026. Данный факт может свидетельствовать о хорошей достоверности полученных параметров.

Скважины №3015 и 3016 работают на пласт ЮВ10, пластовое давление результатам интерпретации КВД составляет 162,89 и 163,68 соответственно, что также свидетельствует о хорошей достоверности полученных параметров по пласту ЮВ10.

Таблица 14 – Сопоставление результатов интерпретации с параметрами по соседним скважинам

Скважина №	Пластовое давление по результатам интерпретации ГДИС			
	Пласт ЮВ1		Пласт ЮВ10	
	КВД	АД	КВД	АД
3026	127,6	129,18	162,3	163,35
3028	127,05			
3015			162,89	
3016			163,68	

Для пласта ЮВ1 значения пластового давления по скважине №3028 наиболее близко с результатами интерпретации кривой восстановления давления, чем с пластовым давлением по анализу добычи, полученном в процессе адаптации.

Для пласта ЮВ10 наблюдается обратная ситуация, значение пластового давления, полученного в процессе адаптации в анализе добычи, является более близким к значению пластового давления по соседней скважине.

Однако погрешность составляет менее 20%, что является показателем корректности полученных значений пластового давления.

Таким образом, в результате сравнения полученных значений пластового давления по пластам ЮВ1 и ЮВ10 можно сделать вывод корректности результатов, полученных в результате интерпретации ГДИС КВД и АД.

4.3 Обоснование применения однопакерной однонасосной конструкции для ОРЭ

Для обоснованного дифференцированного воздействия на эксплуатационные объекты необходимы данные, которые характеризуют каждый из этих объектов.

К таким данным относятся: пластовое давление, коэффициенты проницаемости, гидропроводности, пъезопроводности, скин-фактор, физико-химические свойства флюида, наличие трещин и разрывных нарушений.

Правильно определить данные параметры можно только при раздельном исследовании каждого из эксплуатационных объектов. Поэтому для качественного проведения исследования на скважинах, вскрывающих многопластовые объекты, необходимы специальные технические средства, скважинные установки и соответствующие методики.

В процессе исследования рассмотрены и проанализированы наиболее распространенные в российских нефтяных компаниях компоновки одновременно-раздельной закачки и одновременно-раздельной добычи в зависимости от доступности технологий и информативности данных при проведении мониторинга индивидуальных параметров нефтяных пластов.

На основе анализа опубликованных в России и за рубежом методик и опыта применения различных компоновок для одновременно-раздельной эксплуатации составлена классификация систем ОРЭ на основе информативности ГДИС (таблица 15).

Таблица 15 - Классификация систем ОРЭ на основе информативности ГДИС

Одновременно-раздельная добыча				**Одновременно-раздельная закачка**		
Однолифтовые			**Двухлифтовые**	**Однолифтовые**		**Двухлифтовые**
Без разобщения пластов	С разобщением пластов	2 способа мех. добычи	Параллельные/Концентрические	Без разобщения пластов	С разобщением пластов	Параллельные/ Концентрические
Информативность ГДИС						
низкая	средняя	средняя	высокая	низкая	средняя	высокая

Как было сказано ранее, системы ОРЭ с высокой информативностью ГДИС, представленные в таблице, имеют недостаточную надежность конструкций компоновок и отличаются сложностью проведения ремонтных работ, поэтому их применение ограничено.

В результате определено, что для условий Западной Сибири однонасосные конструкции компоновок ОРЭ с разобщающими пакерами и различными запорными устройствами для отсечения пластов (системы мониторинга с разобщением пластов) в большинстве случаев являются наиболее предпочтительными. Таким образом, для исследования в рамках диссертации для интерпретации ГДИС и АД была выбрана скважина №3026 с однопакерной однонасосной компоновкой для оновременно-раздельной эксплуатации.

Фильтрационные и энергетические характеристики пластов, полученные при интерпретации КВД и АД, проведенных в скважине №3026, были сопоставлены между собой и с параметрами по скважинам ближайшего окружения.

По результатам сравнения можно сделать вывод о корректности полученных параметров, следовательно однопакерная однонасосная компоновка обеспечивает хорошую информативность гидродинамических исследований по каждому продуктивному пласту.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Расчет экономической эффективности внедрения однопакерной установки для одновременно-раздельной добычи

Затраты на внедрение установки для одновременно-раздельной добычи (ОРД) группируются по следующим статьям:

- строительно-монтажные работы;
- крепление, испытание;
- основные материалы;
- зарплата производственных рабочих;
- отчисления на социальные нужды;
- транспортные расходы;
- прочие услуги вспомогательных цехов;
- накладные расходы.

Расчет затрат на строительно-монтажные работы проводится по формуле 21:

$$\text{Т} = (0{,}18 \cdot \text{Тпч})/\text{Nбр}, \tag{21}$$

где $\text{Т}_{\text{пч}}$ – трудоемкость строительно-монтажных работ;

$N_{\text{бр}}$ – численный состав монтажной бригады.

$$\text{Т}_1 = \frac{\left(0{,}18 \cdot (166 + 92)\right)}{12} = 3{,}87 \text{ сут.}$$

Крепление: Т2= 3 (сут).

Испытание: Т3=2 (сут).

$$\text{Т} = \text{Т}_1 + \text{Т}_2 + \text{Т}_3 = 8{,}87 \text{ сут.} \tag{22}$$

Таким образом, затраты на строительно-монтажные работы определяются по формуле:

$$\text{С}_{\text{м}} = \text{Т} \cdot (\text{З} + \text{З}_i) \tag{23}$$

где 3 – сдельная суточная расценка бригады, руб.;

Зi – расценка суточных затрат, связанных с проведением монтажных работ, руб.

$$C_м = 8{,}87 \cdot (12\,865 + 12\,031) = 220\,828 \text{ руб.}$$

Основным документом, определяющим величину затрат на проведение внедрения технологии ОРЭ, является смета. Она служит основой для расчета заказчикам и включает следующие статьи затрат.

При внедрении УОРД используются материалы:

- Насос 25-175-ТНМ-14-4-2-2, предназначенный для подъема жидкости из нефтяных скважин;
- Пакер М1-Х5, предназначенный для разобщения пластов и изоляции эксплуатационной колонны от воздействия среды в процессе эксплуатации нефтяных и нагнетательных скважин, а также при проведении ремонтных работ;
- Станция СУ СКАД 12-02-00-0 Р0-00-0, который представляет собой пылебрызгозащищенный, вандалоустойчивый, 2-х секционный металлический шкаф, с раздельным доступом и антикоррозионным покрытием. Габариты станции: 720х1270х275 мм.

Система телеметрии фотон применяется в составе УЭЦН для измерения и регистрации данных погружных датчиков по следующим параметрам (базовое исполнение): давление пластовой жидкости на приеме насоса, температура пластовой жидкости на приеме насоса, температура статорных обмоток погружного электродвигателя (ПЭД), осевая вибрация ПЭД, радиальная вибрация ПЭД, сопротивление изоляции системы «0»ТМПН, погружной кабель - «0»ПЭД.

Трубы НКТ 60х5 служат для извлечения жидкости и газа из скважин, нагнетания воды, сжатого воздуха (газа) и производства различных видов работ по текущему и капитальному ремонту скважин.

Стоимость основных материалов определяется по формуле:

$$С_м = Ц_м \cdot Н_Р, \quad (24)$$

где $С_М$ - стоимость основных материалов, руб.;

$Ц_м$ - цена единицы материала, руб.;

$Н_Р$ - норма расхода материала, тонн.

Расчет требуемого оборудования для обустройства скважины представлены в таблице 16 согласно формуле 24.

