

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Интерпретация данных гидродинамических исследований горизонтальных скважин в условиях нарушения допущений классической теории анализа (на примере Казанского нефтегазоконденсатного месторождения. Томская область)

УДК 622.276.5.001.42(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Жарко В.С.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Деева В.С.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	К.Г.-М.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРNM	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н., ДОЦЕНТ		

Результаты обучения по ООП

Код	Результаты обучения
1	2
P1	Способность использовать естественнонаучные, математические, экономические, юридические и инженерные знания в области геологии, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
P2	Способность определять, формулировать и решать междисциплинарные инженерные задачи в области нефтегазовых технологий с использованием профессиональных знаний и современных методов исследования
P3	Способность планировать и проводить исследования в сложных и неопределённых условиях с использованием современных технологий, а также критически оценивать полученные данные
P4	Способность анализировать нестандартные ситуации и быстро выбирать оптимальные решения при разработке нефтяных и газовых месторождений
P5	Способность использовать творческий подход для разработки новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса, а также модернизировать и совершенствовать применяемые технологии нефтегазового производства
P6	Способность разрабатывать многовариантные схемы для достижения поставленных производственных целей, с эффективным использованием имеющихся технических средств
P7	Способность анализировать и систематизировать современные технологические и научные достижения нефтегазовой отрасли, а также выявлять их актуальные проблемы
P8	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, а также руководить командой, формировать задания, распределять обязанности и нести ответственность за результаты работы
P9	Способность самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в своей профессиональной деятельности
P10	Владеть иностранным языком как средством профессионального общения, на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
е «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой ГРНМ
 _____ Чернова О.С.
 (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
2ТМ51	Жарко В.С.

Тема работы:

Интерпретация данных гидродинамических исследований горизонтальных скважин в условиях нарушения допущений классической теории анализа (на примере Казанского нефтегазоконденсатного месторождения. Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	24.07.2017 № 6174/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(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.).</i></p>	<p>Работа посвящена исследованию поведения давления в пласте, вскрытом горизонтальной скважиной, с учетом геологических неоднородностей на примере нефтегазоконденсатного месторождения Х. Исходные данные – геологическая характеристика района работ, результаты гидродинамических исследований горизонтальных скважин, гидродинамическая модель месторождения.</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(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).</i></p>	<p>Изучить допущения классической теории интерпретации ГДИ горизонтальных скважин; исследовать влияние различных геологических сценариев на поведение давления во время исследования горизонтальных скважин путем численного моделирования ГДИ; сравнить результаты интерпретации ГДИС, полученные с помощью синтетической модели, с результатами интерпретации в горизонтальной скважине на реальном месторождении; сделать выводы о том, в каких случаях классическая теория интерпретации данных ГДИ горизонтальных скважин неприменима для реальных данных, а также дать рекомендации для анализа результатов ГДИ в горизонтальных скважинах.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Диагностические графики производной давления по времени</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
4 Results and discussion	Максютин К.Ю.
6 Социальная ответственность	Мищенко М.В.
7 Финансовый менеджмент	Белозеров В.Б.

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

Введение
1 Геологическая характеристика нефтегазоконденсатного месторождения X
2 Литературный обзор
3 Методика исследования
4 Results and discussion
5 Рекомендации
6 Социальная ответственность
7 Финансовый менеджмент
Заключение

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ГРHM	Деева В.С.	К.Т.Н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2TM51	Жарко В.С.		26.06.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Жарко В.С.

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ПОНК
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01.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)

2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме

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;
 - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
 - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной 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)

3. Охрана окружающей среды:
- защита селитебной зоны
 - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
 - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
 - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
 - разработать решения по обеспечению экологической

<i>безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i>	
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 	
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	К.Г.-М.Н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Жарко В.С.		26.06.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Жарко В.С.

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ПОНК
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	...
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	...
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	...

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НИИ	...
2. Разработка устава научно-технического проекта	...
3. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	...
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	...

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НИИ
2. Сегментирование рынка
3. Оценка конкурентоспособности технических решений
4. Диаграмма FAST
5. Матрица SWOT
6. График проведения и бюджет НИИ
7. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ
8. Потенциальные риски

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Жарко В.С.		26.06.2017

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

EMV – Expected Monetary Value (ожидаемая денежная стоимость)

VOI – Value of Information (стоимость информации)

ВСС – Влияние ствола скважины

ГДИС – Гидродинамические исследования скважин

ГИС – Геофизические исследования скважин

ГК – Гамма-каротаж

ГС – Горизонтальный ствол

ГТМ – Геолого-технические мероприятия

КВД – Кривая восстановления давления

КМПВ – Корреляционный метод преломленных волн

КПД – Кривая падения давления

л. у. – лицензионный участок

ЛЭП – Линия электропередач

МОВ – Метод отраженных волн

МОГТ – Метод общей глубинной точки

МУН – Метод увеличения нефтеотдачи

НГКМ – Нефтегазоконденсатное месторождение

НГО – Нефтегазоносная область

НГР – Нефтегазоносный район

ОГ – Отражающий горизонт

ОПЭ – Опытно-промышленная эксплуатация

ФА – Фонтанная арматура

ФЕС – Фильтрационно-емкостные свойства

ПЗП – Призабойная зона пласта

ЦПС – Центральный пункт сбора

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 97 с., 42 рис., 4 табл., 39 источников, 9 прил.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, ГДИС, режим притока, нефтяное месторождение, диагностический график, геологическая неоднородность

Объектом исследования является интерпретация данных ГДИ в горизонтальных скважинах, в которых не выполняются допущения классической теории анализа.

Цель работы – изучение поведения давления в горизонтальных скважинах в случаях, когда классические допущения теории интерпретации ГДИС недействительны, а также формирование рекомендаций для анализа данных ГДИС в подобных ситуациях.

В процессе исследования проводилось численное моделирование гидродинамических исследований горизонтальных скважин и последующий анализ и интерпретация полученных замеров давления, а также интерпретация данных ГДИ горизонтальных скважин месторождения X.

В результате исследования были получены диагностические графики производной давления по времени, показывающие, как различные геологические ситуации, а также технические особенности добычи нефти в горизонтальных влияют на проявление классических режимов течения, и, соответственно, последующую интерпретацию ГДИ и определение параметров скважины и пласта.