Таблица 16 - Оборудование для обустройства скважины

Наименование оборудования	Количество	Единица измерения	Цена единицы, руб.	Сумма, руб.
Насос 25-175-тнм-14-4-2-2	1	шт	37 009	37 009
Пакер М1-Х5	1	шт	154 074	154 075
Станция СУ СКАД 12-02-00-0 Р0-00-0	1	шт	240 656	240 656
Комплект оборудования для ОРЭ	1	шт	23 798	23 798
Система телеметрии фотон	1	шт	292 960	292 960
СК 8-3.5-4000	1	шт	450 000	45 000
Трубы НКТ 48х5	697	пт	570	397 544
Трубы НКТ 60х5	641	пм	580	371 890
Итого	-	-	-	1 967 931

Затраты на соль-вода:

$$С_{м2} = 301 \cdot 32 = 9\,632 \text{ руб.}$$

Затраты на нефть:

$$С_{м2} = 245 \cdot 67{,}4 = 16\,513 \text{ руб.}$$

Общие затраты на материалы:

$$С_м = С_{м1} + С_{м2} + С_{м3} = 1\,994\,076 \text{ руб.}$$

Расчет зарплаты производственных рабочих

$$З_П = Т \cdot Н_{ВР} \quad (25)$$

где Т – тарифная ставка вахты, руб.;

$Н_{ВР}$ – продолжительность работ, ч.

- оператор 4 разряда: $З_{П1}$=70,16 · 219 = 15 365 руб.

- оператор 5 разряда: $З_{П2}$ =78,25 · 219 = 17 137 руб.

- машинист 6 разряда: $З_{П3}$ =137,59 · 219 = 30 132 руб.

Общая заработная плата составит

$$Зоб = З_{П1} + З_{П2} + З_{П3} = 15\ 365 + 17\ 137 + 30\ 132 = 62\ 634 \text{ руб.} \quad (26)$$

Отчисления на социальные нужды определяются единым социальным налогом по установленным законодательно нормативам отчисления в пенсионный фонд, социального и медицинского страхования. Отчисления на социальные нужды измеряются в руб., определяются по формуле

$$З_{СН} = З_{об} \cdot Н_1/100 \quad (27)$$

где $З_{об}$ – общая заработная плата производственных рабочих, руб.;

$Н_1$ – нормативные отчисления на социальные нужды, %.

$$З_{СН} = 62\ 634 \cdot \frac{26{,}4}{100} = 16\ 535 \text{ руб.}$$

Расчет транспортных расходов производится исходя из стоимости одного часа работы транспорта и продолжительности работ:

$$З_Т = С_{1ч} \cdot Н_{ВР} \quad (28)$$

где $С_{1ч}$ – стоимость 1 часа, руб;

$Н_{вр}$ – норма выработки, ч.

Расходы на штанговоз: $З_{Т1}$ = 654 · 5 = 1 565 руб.

Расходы на агрегат ЦА -320: $З_{Т2}$ = 844 · 17,5 = 6 151руб.

Расходы на АЗА: $З_{Т3}$ = 725 · 1,5 = 636 руб.

Расходы на трактор К-700: $З_{Т4}$ =723 · 4,17=1 770 руб.

Расходы на подъемник УПА-60: $З_{Т5}$ = 815 · 169,5 = 70 173 руб.

Расходы на использование ПКС: $З_{Т6}$ = 514 · 5,5 = 2 827 руб.

Общие транспортные расходы:

$$З_{Тоб} = З_{Т1} + З_{Т2} + З_{Т3} + З_{Т4} + З_{Т5} + З_{Т6} \quad (29)$$

$З_{Тоб}$ =1 565 + 6 151+636 +1 770 +70 173 +2 827=83 122 руб.

Затраты на прочие услуги вспомогательных цехов представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Услуги вспомогательных цехов

Наименование работ	Сумма, руб
Затраты ЦДНГ (перед внедрением ОРЭ)	20 000
Затраты ЦНИПР (исследование верхнего и нижнего пласта)	40 000
Затраты ПРЦГНО	160 000
Итого	220 000

Накладные расходы образуются в связи с организацией, обслуживанием производства и управления им (общепроизводственные и общехозяйственные расходы). Общепроизводственные расходы – это расходы на обслуживание и управления производством. Общехозяйственные расходы - это расходы непроизводственного назначения, связаны с функцией руководства, управления, которые осуществляются в рамках предприятия.

Накладные расходы определяются по формуле

$$З_{н.р.} = З_о \cdot Н_{н.р.}/100\%, \quad (30)$$

где $Н_{н.р.}$ - норма накладных расходов, %;

$З_о$ – основные затраты, руб.

Основные (прямые) затраты непосредственно связанные с выполнением технологических операций по производству продукции (основные материалы, зарплата, транспорт). Основные (прямые) затраты определяются по формуле

$$З_о = С_{м.общ.} + З_{п.\ общ} + З_{есн} + З_{т.общ} + З_р + З_{в.п}, \quad (31)$$

$$З_о = 1\ 967\ 931 + 62\ 634 + 16\ 535 + 83\ 122 = 2\ 130\ 223 \text{ руб.}$$

$$З_{н.р.} = 2\ 130\ 223 \cdot 37/100 = 788\ 182 \text{ руб.}$$

На основании произведенных расчетов составлена смета на внедрение ОРЭ.

Таблица 18 – Смета затрат на внедрение ОРЭ

Статьи затрат	**Сумма, руб.**
Строительно-монтажные работы	220 828
Основные материалы	1 994 076
Зарплата производственных рабочих	62 634
Отчисления на социальные нужды	16 535
Транспортные расходы	83 122
Прочие услуги вспомогательных цехов	220 000
Накладные расходы	788 182
Итого	3 385 378
Плановые накопления, 20%	677 076
Резерв, 3%	101 561
Итого	4 164 015
НДС	749 523
Итого с НДС	4 913 538

Эксплуатационные расходы на установку ОРД в год составляют 385 т.р. Итого затраты на технологию ОРД в течение года по скважине 7527 составит 5 298 538 руб.

Эффективность внедрения установки одновременно-раздельной эксплуатации добычи (ОРД) заключается в получение дополнительной добычи. Дополнительная добыча за 365 дней, полученная за счёт внедрения установки ОРД определяется по формуле:

$$\Delta Q = 365 \cdot (Q_2 - Q_1) \cdot K_Э \qquad (32)$$

где 365 – число дней в году;

КЭ – коэффициент эксплуатации;

Q_2 – среднесуточный дебит данной скважины после проведения мероприятия, т/сут;

Q_1 – среднесуточный дебит данной скважины до проведения мероприятия, т/сут.

После внедрения установки, дополнительная добыча составила:

$$\Delta Q = 365 \cdot (4{,}5\text{-}0) \cdot 0{,}97 = 1\ 593 \text{ т.}$$

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод о том, что технология ОРД на примере скважины № 3026 показала свою технологическую

эффективность и рекомендуется для дальнейшего внедрения на скважинах XXX месторождения.

Расчет экономической эффективности производится в соответствии с ТУ 3665-00147587-2007 («Руководящий документ по эксплуатации распространяется на установку для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов»).

Для проведения расчета составляется таблица исходных данных, представленная в таблице 19.

Таблица 19 – Исходные данные для расчета эффективности внедрения УОРД

Показатели	**Единица измерения**	**До мероприятия**	**После проведения мероприятия**
Добыча нефти, в т.ч. дополнительная добыча за счет мероприятия	тонн	4 023 407	40 25 000 1 593
Себестоимость добычи 1 т нефти в т. ч. условно-переменных затрат	руб./т. руб./т.	3 595 1 453	-
Затраты на мероприятия	руб.	-	5 298 538
Оптовая цена на нефть	руб.	7 050	7 050

Выручка от реализации дополнительной добычи нефти составит:

$$\Delta P_T = \Delta Q \cdot Ц_t \qquad (33)$$

где Q – объём добычи нефти, т.;

$Ц_t$ – оптовая цена на 1 т. нефти

$$\Delta P_T = 1593 \cdot 7050 = 11\ 230\ 650 \text{ руб.}$$

Стоимостная оценка затрат включает эксплуатационные затраты на добычу дополнительной нефти и затраты на проведение мероприятия

$$\Delta З_T = \Delta З + З' \qquad (34)$$

где ΔЗ – эксплуатационные затраты на добычу дополнительной нефти, руб.;

З' – затраты на проведение мероприятия

Размер дополнительных эксплуатационных затрат определяется произведением суммы условно-переменных статей калькуляции себестоимости одной тонны нефти на дополнительный годовой объём добычи нефти.