Область применения: анализ и интерпретация данных ГДИ в горизонтальных скважинах

Экономическая значимость работы заключается в увеличении достоверности оценки определяемых по данным ГДИ параметров пласта и скважины.

В будущем планируется продолжить исследование на примере других обстановок осадконакопления, трещиноватых коллекторов и конструктивных особенностей горизонтальных скважин.

ABSTRACT

Master's thesis 97 pages, 42 figures, 4 tables, 39 sources, 9 appendices.

Keywords: horizontal well, WTA, flow regime, oil field, diagnostic plot, reservoir heterogeneity, well test

The object of the study is the well test interpretation of horizontal wells where basic assumptions of WTA theory are violated.

The aim of the thesis is to study the pressure response in horizontal wells where the basic well test theory assumptions are not valid and give recommendations to well test analysis in these cases.

During the research well test numerical simulation of the horizontal wells was conducted, as well as consequent analysis and the interpretation of the simulation results. Finally, the well test interpretation of the real horizontal well from Field X was carried out.

The results of the research is the acquisition of derivative log-log diagnostic plots, showing the degree of influence of various geological heterogeneities and technical peculiarities of oil production and testing in horizontal wells on identification of classical flow regimes and, consequently, the following well test interpretation and estimation of the reservoir and wellbore parameters.

Area of application: well test analysis and interpretation in horizontal wells

Economic importance of the paper is defined by the increase of accuracy of the reservoir and wellbore parameters estimation obtained the well test analysis and interpretation.

The future research on the subject will include the other depositional environments as well as fractured reservoirs, and various technological aspects of horizontal well production and testing.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ X.....	15
1.1 Общие сведения о месторождении.....	15
1.2 Геологическое строение месторождения.....	18
1.2.1 Стратиграфия.....	18
1.2.2 Тектоника.....	25
1.2.3 Геологическое строение юрских отложений.....	27
1.3 Физико-литологическая характеристика продуктивных пластов и покрывающих.....	30
1.3.1 Объем исследований и методы изучения свойств.....	30
1.3.2 Характеристика пород-коллекторов.....	31
1.3.3 Литологическая характеристика пород-покрывающих.....	35
1.3.4 Нефтегазоносность.....	36
2 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР.....	38
2.1 Теоретические основы интерпретации данных ГДИ в горизонтальных скважинах.....	38
2.1.1 Допущения классической теории интерпретации ГДИ в горизонтальных скважинах.....	38
2.1.2 Режимы притока в горизонтальной скважине.....	39
2.1.3 Интерпретация данных ГДИ в горизонтальной скважине.....	42
2.2 Обзор методов, применяемых при интерпретации ГДИ в горизонтальных скважинах при нарушении допущений классической теории.....	45
3 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	52
3.1 Моделирование базового случая.....	52
3.2 Геологическое моделирование.....	54
3.3 Анализ чувствительности.....	55
3.3.1 Флювиальная обстановка осадконакопления.....	55
3.3.2 Мелководно-морская обстановка осадконакопления.....	56
4 RESULTS AND DISCUSSION.....	58

4.1 Fluvial depositional environment.....	58
4.2 Shallow marine depositional environment.....	65
4.3 Field examples.....	68
5 РЕКОМЕНДАЦИИ.....	74
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	75
6.1 Мероприятия по безопасному ведению работ.....	75
6.1.1 Общие требования к проведению работ.....	75
6.1.2 Требования к освоению и проведению гидродинамических исследований.....	76
6.2 Мероприятия по рациональному использованию и охране недр.....	79
6.2.1 Общие сведения.....	79
6.2.2 Основные источники и формы воздействия на окружающую среду...	80
6.2.3 Рекомендации по охране окружающей среды.....	81
6.2.4 Рекомендации по охране недр.....	84
6.3 Мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами.....	84
6.3.1 Требования в области охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов.....	84
6.3.2 Мероприятия по сохранению естественного состояния природной среды.....	86
7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ.....	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	93
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	94
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	97

ВВЕДЕНИЕ

К концу XX-го века бурение горизонтальных скважин стало революционным подходом в повышении нефтеотдачи, и сохраняет свою популярность в настоящее время. Горизонтальными считаются скважины с углом отклонения от вертикали около 90° , предназначение которых заключается в повышении производительности пласта-коллектора путем увеличения области дренирования. Преимущества горизонтальных скважин над вертикальными включают увеличение продуктивности, уменьшение скоростей движения флюидов, сокращение потерей давления, как следствие, уменьшение риска конусообразования. В то же время, горизонтальные скважины более дорогостоящие и технологически сложные, и требуют применения сложных технологий для их бурения, заканчивания, обслуживания и исследований. В связи с этим цена ошибки для горизонтальных скважин велика, и проведение всех технологических операций и исследований нуждается в тщательном планировании.

Классические допущения интерпретации гидродинамических исследований скважин, при условии выполнения которых были получены аналитические решения и методы интерпретации, редко действительны для реальных горизонтальных скважин. Это расхождение между реальной и идеальной моделью горизонтальной скважины может привести к тому, что традиционные способы интерпретации ГДИС не позволят адекватно описать свойства коллектора, поэтому необходимо выяснить, какое влияние геологические условия и технические особенности эксплуатации и исследований горизонтальных скважин оказывают на поведение давления.

В реальности, коллектора представляют собой сложные тела с высокой степенью неоднородности, при этом каждый из них является уникальным. В то же время, число существующих аналитических решений очень невелико, и не способно охватить все разнообразие природных резервуаров углеводородов. Более того, аналитические модели, описывающие движение флюида в пласте, требуют значительного упрощения, осуществленного путем принятия определенных допущений, касающихся свойств пород-коллекторов и пластовых флюидов. В результате, их диапазон применения ограничивается predetermined конфигурациями резервуара и условиями, которые могут быть не применимы к реальным коллекторам. Более того, приуроченность большей части существующих моделей коллекторов к одному типу неоднородности является еще одним примером чрезмерного упрощения разнообразия природных резервуаров.

Таким образом, целью данной работы является изучение поведения давления в горизонтальных скважинах, в случаях, когда классические допущения теории интерпретации

ГДИС недействительны, а также формирование рекомендаций для анализа данных ГДИС в подобных случаях.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. Изучить способы и допущения классической теории интерпретации данных гидродинамических исследований горизонтальных скважин;

2. Выяснить, исследовалась ли данная проблема ранее, а также рассмотреть существующие способы ее решения.