К условно-переменным затратам относятся те статьи калькуляции себестоимости, затраты по которым прямо зависят от количества добытой нефти. Этими статьями являются:

1) Расходы на энергию, затраченную на извлечение нефти;

2) Расходы по искусственному воздействию на пласт;

3) Расходы по сбору и транспорту нефти;

4) Расходы по технологической подготовке нефти;

5)расходы на содержание и эксплуатацию оборудования.

Каждая из перечисленных выше статей является комплексной, т.е. состоит из нескольких элементов затрат, часть из которых с ростом добычи нефти не изменяется. Поэтому, при подсчете дополнительных затрат, применяют коэффициент - 0,6 и сумму дополнительных затрат вычисляются по формуле:

$$\Delta З = (№1+№2+№3+№4+№5) \cdot \Delta Q \cdot 0,6, \text{ руб.} \qquad (35)$$

где №1+№2+№3+№4+№5 – сумма условно-переменных статей калькуляции себестоимости 1 т нефти до внедрения мероприятия, (руб.);

ΔQ – дополнительная добыча нефти, т;

0,6 – коэффициент, учитывающий, что каждая из перечисленных статей возрастает не прямо пропорционально возросшей годовой добыче нефти.

$$\Delta З = (105,9 + 530,95 + 155,35 + 48,53+612,15) \cdot 1593 \cdot 0,6 = 1\,388\,668 \text{руб.}$$

$$\Delta З_Т = 1\,388\,668+5\,298\,538 = 6\,687\,200 \text{ руб.}$$

Стоимостная оценка затрат на добычу нефти без использования мероприятия рассчитывается:

$$З_{Т1} = Q_о \cdot C_1 \qquad (36)$$

где $Q_о$ – объем добытой нефти до мероприятия, т.

$C_о$ – себестоимость 1 т нефти добытой до мероприятия, руб.

$$З_{Т1} = 4\,023\,407 \cdot 3\,595 = 14\,463\,061\,845 \text{ руб.}$$

Стоимостная оценка затрат на добычу нефти с использованием мероприятия рассчитывается:

$$З_{Т2} = З_{Т1} + ΔЗ_Т \quad (37)$$

$$З_{Т2} = 14\ 463\ 061\ 845 + 6\ 687\ 200 = 14\ 469\ 749\ 045 \text{ руб.}$$

Отсюда себестоимость добычи 1 т нефти, добытой с использованием мероприятия, составит:

$$C_2 = З_{Т2} / Q_2 \quad (38)$$

$$C_2 = 14\ 469\ 749\ 045 / 4\ 025\ 000 = 3\ 594{,}97 \text{ руб./т.}$$

При оценке экономической эффективности применения технологических процессов, обеспечивающих прирост добычи нефти экономический эффект представляет собой прибыль, оставшуюся в распоряжении предприятия. Прирост балансовой прибыли от дополнительной добычи нефти рассчитывается по формуле:

$$ΔП = (Ц – C_2) \cdot Q_2 - (Ц – C_1) \cdot Q_o \quad (39)$$

$$ΔП = (7\ 050 - 3\ 594{,}97) \cdot 4025\ 000 - (7\ 050 - 3\ 594{,}73) \cdot 4\ 023\ 407 = 4\ 543\ 450 \text{ руб.}$$

Налоги и выплаты от прибыли рассчитываются по формуле:

$$Н = ΔП \cdot 20/100 \quad (40)$$

где 20% - ставка налога на прибыль.

$$Н = 4\ 543\ 450 \cdot 20/100 = 908\ 690 \text{руб.}$$

Прибыль, остающаяся в расположении предприятия, рассчитывается:

$$П = ΔП – Н, \text{ руб.} \quad (41)$$

$$П = 4\ 543\ 450 - 908\ 690 = 3\ 634\ 760 \text{руб.}$$

Таблица 20 - Сравнительная таблица технико-экономических показателей

Показатели	**Единица измерения**	**База сравнения**	**Новая технология**
Годовая добыча нефти предприятия, в т.ч. дополнительная добыча за счет внедрения ОРЭ на скважине № 3026.	тонн	4 023 407	4025000 1593
Затраты на обустройство скважины	руб.	-	5 298 538
Себестоимость добычи одной тонны нефти	руб.	3595	3595
Прирост балансовой прибыли	руб.	-	4 543 450
Налог на прибыль	руб.	-	908 690
Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия	руб.	-	3 634 760

На рассмотренной скважине № 3026 XXX месторождения в результате внедрения установки ОРД была получена дополнительная добыча нефти в размере 1 593 тонн в год.

Оптовая цена на одну тонну нефти 7 050 руб., себестоимость 3 594 руб., значит с каждой тонны прибыль примерно 2 889 руб (2010год).

В конечном счете, после реализации дополнительной добытой нефти предприятие получило дополнительную прибыль в размере 3 634 760 руб. Таким образом, применение установки ОРД на скважине №3026 XXX месторождения является технологически и экономически целесообразным.

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ОРГАНИЗАЦИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Одновременно-раздельную эксплуатацию (ОРЭ) осуществляют путем оснащения скважин обычной конструкции оборудованием, которое разобщает продуктивные пласты, или путем использования для этих целей скважин специальной конструкции. Применение технологий ОРЭ позволяет значительно оптимизировать затраты на добычу нефти.

Гидродинамические исследований на скважинах (ГДИС) являются одними из наиболее доступных (как в технологическом, так и в финансовом отношении) для получения параметров работы системы «скважина – пласт». Как и любые мероприятия, проводимые на скважинах, гидродинамические исследования являются источником повышенного уровня опасности при малейшем несоблюдении технологического режима эксплуатации оборудования или правил проведения мероприятия.

Социальная ответственность обеспечивает безопасную жизнедеятельность человека, которая в основном зависит от правильной оценки производственных факторов. Производственные факторы могут вызвать изменения в организме человека. Факторами служат производственная среда, умственная и физическая нагрузка, нервное напряжение, эмоциональное напряжение, климат и сочетание причин.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При выполнении работ по проведению гидродинамических исследований место проведения замера должно соответствовать требованиям охраны труда и безопасности жизнедеятельности.

Скважина должна быть оборудована рабочей площадкой и лубрикатором, согласно правилам безопасности в НГП и прошаблонирована на глубину спуска прибора. Диаметр и длина шаблона должна быть не меньше

длины и диаметра исследовательского прибора. Опресовка устья должна выдерживать ожидаемое давление на буферной задвижке.

Во время проведения исследования оборудование на скважине должно располагаться в соответствии с технологической схемой. Работы по снятию замеров проводятся оператором ГДИС не ниже 4 разряда согласно утвержденному плану работ. Спуск прибора осуществляется под строгим контролем счетчика глубины со скоростью не более 1 м/с во избежание обрыва проволоки.

При производстве работ операторы по исследованию скважин должны руководствоваться:

- технологическим регламентом для данного вида замеров;
- правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [21];
- требованиями охраны окружающей среды [18];
- утверждёнными инструкциями по охране труда и промышленной безопасности [19];
- инструкциями по эксплуатации приборов.

6.2 Анализ выявленных вредных и опасных факторов при проведении гидродинамических исследований скважин

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

Опасным производственным фактором (ОПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья [20].

Все опасные и вредные производственные факторы, возникающие при проведении гидродинамических исследований, представлены в таблице 21 [2]:

Таблица 21 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Установка лубрикатора на фланец ФА	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов	Повышенный уровень статического электричества Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола)	ГОСТ 12.1.005-88 [6], .ГОСТ 12.1.045–84 [8]
Спуск глубинного манометра в скважину	Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека Движущиеся машины и механизмы, разрушающиеся конструкции	ГОСТ 12.1.038-82 [7], ГН 2.2.5.686–98 [9] СанПиН 2.2.4.548–96 [17]

При проведении ГДИС могут возникнуть следующие вредные и опасные производственные факторы:

1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже – 45^0С даже при незначительной

скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела.

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов.