3. Исследовать, как различные геологические сценарии влияют на поведение давления во время исследования горизонтальных скважин путем численного моделирования ГДИС;

4. Изучить влияние конструктивной схемы заканчивания горизонтальных скважин с устройствами регулирования притока на измеренное во время исследования давление и структуру потока в стволе скважины;

5. Сравнить результаты интерпретации ГДИС, полученные с помощью синтетической модели, с результатами интерпретации данных ГДИС в горизонтальной скважине на реальном месторождении;

6. Сделать выводы о том, в каких случаях классическая теория интерпретации данных гидродинамических исследований горизонтальных скважин неприменима для реальных данных, а также дать рекомендации для анализа результатов ГДИС в горизонтальных скважинах.

2 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

2.1 Теоретические основы интерпретации данных ГДИ в горизонтальных скважинах

Гидродинамические исследования горизонтальных скважин и интерпретация полученных данных служат для выполнения следующих задач:

- (i) Оценка свойств продуктивного интервала;
- (ii) Определение эффективной длины горизонтального ствола по отношению к пробуренной длине горизонтального ствола;
- (iii) Расчет механического скин-фактора или степени загрязнения призабойной зоны пласта вследствие бурения и заканчивания горизонтальной скважины [3].

С точки зрения интерпретации гидродинамических исследований, горизонтальные скважины отличаются от вертикальных по следующим критериям:

(i) Открытый интервал, через который происходит приток флюида из пласта к скважине, имеет очень большую длину. Во многих случаях точное значение эффективной длины горизонтального ствола неизвестно, если не были произведены замеры дебита в разных точках горизонтального ствола.

(ii) Вертикальная проницаемость играет большую роль, так как приток в вертикальном направлении значительный.

(iii) Неустановившийся режим фильтрации в горизонтальных скважинах характеризуется несколькими типами притоков. Тем не менее, в зависимости от свойств пласта, один или несколько типов притока могут отсутствовать [1].

Кроме того, важными параметрами для определения типов притока при неустановившемся режиме фильтрации в горизонтальных скважинах являются отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной (k_v/k_H), положение горизонтального ствола по отношению к толщине пласта (z_w/h), а также эффективная длина горизонтального ствола относительно толщины пласта (L_w/h) [1].

2.1.1 Допущения классической теории интерпретации ГДИ в горизонтальных скважинах

На рис. 2.1 изображена теоретическая модель горизонтальной скважины. Для анализа данных ГДИС горизонтальных скважин принимаются следующие допущения:

(i) Пласт горизонтальный, однородный, анизотропный ($k_x \neq k_y \neq k_z$), и имеет постоянные горизонтальные, k_H , и вертикальную, k_v , проницаемости. Пласт имеет выдержан по толщине h , имеет постоянную пористость ϕ , и постоянную эффективную сжимаемость c_f .

(ii) Добыча осуществляется через скважину радиусом r_w , которая в модели представлена линейным источником, расположенным на расстоянии distance z_w от нижней границы, длина которой равна длине горизонтального ствола скважины, $2L$.

(iii) Однофазный флюид, сжимаемость s которого постоянна и мала, характеризующийся постоянной вязкостью μ и постоянным объемным коэффициентом B , течет из коллектора в скважину с постоянной поверхностной q_w и пластовой q скоростью. Поток ламинарный.

(iv) Коллектор ограничен сверху и снизу непроницаемыми пластами, и давление остается постоянным и равным начальному значению на бесконечном расстоянии от скважины.

(v) Предполагаются небольшие градиенты давления и бесконечно малое влияние ствола скважины. Гравитационные эффекты пренебрежимо малы [4].

(vi) Радиусом скважины r_w можно пренебречь. Рассматриваются два граничных условия на поверхности скважины – бесконечная проводимость и равномерный профиль притока вдоль горизонтального ствола.

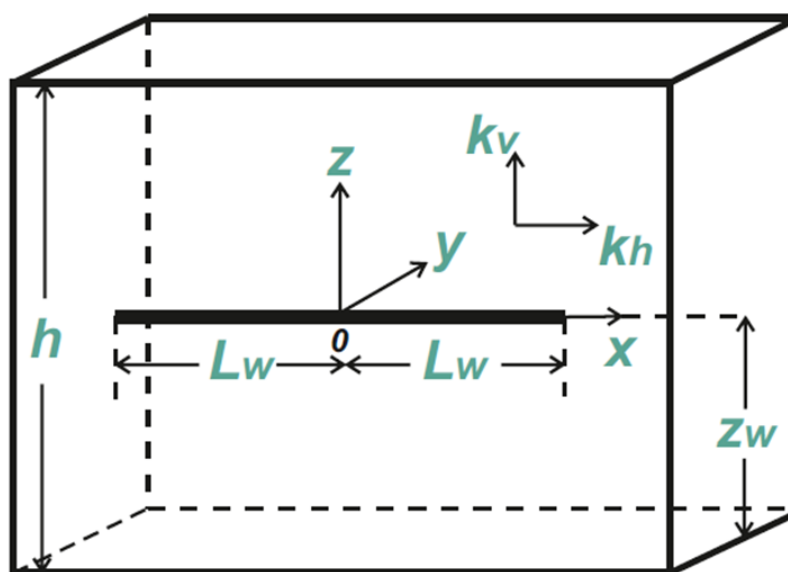


Рисунок 2.1 – Модель горизонтальной скважины

2.1.2 Режимы притока в горизонтальной скважине

Для горизонтальной скважины, пробуренной в однородном бесконечном пласте выделяются три основных типов притока (рис. 2.2):

- 1) Ранний радиальный (в вертикальном направлении);
- 2) Ранний линейный;
- 3) Псевдо радиальный.

В особых обстоятельствах могут выделяться также другие типы притока:

- 4) Полурадиальный – когда скважина расположена несимметрично относительно вертикальных границ пласта, т.е. ближе к кровле или подошве;
- 5) Сферический – наблюдается, когда длина горизонтальной секции меньше толщины пласта;
- 6) Поздний линейный – когда скважина пробурена в коллекторе каналового типа, где ширина канала больше длины горизонтального ствола [2].

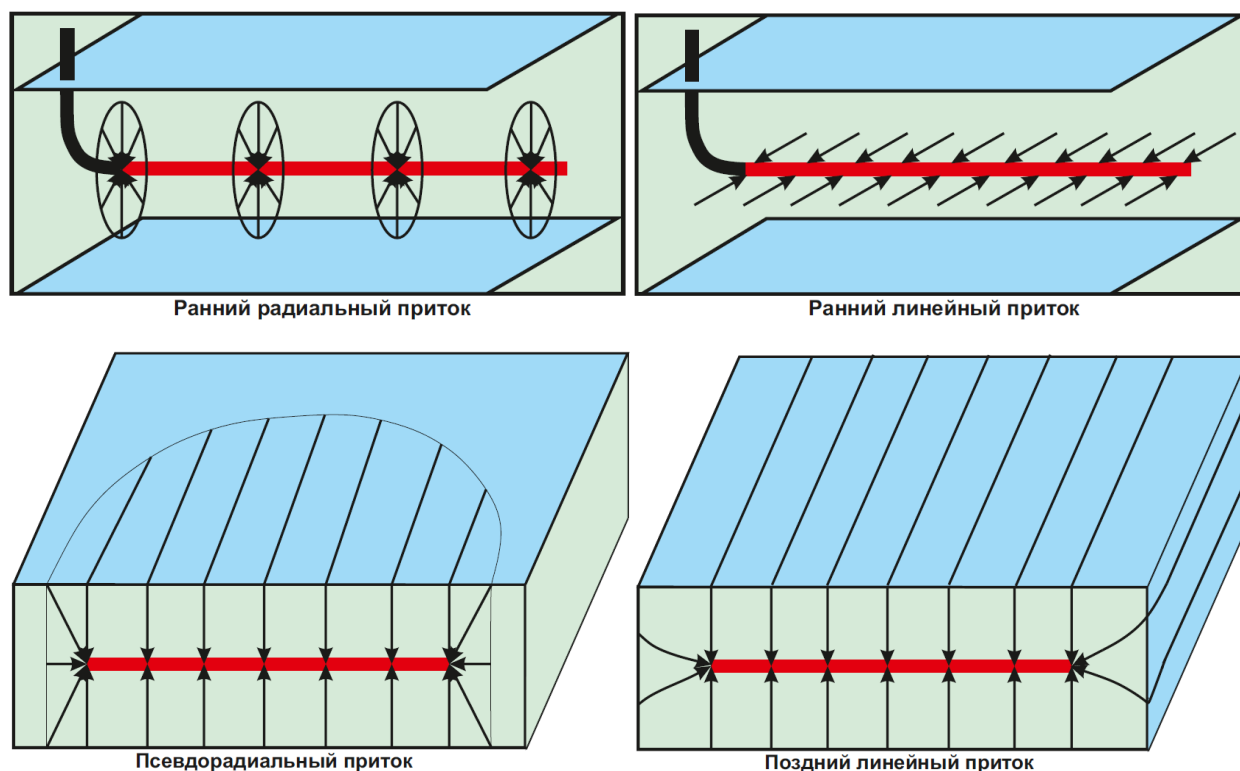


Рисунок 2.2 – Режимы притока в горизонтальной скважине

Первоначально, при вводе скважины в разработку, развивается радиальный приток в вертикальном направлении перпендикулярно горизонтальному стволу скважины. Горизонтальный ствол проявляет поведение, схожее с поведением вертикальной скважины, повернутой на 90° в латерально неограниченном коллекторе с толщиной L . Период раннего радиального притока заканчивается, когда распространение давления достигает кровли или подошвы, или когда приток к окончаниям скважин влияет на распространение давления. Если горизонтальный ствол имеет достаточную длину по сравнению с толщиной пласта, может развиваться линейный период притока. В достаточно больших коллекторах по истечении определенного времени развивается псевдо радиальный приток. После псевдо-радиального притока существует вероятность возникновения позднего линейного притока, если коллектор ограничен латерально. Если горизонтальная скважина расположена в

пределах латеральных границ несимметрично, и одной из этих границ волна распространения давления достигнет раньше, может наблюдаться полурадиальный режим притока. Если добыча длится достаточно долго, то в зависимости от граничных условий, может быть достигнут псевдо-установившийся или установившийся режим притока.

Типичный график производной давления для основных режимов притока к горизонтальной скважине представлен на рис. 2.3. Возможные типы притока к горизонтальному стволу могут быть идентифицированы на диагностическом графике производной давления по следующим признакам:

- нулевой наклон для раннего радиального притока;
- тангенс угла наклона 0,5 для раннего линейного притока;
- нулевой наклон для позднего псевдо радиального притока;
- тангенс угла наклона 0,5 для раннего линейного притока;
- тангенс угла наклона 1 для псевдо установившегося режима притока.