При проведении гидродинамических исследований на добывающих скважинах необходимо учитывать, что температура перекачиваемого флюида может достигать 80°C [17]. Во избежание термических ожогов необходимо использовать соответствующие средства индивидуальной защиты, а также исключить контакт незащищенных участков кожи с поверхностью оборудования устья скважины.

3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования.

При установке лубрикатора на устье скважины возникает вероятность получения порезов и ссадин о края буферного фланца. Во избежание травм необходимо проводить данные работы только в средствах индивидуальной защиты.

4. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

При проведении мероприятий, связанных с исследованием скважин, основными веществами, загрязняющими воздух и оказывающими вредное

воздействие, являются пыль и углеводороды в газообразном состоянии (таблица 22).

Таблица 22 − Токсичные и вредные вещества [22]

Наименование вредных факторов, веществ	Показатели	Нормативы ПДК
Пыль	мг/м3	10
Углеводороды нефти в атмосфере	мг/м3 класс опасности	0,3 4

При большой дозе воздействия на организм рабочего данные вещества могут вызывать резкое ухудшения самочувствия.

4. Повышенный уровень статического электричества.

При трении слоев перекачиваемого флюида друг о друга или о стенки НКТ возможно образование заряда статического электричества. Так же заряд может накапливаться при длительном контакте формы оператора с арматурой скважины. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником возгорания и возникновения пожара.

5. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола).

Для установки лубрикатора необходим подъем к буферной задвижке скважины. Для обеспечения безопасной работы на высоте необходима установка лубрикаторной площадки. Рабочие площадки на высоте должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, или досок толщиной не менее 40 мм, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 40 см друг от друга, и борт высотой не менее 15 см, плотно прилегающий к настилу [10].

6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

При работе со скважинами, эксплуатируемыми электронасосами необходимо соблюдать меры безопасности от поражения электрическим током. Запрещается прикасаться к силовому кабелю при работающей установке. Обсадная колонна скважины должна быть соединена с заземляющим контуром или нулевым проводом сети 380 В. Работы, связанные с возможностью прикосновения к токоведущим частям, осуществлять только при выключенной установке, выключенном рубильнике и со снятыми предохранителями.

7. Движущиеся машины и механизмы, разрушающиеся конструкции.

К группе физически опасных и вредных производственных факторов следует отнести попадания конечностей во вращающиеся и движущиеся части машин и механизмов; опасность падения с высоты при обслуживании агрегатов, поднятых над уровнем земли. Также потенциальную опасность представляют аварийные ситуации, которые можно сгруппировать по месту их возникновения: скважина, трубопроводы, запорная арматура, распределительные блоки и насосные агрегаты. Одним из основных видов аварий является нарушение герметичности элементов системы, причиной которой могут быть коррозия и разрушение элементов оборудования под воздействием высокого давления. При этом обслуживающий персонал может быть травмирован осколками и частями оборудования, а также струей жидкости.

Нарушение целостности и герметичности противовыбросового оборудования, а также нарушение схемы обвязки устья скважины может привести к газонефтеводопроявлениям или открытому фонтану.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты [11]:

- спецодежда, которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухонепроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость, должна быть изготовлена из термостойких и антистатических материалов.

- спецобувь, предохраняющая ноги от механических повреждений и влаги;

- головные уборы – каски (зимой с утепленными подшлемниками) и подшлемники для защиты головы от механических повреждений;

- резиновые перчатки для защиты от поражения электрическим током;

- противогазы для защиты органов дыхания;

- предохранительные пояса при работах, связанных с опасностью падения с высоты.

6.3 Экологическая безопасность

Проблема рационального использования и охраны окружающей среды – одна из важнейших проблем для нефтедобывающей промышленности. Это связано с тем, что ввод в действие новых месторождений, привлечение к нефтедобывающей отрасли больших трудовых ресурсов требуют ускоренного решения вопросов оптимизации условий проживания населения районов размещения нефтедобывающих предприятий.

Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха

Загрязняющие воздух вещества могут поступать в атмосферу в виде неорганизованных и организованных выбросов. Выбросы и выделения вредных веществ в атмосферу происходит в основном вследствие:

- потеря нефтяного газа через неплотности технологического оборудования,

- сжигания нефтяного газа на факелах, жидкого и газообразного топлива в топках технологических печей,

- аварий на скважинах промысловом оборудовании

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха предусматривается ряд мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу.

1. Полная герметизация системы сбора и транспорта нефти.

2. Стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов.

3. Защита оборудования от коррозии.

4. Оснащение предохранительных клапанов всей аппаратуры, в которой может возникнуть избыточное давление.

5. Сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости или факел аварийного сжигания газа.

6. Испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.

Источники загрязнения поверхностных и подземных вод и охрана водоемов от загрязнения

Возможными источниками загрязнений водоемом и грунтовых вод при ГДИС являются:

- аварийные выбросы нефти,
- нарушения герметичности колонны в скважине,
- порыв водоводов и трубопроводов,
- сброс недостаточно очищенных промысловых вод,

Мероприятия, проводимые для охраны водоемов:

1. В соответствии с требованиями охраны поверхностных вод от загрязнения запрещается сбрасывать в водные объекты сточные воды.

2. Скважины на воду для технических нужд при бурении скважин должны быть ликвидированы после окончания бурения или переведена на баланс местных организаций.

3. На затопляемых территориях необходима обваловка по контуру отводимого участка буровой, также в целях предотвращения поверхностных вод в периодически затопляемых местностях механизмы, оборудование должны размещаться на платформах и площадках.

4. На линиях вероятного стока нефти при авариях коллекторов должны быть созданы запасы сыпучих материалов (грунт, гравий) для создания нефтеловушек.

5. На территории водоохранной зоны вдоль берегов рек и их притоков следует выделить прибрежные водоохранные зоны.

6. При освоении и капремонте скважин сброс нефтяной эмульсии осуществлять в нефтяной коллектор или закрытую емкость.

7. Организовать ежемесячный отбор проб поверхностных вод на химический анализ в районе максимального скопления нефтедобывающих объектов.

Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения

Источниками загрязнения почвы и почвенных вод являются компоненты нефти, всевозможные промышленные отбросы и продукты прорывов трубопроводов.

Основным типом сооружаемых амбаров являются односекционные дренажные ямы, их объем зависит от глубины и количества скважин в кусте.

Порядок ликвидации амбаров:

1. Откачка чисткой воды,
2. Засыпка амбара грунтом,
3. Ликвидация обваловки вокруг амбара,
4. Зачистка замазученности с территории площадки,
5. Отсыпка грунтом нарушенного слоя почв,
6. Уборка завалов и мусора.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации (ЧС). Наиболее распространенные из них носят техногенный характер:

– пожары;

– отключение электроэнергии;

– взрывы;

– разлив нефти и многое другое.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

1. Перечень возможных аварий на объекте;
2. Способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
3. Действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию
4. Людей и проведение предусмотренных мероприятий;
5. Список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
6. Способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;
7. Список и местонахождение аварийной спецодежды, средств;
8. Индивидуальной защиты и инструмента;
9. Список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
10. Акты испытания СИЗ, связи, заземления;
11. График и схему по отбору проб газовоздушной среды;
12. Технологическая схема объекта;
13. Годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий.

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. [9]. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно–технических работников.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В исследовательской работе были выявлены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы. К ним относится установка лубрикатора на фланец ФА и спуск глубинного манометра в скважину. Дополнительным неблагоприятным фактором является высокая влажность, которая является агрессивной средой для трубопроводов. В ходе выполнения работы был проведен анализ методов определения технического состояния промысловых трубопроводов. Один метод не может с высокой точностью определить техническое состояние, и поэтому для увеличения показателей точности экспертизы применяются несколько методов в одном комплексе, специально разработанные программы и алгоритмы работы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью данной работы являлся выбор системы одновременно-раздельной эксплуатации, обеспечивающей прямые оценки индивидуальных параметров совместно вскрытых пластов по результатам ГДИС, и рассмотрение методики определения индивидуальных фильтрационных и энергетических параметров нефтяных пластов при их совместной эксплуатации на основе данных гидродинамических исследований.

Применение технологий одновременно-раздельной эксплуатации позволяет значительно оптимизировать затраты на добычу нефти.

Важно учесть то, что при разработке нефтяных месторождений с применением технологий ОРЭ для обеспечения их эффективной работы необходимо проводить регулярный мониторинг изменения фильтрационных параметров пласта, отслеживать динамику пластового давления, что обеспечивает контроль совместной разработки пластов. Основой этого контроля являются гидродинамические исследования скважин (ГДИС), но методы стандартных гидродинамических исследований позволяют определять лишь интегральные параметры системы «скважина-пласт», поэтому становится актуальной задача выбора оптимальных компоновок для ОРЭ, совершенствования технологий проведения ГДИС и методов интерпретации получаемых данных.

В процессе исследования в качестве наиболее оптимальной компоновки для ОРЭ в условиях Западной Сибири выбрана однопакерная однонасосная компоновка. По результатам интерпретации КВД и Анализа добычи был подтвержден тот факт, что данная компоновка обеспечивает проведение информативных гидродинамических исследований.

Результаты интерпретации КВД и АД представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Сопоставление результатов интерпретации КВД и анализа добычи

Скважина №3026	**Пласт ЮВ1**			**Пласт ЮВ10**		
	Рпл (ВДП), атм	k, мД	Полный скин-фактор	Рпл (ВДП), атм	k, мД	Полный скин-фактор
Интерпретация КВД	127,6	0,16	-3,78	162,3	0,88	-5,39
Анализ добычи	129,18	0,96	-3,01	163,35	0,75	-4,82

Сравнение результатов интерпретации КВД и анализа добычи свидетельствует о том, что для определения параметров системы скважина-пласт также достаточно достоверным является применение анализа добычи, который рекомендуется использовать в совокупности с ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации.

Также для оценки корректности фильтрационных и энергетических характеристик рассматриваемых пластов ЮВ1 и ЮВ10, полученных при интерпретации ГДИС на скважине №3026, проведено сопоставление параметров по скважинам ближайшего окружения. Параметры пластов ЮВ1 и ЮВ10 можно назвать корректными и достоверными.

В работе проведен расчет экономической эффективности внедрения однопакерной однонасосной компоновки для ОРЭ, который составил 3 634 760 руб.

Таким образом, по итогу проведенного исследования можно сделать вывод о том, что применение методики анализа добычи в ПО KAPPA Topaze подтверждает возможность своего внедрения в качестве дополнения к исследованиям на неустановившихся режимах фильтрации. Также с экономической точки зрения внедрение установок для одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых объектах представляется актуальным и перспективным.

Список публикаций

1. А.А. Марина. Особенности интерпретации гидродинамических исследований скважин, оснащенных установками одновременно-раздельной эксплуатации. Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. 2019 г. (в печати).

2. А. Э. Волков, А. А. Марина ; науч. рук. И. В. Шарф // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018. — Т. 2. — [С. 739-740].

3. А. Э. Волков, А. А. Марина ; науч. рук. С. Н. Харламов // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018. — Т. 2. — [С. 661-662].

3. А.Э. Волков, А.А. Марина. Моделирование температурного поля опоры трубопровода, покрытой жидкой теплоизоляцией, в условиях Крайнего Севера. Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. 2019 г. (в печати).

Список используемых источников

1. А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов М., 2006 г.
2. Афанасьев В. А.. Состояние, проблемы и перспективы развития на многопластовых месторождениях Западной Сибири одновременно-раздельной эксплуатации скважин УЭЦН / В. А. Афанасьев, С. Н. Бастриков, В. А Попов // Нефть и газ - 2015г. №1. – С. 19-25.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ, пособие: В 6 т. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - Т. 5. - 431 с.: ил. ISBN 5-8365-0156-4.
4. Вафин Р.В., Вафин Т.Р., Щекатурова И.Ш. - Об опыте разработки совместно-разноименных пластов с применением технологии одновременно-раздельной эксплуатации. Нефтепромысловое дело. - 2014г. №8. – 5 – 11 с.
5. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
6. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
7. ГОСТ 12.1.038–82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
8. ГОСТ 12.1.045-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля
9. ГН 2.2.5.686-98 Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
10. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

11. Максутов Р.А., Доброскок Б.Е., Зайцев Ю.В. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений. - М.: «Недра», 1974. - 232 с.

12. Оборудование для эксплуатации и исследования многопластовой скважины / Ю.К. Цику, И.В.Захаров: пат. №131074 Рос. Федерация, МКП E21B43/14. ОАО «Сургутнефтегаз». - № 2013101493/03; заявл. 10.01.2013; опубл. 10.08.2013//Бюл. 2013. №23. 5 с.

13. Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности" (утв. Минтопэнерго РФ 11.03.1993).

14. Основы менеджмента: Организация и планирование производства / Н.И. Новицкий.– М.: Финансы и статистика, 2008. – 208с.

15. О. Узе, Д. Витура, О. Фьярэ. Анализ динамических потоков – выпуск 5.12.01. – Карра, 2017. – 743с.

16. Охрана недр и геолого-маркшейдерский контроль. Правила охраны недр (ПБ 07-601-03). Серия 07. Выпуск 11 / Колл.авт. – М.: Государственое унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. – 64с.

17. Положение о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах от 26.08.2013г. №730.

18. ПОТ Р М-012-2000. Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте" (утв. Постановлением Минтруда РФ от 04.10.2000 N 68).

19. Правила разработки месторождений углеводородного сырья. Серия 08. Выпуск 31. — М .: Закры тое акц и о н ер н о е общ ество «Н аучно-технический центр исследований проблем пром ы ш ленной безопасности», 2016. — 48 с.

20. Приказ Минтруда России от 09.12.2014 №997н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с

вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением»

21. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

22. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

23. ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.02г. №7-ФЗ (с изменениями и дополнениями).

24. Экология и безопасность жизнедеятельности: Учеб. пособие для вузов/ Д.А. Кривошеин, Л.А.Муравей, Н.Н. Роева и др.; Под ред. Л.А. Муравья. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2000. - 447 с.

Приложение 1

Раздел 1

ENGINEERING FOUNDATION OF THE APPLICATION OF MULTIZONE SELECTIVE COMPLETION AND WELL TESTING WITH COMPLETE DEVELOPMENT OF GEOLOGICAL HORIZONS

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Марина Алена Алексеевна		

Консультант школы отделения (НОЦ)___ИШПР Нефтегазового дела:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Надежда Юрьевна	к.п.н.		

MATHEMATICAL BASIS OF WELL TESTING

Darcy's Law is the most fundamental law used in dynamic flow analysis. It is used in the derivation of the diffusion equation, to determine the pressure gradient around the well, and even for no flow boundaries. Its differential form can be given in linear coordinates for linear flow and in cylindrical coordinates for radial flow. For radial coordinates the flow rate is assumed to be positive for a producing well, i.e. flow towards the well:

Darcy's law in linear coordinates, in the x direction:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{q_x \mu}{k_x A} \tag{1}$$

Darcy's law in radial coordinates:

$$r\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q\ \mu}{k\ A} \tag{2}$$

A diffusivity equation describes how, in an elementary piece of rock, the pressure will react in time as a function of the local pressure gradient around this piece of rock.

The basic theory in Dynamic Flow Analysis uses the simplest possible diffusivity equation, assuming the following:

• The reservoir is homogeneous and isotropic

• The fluid is single-phase and only slightly compressible.

• Gravity effects are ignored. If they were not the diffusivity equation would be written in terms of potential and not pressure.

• Darcy's law applies

• Reservoir and fluid properties are independent of the pressure.