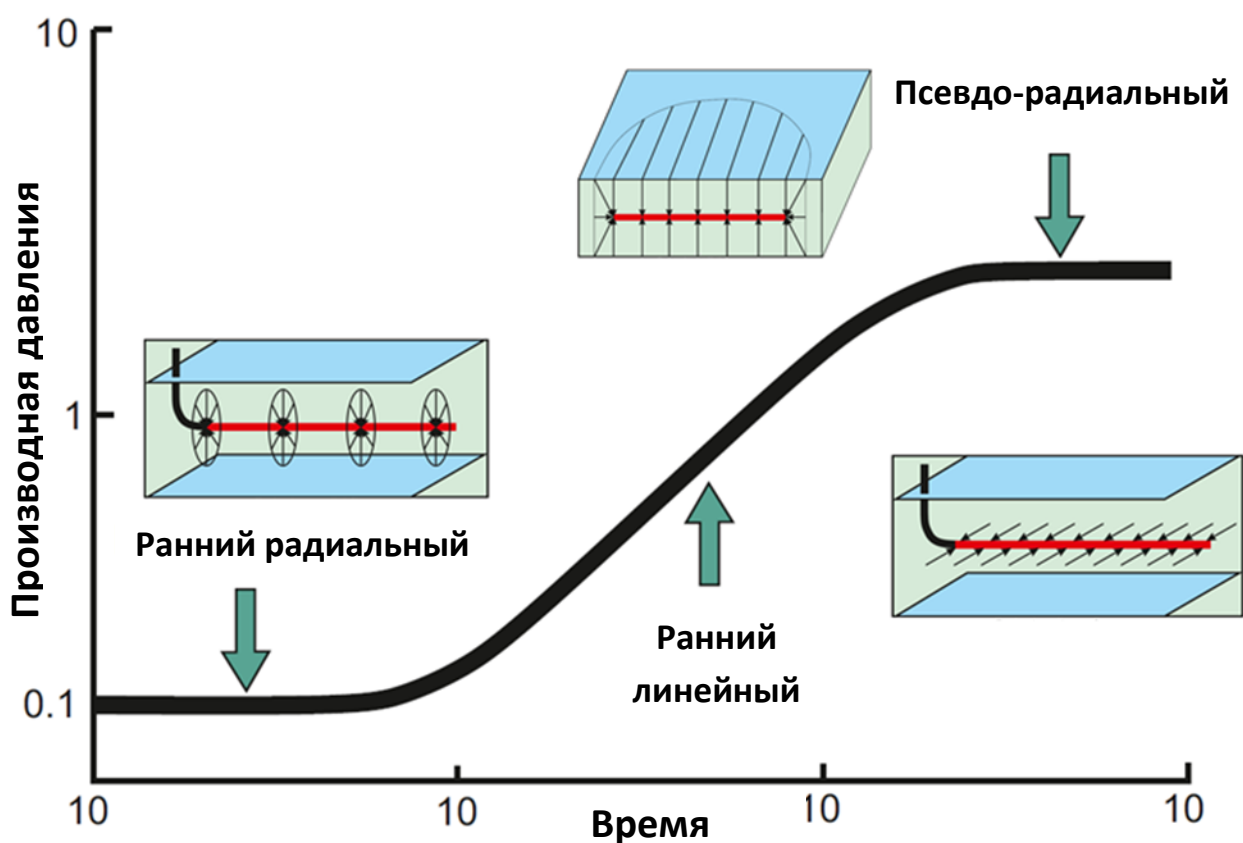


Рисунок 2.3 – Классический диагностический график производной давления для горизонтальной скважины в бесконечном пласте

2.1.3 Интерпретация данных ГДИ в горизонтальной скважине

По поведению давления в пласте можно оценить такие параметры, как проницаемость, анизотропия проницаемости, механический скин-фактор, эффективная длина горизонтального ствола и его положение относительно кровли и подошвы пласта [3].

Ранний радиальный режим притока. В начальный момент времени приток радиальный и распространяющийся в вертикальном направлении, перпендикулярном горизонтальному стволу. Во время этого периода горизонтальный ствол эквивалентен полностью вскрытой вертикальной скважине в бесконечном пласте толщиной L . Поведение давления во время этого режима притока при работе с постоянным дебитом характеризуется уравнением 2.1:

$$p_i - p_{wf} = \frac{162.6qB\mu}{\sqrt{k_v k_y} L} \left[\log\left(\frac{\sqrt{k_v k_y} t}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.868s \right] \quad (2.1)$$

График зависимости забойного давления p_{wf} от времени добычи t в полулогарифмических координатах характеризуется прямой линией с наклоном, определяемым по формуле 2.2:

$$m_1 = \frac{162.6qB\mu}{\sqrt{k_v k_y} L} \quad (2.2)$$

Эквивалентная проницаемость в вертикальной плоскости при этом может быть рассчитана по формуле 2.3:

$$\sqrt{k_v k_y} = \frac{162.6qB\mu}{m_1 L} \quad (2.3)$$

Также график зависимости забойного давления p_{wf} от времени добычи t в полулогарифмических координатах позволяет определить скин-фактор, выразив его из уравнения 2.1, если на данном графике при раннем радиальном режиме течения наблюдается прямая линия:

$$s = 1.151 \left[\frac{p_i - p_{1hr}}{m_1} - \log\left(\frac{\sqrt{k_v k_y}}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 \right] \quad (2.4)$$

Таким образом, ранний радиальный режим притока позволяет определить следующие параметры:

- Скин-фактор, связанный с загрязнением пласта s ;
- Эквивалентную проницаемость в вертикальной плоскости $\sqrt{k_h k_v}$;

- Вертикальную проницаемость k_v (если известно значение горизонтальной проницаемости, перпендикулярной горизонтальному стволу k_y);
- Эффективную длину горизонтального ствола L (в пласте, изотропном по площади, где $k_x=k_y=k_h$, если эффективная проницаемость пласта $k_{eff} = \sqrt{k_h k_v}$ известна);
- Эффективная проницаемость пласта k_{eff} (если известна эффективная длина горизонтального ствола).

Тем не менее, в реальных данных этот режим притока может быть очень непродолжительным и трудноопределимым из-за эффекта влияния ствола скважины. Кроме того, радиальный характер притока может быть искажен влиянием гравитационных эффектов, которыми пренебрегает идеализированная модель горизонтальной скважины [9]. Физически данный режим притока заканчивается при достижении волной распространения давления кровли или подошвы пласта.

Ранний линейный режим притока. Если длина горизонтальной части достаточно большая по сравнению с толщиной пласта, и приток с обоих концов горизонтального ствола пренебрежимо мал, то, как только волна распространения давления достигнет кровли и подошвы пласта, может развиваться ранний линейный приток. Поведение давления в скважине, работающей с постоянным дебитом, во время этого периода описывается уравнением 2.5:

$$p_i - p_{wf} = \frac{8.128qB\mu}{Lh} \sqrt{\frac{t}{\phi\mu c_t k_y}} + \frac{141.2qB\mu}{L\sqrt{k_y k_v}} (s_z + s) \quad (2.5)$$

где s_z – псевдо скин-фактор, неполным вскрытием пласта в вертикальном направлении, который рассчитывается по формуле 2.6:

$$s_z = \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) + 0.25 \ln\left(\frac{k_y}{k_v}\right) - \ln\left(\sin \frac{180^\circ z_w}{h}\right) - 1.838 \quad (2.6)$$

График зависимости $\Delta p = p_i - p_{wf}$ от \sqrt{t} примет вид прямой с наклоном, определяемым по формуле 2.7:

$$m_2 = \frac{8.128qB}{Lh} \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_t k_y}} \quad (2.7)$$

По полученному значению наклона прямой можно рассчитать произведение квадрата эффективной длины горизонтального ствола L^2 и проницаемости k_y . Также можно вычислить проницаемость k_y , предположив, что эффективная длина горизонтального ствола L_w равна общей длине горизонтального ствола L . Кроме того, продлив прямую до значения $\sqrt{t} = 0$, можно получить уравнение 2.8:

$$\Delta p|_{t=0} = \frac{141.2qB\mu}{L\sqrt{k_y k_v}}(s_z + s) \quad (2.8)$$

Если известно значение псевдо скин-фактора s_z (уравнение 2.6), то можно рассчитать значение механического скин-фактора s , при допущении, что эффективная длина горизонтального ствола L_w равна общей длине горизонтального ствола L .

Псевдо-радиальный режим притока. Если длина горизонтального участка скважины значительно меньше толщины пласта, в дальнейшем может проявиться псевдо-радиальный приток. Период псевдо радиального притока подходит к концу, когда волна распространения давления достигает одной из внешних границ.

Поведение давления во время псевдо-радиального режима:

$$p_i - p_{wf} = \frac{162.6qB\mu}{\sqrt{k_x k_v} h} \left(\log \left(\frac{k_x t}{\phi \mu c_t L^2} \right) - 2.023 + \frac{141.2qB\mu}{L\sqrt{k_y k_v}}(s_z + s) \right) \quad (2.9)$$

График зависимости p_{wf} от t в полулогарифмических координатах примет вид прямой с наклоном m_3 , где

$$m_3 = \frac{162.6qB\mu}{\sqrt{k_x k_v} h} \quad (2.10)$$

Эквивалентная проницаемость в горизонтальном направлении $\sqrt{k_x k_y}$ рассчитывается по формуле 2.11:

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{162.6qB\mu}{m_3 h} \quad (2.11)$$

Также можно рассчитать скин-фактор по уравнению 2.12:

$$s = \frac{1.151L}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_x}} \left(\frac{p_i - p_{1h}}{m_3} - \log \left(\frac{k_x}{\phi \mu c_t L^2} \right) + 2.023 \right) - s_z \quad (2.12)$$

где значение давления p_{1h} получено экстраполяцией прямой линии, соответствующей псевдо-радиальному режиму, на графике в полулогарифмических координатах до значения $t=1$ час.

Если кровля или подошва пласта являются границами постоянного давления (например, наличие газовой шапки), то псевдо-радиальный режим притока наблюдаться не будет. Вместо этого в позднее время проявится установившийся режим притока.

Поздний линейный режим притока. В коллекторах, ширина которых ограничена, может проявиться второе линейное течение. Данный режим притока проявляется, когда волна распространения давления достигает латеральных границ, и приток в этом направлении становится псевдо-установившимся. Поведение давления при этом описывается уравнением 1.13:

$$p_i - p_{wf} = \frac{8.128qB}{2x_e h} \sqrt{\frac{\mu t}{\phi c_t k_y}} + \frac{141.2qB\mu}{L\sqrt{k_y k_v}} (s_x + s_z + s) \quad (1.13)$$

где $2x_e$ – ширина коллектора; s_z – псевдо скин-фактор вызванный несовершенством по степени вскрытия в вертикальном направлении; and s_x – псевдо скин-фактор вызванный несовершенством по степени вскрытия в направлении в направлении x .

2.2 Обзор методов, применяемых при интерпретации ГДИ в горизонтальных скважинах при нарушении допущений классической теории

Сложность интерпретации гидродинамических исследований, проведенных в горизонтальных скважинах, обсуждалась многими авторами. В качестве возможных причин затруднений упоминаются зависимость замеров давления не только от свойств пласта-коллектора, но и геометрии и ориентации скважины [22]. Так, по мнению Д. Ли и др. [7], на замеры давления при проведении гидродинамических исследований оказывают влияние следующие факторы:

- Горизонтальная проницаемость (в направлениях, перпендикулярных и параллельных горизонтальному стволу скважины);
- Вертикальная проницаемость;
- Загрязнение ПЗП во время бурения скважины;
- Эффективная длина горизонтального ствола может быть меньше пробуренной длины горизонтального ствола;
- Отклонение траектории скважины от идеальной горизонтальной линии.

Принимая во внимание допущения, описанные в секции 1.1 и сравнивая модель горизонтальной скважины, используемой в классической теории интерпретации гидродинамических исследований, с реальными горизонтальными скважинами, можно сделать вывод о том, что расхождения в теоритическом и практическом распространении давления вполне ожидаемы.

Например, чтобы определить параметры пласта с помощью сопоставления реальных замеров давления с типовыми кривыми, необходимо принять допущение о том, что пробуренная длина горизонтального ствола скважины L равна эффективной L_w (по которой происходит приток флюида в скважину). Данное допущение редко соблюдается в реальности из-за неоднородности пласта-коллектора и некачественно проведенного бурения. Впоследствии изменение значения L приведет к изменению безразмерной длины горизонтального ствола и безразмерного радиуса скважины r_{wD} , что в свою очередь выразится в необходимости другого набора типовых кривых для разных значений r_{wD} , чтобы

сопоставить их с полученными данными по давлению. Данная проблема подчеркивалась многими исследователями, в том числе С. Джоши [3] и Д. Бурде [21].

Так, С. Джоши [3] отмечает, что данные гидродинамических исследований горизонтальных скважин сложны для интерпретации из-за нереалистичных допущений о том, что траектория скважины является идеально горизонтальной и параллельной кровле и подошве пласта, в то время как реалистичные траектории горизонтальных скважин в большинстве своем змеевидные. Нарушение этого допущения в реальных скважинах может привести к ситуации, где волна распространения давления в одной из частей горизонтального ствола достигнет границы коллектора раньше остальных. Эти вариации по всей длине горизонтального ствола оказывают влияние на работу манометра, установленного в скважине. Тем не менее, влияние искривления траектории горизонтальных скважин на замеры давления при проведении гидродинамических исследований еще не изучено в достаточной степени.

Более того, процесс определения эффективной длины горизонтального ствола скважины достаточно сложен из-за сочетания отрицательного (вызванного увеличением площади дренирования) и положительного (вызванного загрязнением ПЗП, несовершенством по степени вскрытия и типом заканчивания скважины) скин-факторов. Интерпретация данных всех режимов течения, за исключением раннего радиального, позволяет определить только эффективный скин-фактор, т.е. сумму положительных и отрицательных. Более того, если часть горизонтальной скважины вскрывает непродуктивный интервал, возникает дополнительное положительное значение скин-фактора.