Under these conditions, the diffusivity equation is derived from the combination of:

- Equation of conservation of mass:

$$\frac{\partial \rho q_x}{\partial x} = A\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} \tag{3}$$

- Darcy's law.

$$q_x = \frac{k_x A}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x} \tag{4}$$

- Slightly compressible fluid equation (the equation of state).

$$c_r = \frac{1}{\phi}\frac{\partial \phi}{\partial p} \qquad c_f = \frac{1}{\rho}\frac{\partial \rho}{\partial p} \tag{5}$$

The two terms between brackets in the second member of the equation are the formation compressibility and the fluid compressibility:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_x A\rho}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x}\right) = A\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} \tag{6}$$

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} = k_x \frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{\rho}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x}\right) \tag{7}$$

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} = \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial p}\frac{\partial p}{\partial t} = \left(\rho\frac{\partial \phi}{\partial p} + \phi\frac{\partial \rho}{\partial p}\right)\frac{\partial p}{\partial t} = \rho\phi\left(\frac{1}{\phi}\frac{\partial \phi}{\partial p} + \frac{1}{\rho}\frac{\partial \rho}{\partial p}\right)\frac{\partial p}{\partial t} \tag{8}$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k_x}{\rho\phi(c_r + c_f)}\frac{\partial p}{\partial x}\left(\frac{\rho}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x}\right) \tag{9}$$

Slightly compressible fluid:

$$c_t = c_r + c_f \quad \frac{\partial p}{\partial x}\left(\frac{\rho}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x}\right) = \frac{\rho}{\mu}\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \tag{10}$$

We finally get the diffusion equation in the x direction:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k_x}{\mu\phi c_t}\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \tag{11}$$

If we look at the last relation and consider the flow in only one direction:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{\mu\phi c_t}\frac{1}{r}\left(\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right)\right) \tag{12}$$

Based on the result, we obtain the following patterns:

• If the curvature of the pressure profile is positive, the pressure will locally increase. If the curvature is negative the pressure will decrease. The speed of the pressure change, in whatever direction, will be proportional to this curvature.

• If the permeability is larger, the pressure change will be faster. Basically, the more permeable the formation is, the formation fluid will react quicker to a local pressure disturbance.

• If the viscosity is larger, the pressure change will be slower. Basically, the more viscous the fluid is, the slower the formation fluid will react to a local pressure disturbance.

• The ratio k/μ, to which the speed of reaction is proportional, is also called the mobility.

• If the porosity is larger, the pressure change will be lower, and therefore, at a given time, slower. Basically, the more porous the formation is, the lower the pressure change that will be required to produce / receive the same mass of fluid..

• If the total compressibility is larger, the pressure change will be lower, and therefore, at a given time, slower. Basically, the more compressible the formation is, the lower the pressure change required to produce / receive the same mass of fluid.

• The term $1/\varphi c_t$, to which the amplitude of the reaction is proportional, is also called the storativity.

Wellbore storage and skin

When a well is opened for production, the initial contribution at surface is due to expansion of the fluids pressurized in the wellbore. There is a time lag before the reservoir starts contributing through the sandface. During this time lag the flow regime is called wellbore storage for a production and shut-in period, and sometimes after flow during a build-up post shut-in. When a well is shut-in at surface the sandface flowrate does not go to zero instantaneously and the well continues to flow into the closed wellbore and again there is the 'time lag' during which the build-up 'after flows' into the well until both sandface and surface flowrates becomes zero and wellbore storage is over.

For a fluid filled well the wellbore coefficient is expressed as:

$$C = V_w c_f \tag{13}$$

Where C - wellbore coefficient;

V_w – wellbore volume;

c_f — well fluid compressibility.

In the past, wellbore effects were generally regarded as a nuisance especially when the storage lasted for very long and could mask responses such as IARF, heterogeneity and boundary effects. At the time, efforts were made to avoid storage effects at all costs by either using test procedures that would minimize or eliminate wellbore storage altogether (down hole shut-in), or using methods that could make a correction to the measure pressure affected by the storage such as convolution and the measurement of sandface rates.

However, in practice, only a few wells will exhibit long storage periods and since the storage period is essential when fixing the time match for modeling, some wellbore storage is not only not a nuisance it is desirable.

The skin effect quantifies the difference between the productivity of a well in an ideal case and its effective productivity in reality:

- If, after drilling, completion, cementing and perforating, the pressure drop for a given production into the wellbore is identical to the one you would forecast in the ideal case for the same geometry, the skin is zero.
- Very often, the reservoir near the wellbore will have been invaded and the effective permeability around the well will be lower, inducing a higher pressure drop for a given production. The skin is then positive.
- Conversely, a stimulated well will have better productivity, hence a lower pressure drop for a given production. The skin is then considered negative.
- Skin may not be constant in time. During the initial 'clean-up' period in a well test, Skin has a tendency to reduce. Conversely, over long period of times, completed wells may get damaged reducing productivity, hence an increasing skin.

Where p is the pressure in the formation, at a given time, at distance r_w, i.e. just beyond the sandface, while p_{wf} , at a given time, is the well flowing pressure.

Equivalent composite system: A way to model (positive) skin effect is to consider an invaded zone or skin damage zone of radius r_s larger than r_w and permeability k_s lower than k.

We will consider that a well has a constant skin when the additional pressure drop, or Apskin, is proportional to the sandface rate.

Constant skin S:

$$S = \frac{\Delta p_s}{18.41\frac{q\mu}{kh}} \tag{14}$$

Where S – skin;

Δp_s - additional pressure drop;

q – well rate;

k – permeability;

μ – fluid viscosity;

h – seam thickness.

PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS

For a given period of the test, the change in pressure, Δp, is plotted on log-log scales versus the elapsed time Δt, as illustrated on Figure 3. A test period is defined as a period of constant flowing conditions (constant flow rate for a drawdown and shut-in period for a build-up test). The complete set of pressure data between two rate changes is used, from very early time to the latest recorded pressure point. The log-log analysis is a global approach as opposed to straight-line methods that make use of only one fraction of the data, corresponding to a specific flow regime.

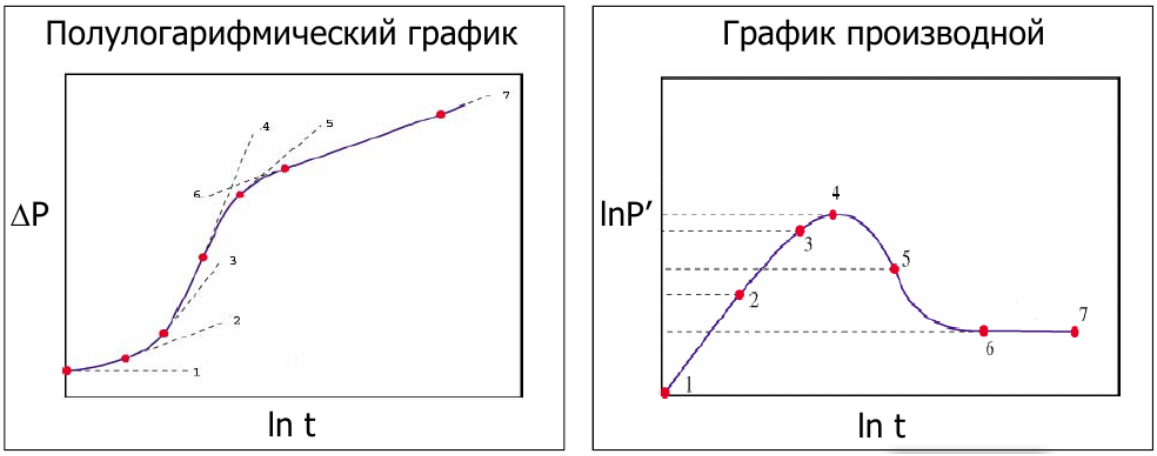


Fig. 3 - Semilog plot and loglog plot

On log-log scales, the shape of the response curve is characteristic: the product of one of the variables by a constant term is changed into a displacement on the logarithmic axes. If the flow rate is doubled, for example, the amplitude of the response Δp is doubled also, but the graph of log (Δp) is only shifted by log log along the pressure axis [15].

When IARF occurs we have the approximation: $\Delta p = m' \Delta t$

Where *m'* is the slope of the semilog straight line. In the following the drawdown response is a specific case of the multirate response, and the logarithm of time is the specific superposition time for a drawdown. The derivative is therefore:

Derivative when IARF has been reached: $p' = \dfrac{d\Delta p}{d\ln(\Delta t)} = m'$ (15)

When IARF is reached, the derivative stabilized to a level equal to the slope of the semilog straight line. This property was the main reason for the development of the derivative, as it is easy and straight forward to identify IARF on the loglog plot, something which is virtually impossible on the semilog plot. One can say that the derivative is a 'magnifying glass' of the semilog behavior, conveniently placed on the same plot, used historically for type-curve matching.