Принимая во внимание вышеперечисленные факторы, можно сделать вывод о том, что нарушение допущений классической теории интерпретации ГДИС может быть приурочено как к геологическому строению пласта-коллектора, так и к техническим особенностям эксплуатации и исследований горизонтальных скважин.

Несколько авторов, в том числе Д. Масона [14], А. Миджиньява [15] и Д. Замбрано [16] подчеркивают взаимозависимую природу отношений между геологией и гидродинамическими исследованиями скважин. Тем не менее, как отмечает Д. Уолш [17], известные аналитические решения для интерпретации гидродинамических исследований скважин имеют свойство упрощать сложные архитектуры нефтяных резервуаров. Это упрощение создает потребность во включении более сложных геометрических тел в анализ ГДИС. В частности, А. Миджиньява [15] исследует возможность применения доступных простых моделей ГДИ при интерпретации данных исследований более сложных геометрических форм (для вертикальных скважин) с использованием численного моделирования ГДИС. Несмотря на то, что такие сложные формы резервуаров как канал

меандрирующей реки и полу-бесконечный канал с непараллельными кровлей и подошвой отмечаются характерными особенностями на диагностических графиках при интерпретации данных ГДИС, их можно описать с помощью сочетания диагностических признаков нескольких простых форм. Д. Замбрано [16] описал 12 основных генетических типов коллекторов с помощью простых геометрических форм с целью получения подходящих моделей для интерпретации ГДИС вертикальных скважин с учетом реальной геологии продуктивных тел. Таким образом, влияние геологии коллекторов на поведение давления во время ГДИ вертикальных скважин было изучено тщательно, однако наблюдается недостаток подобных исследований в отношении горизонтальных скважин.

Допущение о том, что горизонтальная скважина пробурена в однородном пласте редко коррелируется с реальностью, чаще всего нарушаясь разнообразием свойств в вертикальном направлении и неравномерным распределением глин. Как показали исследования [25], для многопластовых систем не могут быть использованы те же аналитические системы, что и для однопластовых систем. Чтобы учесть эту неоднородность, Ф. Кучук и Т. Хабаша [26] представили аналитическое решение для поведения давления в горизонтальных скважинах, пробуренных в многопластовых резервуарах с межпластовыми перетоками. Тем не менее, они также обнаружили, что традиционные методы интерпретации ГДИС, например, метод Хорнера, могут быть не подходящими для многопластовых систем с горизонтальными скважинами.

Технические особенности проведения ГДИ в горизонтальных скважинах также могут оказать значительное влияние на измеренное во время исследования давление. В частности, традиционной практикой считается устанавливать манометр в вертикальной секции скважины, что может привести к невозможности учета прибором определенных скважинных и пластовых условий. Ф. Кучук [12] отмечает, что практически невозможно предопределить, как эти скважинные и пластовые условия повлияют на замеры давления, и, следовательно, достаточно большой неизвестный скин-фактор и переменное влияние ствола скважины могут доминировать над восстановлением давления в течение длительного времени. Так как это возможно будет обнаружить лишь после исследования, его проведение может оказаться совершенно бесполезным.

Одним из скважинных эффектов, которые трудно предсказать, является влияние ствола скважины. Этот эффект проявляется сразу после начала и прекращения добычи, когда поведение давления диктуется сжимаемостью и объемом флюида в стволе скважины. Джоши [3] отмечает, что методов, позволяющих безошибочно оценить время окончания влияния ствола, в горизонтальных скважинах не существует. Более того, он подчеркивает, что эффект влияния ствола скважины может длиться дольше раннего радиального притока, искажая

также замеры давления во время раннего линейного притока. Согласно Деруику и др., в горизонтальных скважинах эффект влияния ствола скважины более значительный, чем в вертикальных, в связи с тем, что объем горизонтальной скважины намного больше (длина ГС может составлять сотни метров).

На рис. 2.4 изображены диагностические графики производной давления в логарифмических координатах для исследований методами падения и восстановления давления, проведенных на горизонтальной скважине в Индии [10]. Производная давления не позволяет идентифицировать ранний радиальный приток – он скрыт эффектом влияния ствола скважины и может быть различим только при использовании конволюционной производной.