Pure wellbore storage effects are only observed at very early time when the well pressure behavior is dominated by the well fluid decompression or compression.

At early time, when pure wellbore storage is present, pressure and the Bourdet derivative curves will merge on a unit slope straight line on the loglog plot.

At early time only the part of the reservoir in front of the fracture will significantly contribute to the well production, orthogonal to the fracture plane. This is what we call the linear flow. The early time flow regime of a high conductivity fracture is characterized on a loglog plot by a half unit slope on both the pressure and derivative curves. The level of the derivative is half that of the pressure.

The bi-linear flow regime is usually happening at very early time, and is not always seen. It represents the time at which the pressure drop along the fracture is significant, and in reality this time is very short. During bi-linear flow the pressure change and the Bourdet derivative follows two parallel straight lines with a slope of one quarter (1/4). The level of the derivative is a quarter of that of the pressure change.

Combined with the early time unit slope during wellbore storage, the derivative provides an immediate way to define the pressure and the time match on the loglog plot, just by positioning a unit slope line on the wellbore storage regime and positioning the horizontal line on the IARF response [15]

By comparing the log-log data plot to a set of theoretical curves, the model that best describes the pressure response is defined. Usually, theoretical curves are expressed in dimensionless terms because the pressure responses become independent of the physical parameters magnitude (such as flow rate, fluid or rock properties). An example of dimensionless term is skin factor S which is much more meaningful than the actual pressure drop near the wellbore ΔPski.

This alone would have made the Bourdet derivative a key diagnostic tool. The delightful surprise was that the derivative could do much more, and that most well, reservoir and boundary models carry a specific signature on the derivative response. It is this remarkable combination that allowed the derivative to become the diagnostic and matching tool in Pressure Transient Analysis.

PRODUCTION ANALYSIS

Production Analysis (PA) is seen as a natural complement of Pressure Transient Analysis when one has pressure and rate data and wants to make some kind of analysis. This is the case with the spread of Permanent Downhole Gauge (PDG) data, which contain candidate data for both analysis techniques.

PA started in the 1920s on a purely empirical basis, and as a financial tool. There was no technical background to these relations, the objective was to find the right decline function that fit the past history and would be able to assess the US$ revenue in the future.

In the 1940s, the formulation of constant pressure exponential, hyperbolic and harmonic rate decline was published (Arps, 1945). This was still partly empirical, but some parameters could be quantified using specific analyses.

In the 1960s came the first series of type-curves, still assuming constant flowing pressure. The Fetkovich type-curve combined two families of curves: one for the transient flowing period and one for the late time boundary dominated response. Ten years later Carter extended it to the gas case. Other type-curves were later published to address further complex configurations including layered and fractured reservoirs. This was done in parallel to the theoretical work done in PTA.

At this stage the methodology was somewhat equivalent to the standard procedure in PTA in the late 1970s. The Arps plot was the counterpart of the Horner plot, and the constant pressure type-curves were the counterpart of the well test drawdown type-curves.

As we have seen the introduction of the Bourdet derivative and PCs dramatically changed PTA in the 1980s and 1990s. This did not happen as fast in PA, where most work continued to be done using Arps and Fetkovich methods, generally as side applications linked to the production databases.

Above all, it is important to stress that decline curves have many limitations:

- The bottom-hole pressure must be fairly constant.
- The well behavior is assumed constant, e.g. no change in skin with time.

- The drainage area of the considered well is constant, i.e. the producing behavior of surrounding wells must also be stabilized.

At the moment, these techniques go into the background, giving way to new methods of diagnosis.

Blasingame plot

Blasingame and McCray noted that using a pressure normalized flow rate when the bottom-hole pressure varies significantly did not remedy the problem. They sought functions that would transform the variable pressures/variable rates solution into an equivalent constant pressure or constant rate solution. [1].They introduced two specific time functions, t_e the constant rate time analogy, and t_{cp} for constant pressure. For the liquid case, the constant rate analogy time function is defined as the ratio of the cumulative and the flow rate:

$$t_e = \frac{Q(t)}{q(t)} \tag{16}$$

When the normalized rate $\frac{q(t)}{p_i - p_w(t)}$ is plotted versus this function on a loglog scale, the boundary dominated flow period follows a negative unit slope line.

Based on this result, Palacio and Blasingame introduced type-curves that could be used for variable flowing pressure conditions. In order to improve the type-curve analysis the Bourdet derivative was also considered. However, due to the noise inherent to the production data, the derivative was not applied to the normalized flow itself but to its integral. More precisely, the Palacio-Blasingame type-curve plot shows the following:

Normalized rate:

$$PI(t) = \frac{q(t)}{p_i - p_w(t)} \tag{17}$$

Normalized rate integral:

$$PI\ Int = \frac{1}{t_e}\int_0^{t_e} \frac{q(t)}{p_i - p_w(t)} d\tau \tag{18}$$

Normalized rate integral derivative:

$$PI\ Int\ Der = \frac{\partial(PI_{Int})}{\partial \ln(t_e)} \tag{19}$$

All three curves are plotted against te on a loglog scale.

This plot is used as a diagnostic tool, where the data and a model response are compared. The model can be any model, analytical or numerical, single or multi-well, etc. One can either display the 'true' model response, i.e. the response to the full pressure history, or the response to a single pressure step. The single step response shows the signature of the model in a clear, and usable form, whereas the response to the real history is usually very erratic, because the equivalent time is jumping back and forth in time [15].

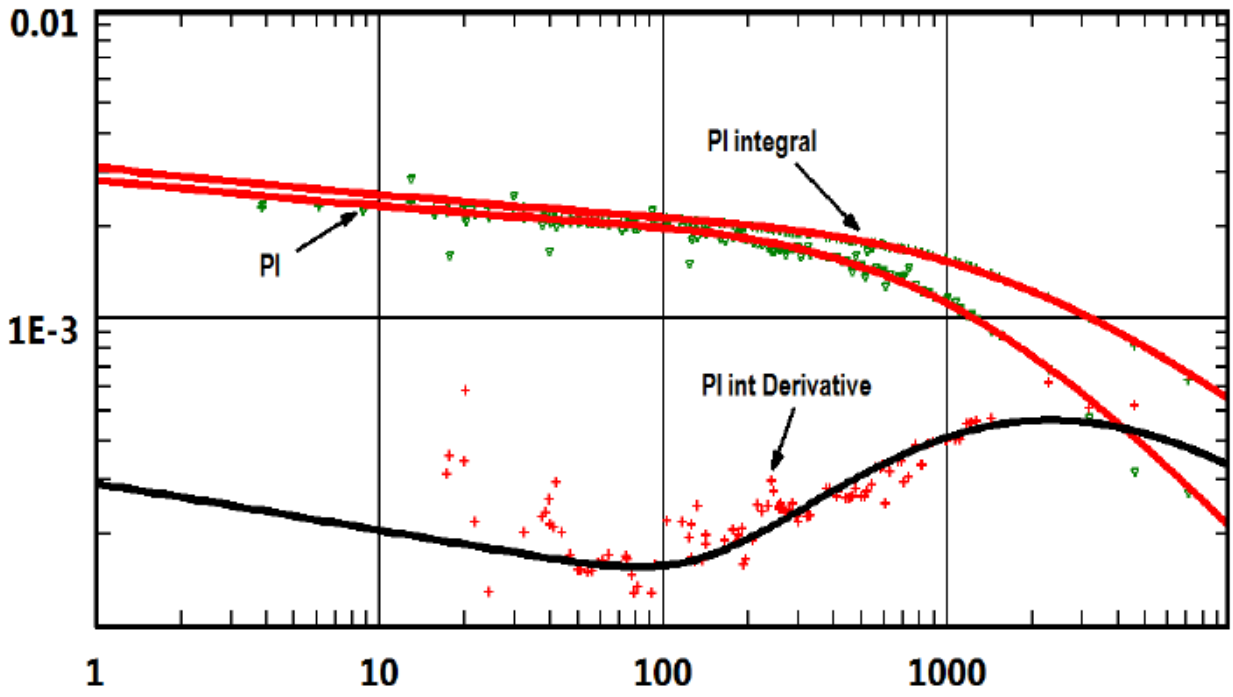


Fig. 4 - Blasingame plot [15]

Loglog plot

By replacing the time with an equivalent time, defined as the ratio of the cumulative to the flow rate, one can transform a variable flowing pressure test into a constant rate equivalent, at least for a liquid case. The parallel with constant rate solution can be taken one step further if, rather than working with a pressure-normalized rate, we work with rate-normalized pressure.

In other words for the liquid case, if we plot $\frac{p_i - p_w(t)}{q(t)}$ versus $t_e = \frac{Q(t)}{q(t)}$ on a loglog scale the boundary dominated flow will exhibit a unit slope line, similar to pseudo-steady state in Pressure Transient Analysis. Furthermore, if we take the derivative of the normalized pressure with respect to the logarithm of t_e , the transient part will exhibit a stabilization at a level linked to the mobility.

The similarity with PTA is thus complete. Yet, the noise level on the derivative is usually too high, see the figure above. One workaround is to work with a normalized pressure integral, in a manner analogous to what was done on the Palacio-Blasingame type-curves.

Integral of normalized pressure:

$$I(t_e) = \frac{1}{t_e}\int_0^{t_e} \frac{p_i - p_w(t)}{q(t)} d\tau \tag{19}$$

Bourdet derivative of the Integral of normalized pressure:

$$I'(t_e) = \frac{\partial I(t_e)}{\partial \ln(t_e)} \tag{20}$$

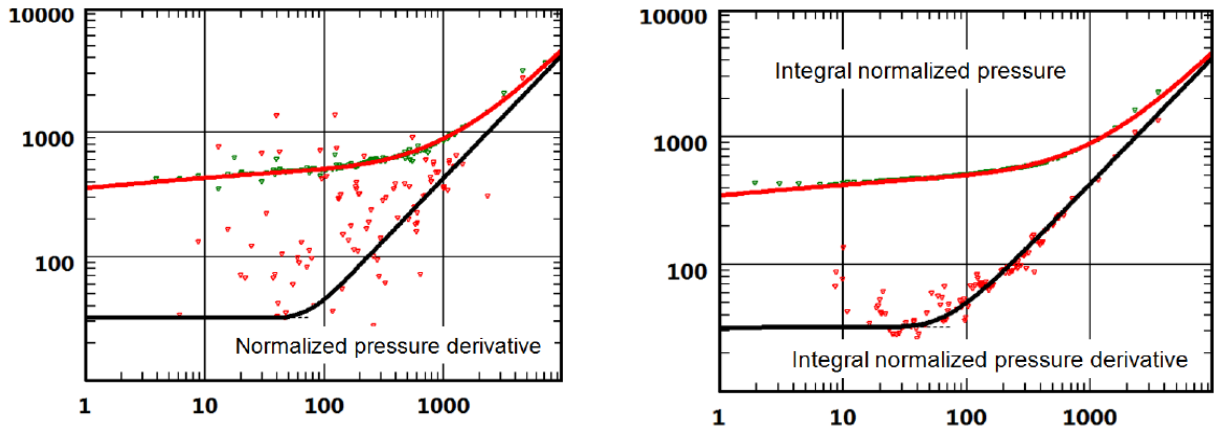


Fig. 3 - Loglog plot

Using the integral preserves the signature of the flow regimes while significantly reducing the noise. Hence such definitions provide a diagnostic tool where most of the usual well test methods can be used. In particular, it is clearly possible to get an estimate of the reservoir kh from the derivative stabilization level. The kh being known, one can then get a first estimate of the reservoir size from the unit slope late time trend. These calculations are an integral part of the log-log plot. It is possible to either display the 'true' model response, i.e. the response to the full pressure history, or the response to a single pressure step. The single step response, used in all the figures above, shows the signature of the model in a clear and usable whereas the response to the real history is usually very erratic, because the equivalent time is jumping back and forth in time as illustrated in the figure below [15].

History plot

For complex cases and noisy data where no specific behavior is seen on these diagnostic plots, the linear plot of pressure and rates vs. time becomes the main tool. There is no real diagnostic, just an optimization process. Under these conditions, it is not realistic to expect to estimate more than a productivity index, mobility and a drainage area. In the absence of any other information, the simplest analytical solution, homogeneous circular reservoir, will usually be suitable to model the well drainage area. The use of more complex models can be acceptable if complementary

information is available from other sources, and the number of parameters allowed to change in the optimization process is reduced to a minimum.

PA versus PTA

PA and PTA methods share the same assumptions in terms of the use of the diffusion equation and limiting conditions. Most of the analytical and numerical models developed in PTA may be used in PA with minor adjustments, such as the ability to use the pressures as the input to simulate the rates with superposition.

One of the key steps in PTA is the diagnostics, where, based on the derivative behavior the engineer decides which model could most appropriately be used to perform the analysis. This is made possible by very clean data and constant production i.e. zero, during the build-up. Production history may be so scattered that the responses will be dominated by transients. In this case there is no way to identify pseudo steady state behavior. This may happen even though the well is still producing and the pressure is declining globally. Despite the lack of pure PSS behavior it will be possible with a model to history match the data and obtain a reliable drainage area estimate and even sometimes discriminate mobility, skin and shape factor. No specialized plot will show such a behavior. So the use of models and optimization is likely to change the way PA is performed completely, even more radically than happened with PTA.

PTA can provide a clean snapshot of what the well and reservoir system is at a given time. PA covers a much wider time range, and some of the assumptions valid during a single well test will not be true over the well producing history. The three main differences are related to the well productivity, the drainage area and multiphase production.

The main regime of interest in PTA is Infinite Acting Radial Flow (IARF). We look primarily for a stabilization of the Bourdet derivative. When IARF is detected, specialized analysis will give a value of mobility and a total equivalent skin factor. We can refine this and diagnose other well, reservoir and boundary behaviors

from various parts of the response; however the starting point will always be IARF. The main regime of interest in PA is Pseudo Steady State (PSS). We look primarily for a unit slope on the Loglog or the Blasingame plot. Specialized analysis will determine the size of the well drainage area from the slope, and the intercept will be a function of three main factors: the well productivity index, the mobility and a shape factor. More complex models could be used, but there may not be enough information to determine the additional parameters. However the pressure transient results may be used to determine these.

In PTA, boundary effects are generally material boundaries, even though interfering wells can produce the same effects as boundaries. In PA we consider the well drainage area. Except when there is only one producing well, part or all of the drainage area boundaries are immaterial, depending on the flow equilibrium between the neighboring wells. The drainage area will change in time when new wells are produced, or even when the flow rates change asymmetrically. To account for these changes, a multi well model, either analytical or numerical, may be required.

Table 1 – Comparison of methodologies PTA and PA

	Pressure Transient Analysis	**Production Analysis**
Theoretical basis	Similar equations, the superposition principle, analytical and numerical models	
Time range	Hours, days, weeks	Weeks, months, years
Data sources	Well tests data Plastist Stationary boreholes sensors	Measured production Measuring the pressure on the surface Stationary boreholes sensors
The investigated area of the formation	The volume of research achieved during the shutdown of the well	Area of drainage of a well or group of wells
Modern diagnostic graphics	Bourdet derivative, semilog plot	Semilog plot, Blasingame plot, loglog plot
Basic flow for analysis **Main results**	Infinite Acting Radial Flow kh and skin-factor	Pseudo-steady state Drainage area
Diagnostic capabilities	From high to very high	Medium to low
Long-term forecasting capabilities	Medium to low	From high to very high
Main advantages	High informative results	No need to stop the work of the well for the study - there is no loss in production
Main disadvantages	Losses in production Measuring costs Long duration of research in low-permeability reservoirs	Less accurate results The need to equip wells with stationary depth gauges or TMS