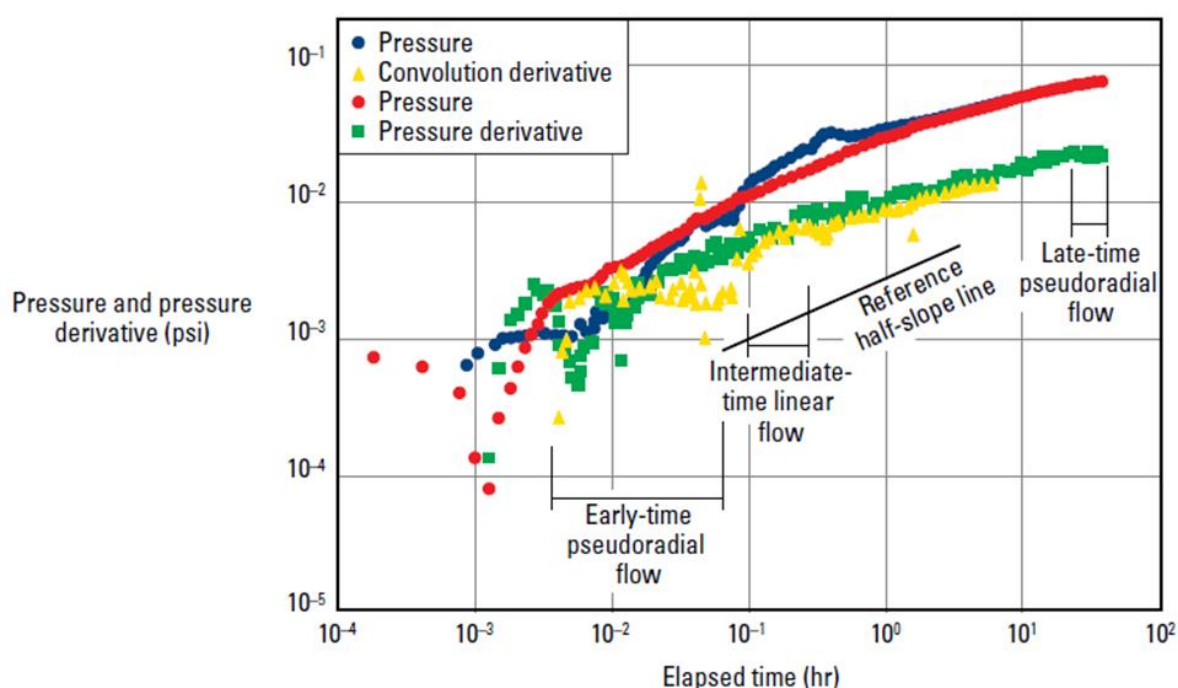


Рисунок 2.4 – Сравнительный диагностический график, используемый для определения режима течения в горизонтальной скважине (Шах и др., 1990)

Как показывают несколько источников [23], эффект влияния ствола скважины можно уменьшить путем закрытия скважины на забое, но даже этот способ не устраняет эффект влияния ствола скважины полностью. В качестве альтернативного варианта была предпринята удачная попытка создания численной модели, которая включает эффект влияния ствола скважины и исключает необходимость закрытия скважины на забое [24].

Как уже было упомянуто ранее, траектория горизонтальных скважин редко горизонтальная в действительности, и часто является «змеевидной» с многочисленными поднятиями и впадинами. Согласно Искандару [8], нелинейные траектории горизонтальных скважин

усложняют структуру многофазного потока в стволе в связи с разделением фаз из-за разницы плотностей. Он также упоминает, что расширение газа с высокой сжимаемостью при снижении давления увеличивает объемный расход газа, и, как следствие, скорость движения газа в ГС, что может привести к существенным изменениям структуры потока в горизонтальном стволе из-за увеличения или снижения скорости флюида.

С. Ленн [13] отмечает, что в случае присутствия в коллекторе газа, существует два основных режима течения, встречающихся в горизонтальных скважинах: когда отклонение ГС от вертикали меньше 90° (восходящий поток), имеет место глобулярное течение газа; когда отклонение больше 90° (нисходящий поток), имеет место стратифицированный поток газа, нефти и воды, текущих друг над другом с различными скоростями.

Согласно Ф. Кучуку [11], присутствие газа в стволе при фонтанировании приводит к тому, что сжимаемость варьируется, и в итоге эффект влияния ствола скважины становится непостоянным. Таким образом, измерения давления манометра будут для многофазного потока, в то время как в пласте флюид однофазный. Как следствие, феномен разделения фаз может создать значительные скачки в замерах давления и резкие изменения в диагностических графиках производной давления. Кучук также приводит пример этого феномена (рис. 2.5) для КВД в горизонтальной скважине. Как видно на графике, разделение фаз в ГС значительно искажает период наклона прямой равного единице до 30 часов. В итоге 160-часовое исследование скважины методом восстановления давления не предоставляет никакой информации о пласте-коллекторе и пластовом давлении.

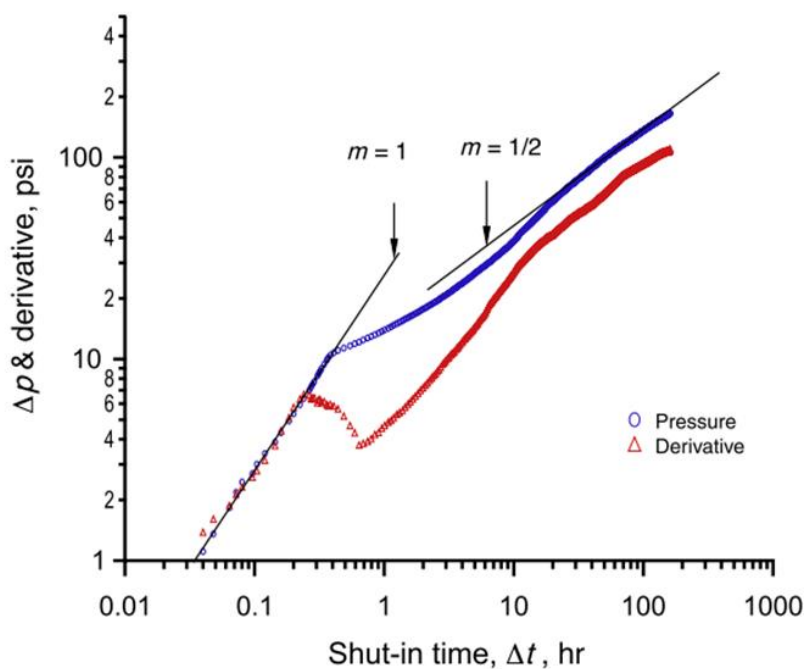


Рисунок 2.5 – Производная для исследования ГС методом КВД (Кучук, 1997)

Проблема неравномерного притока к ГС была тщательно изучена многими авторами, и среди возможных причин были названы неоднородность коллектора, наличие пропластков с разными ФЕС и непроницаемых пропластков, эффект уменьшенного забойного давления у «пятки» горизонтальной скважины, а также конструктивная схема заканчивания скважин.

В частности, Т. Илдиз и Е. Озкан [20] исследовали поведение давления в горизонтальных скважинах с частичным вскрытием и выяснили, что традиционные аналитические модели анализа ГДИС с их допущениями и ограничениями не могут адекватно описать поведение давления в ГС с неполным вскрытием. Более того, в этом случае диагностический график в логарифмических координатах может показывать переходный радиальный период притока, что обычно не наблюдается в скважинах с открытым стволом или целевым хвостовиком.

Применение устройств регулирования притока считается одной из наиболее эффективных мер для выравнивания профиля притока в горизонтальных стволах, однако влияние этих устройств на поведение давления, и, следовательно, интерпретацию ГДИС остается неясным.

Б. По и А. Эркаль [19] в своем исследовании на предмет неустановившегося давления в горизонтальных скважинах с применением устройств регулирования притока отмечают эффект размера отверстий, их количество и их распределение вдоль ГС на давление и профиль притока. Они выяснили, что качественный дизайн конструктивной схемы заканчивания с устройствами регулирования притока с отверстиями меньшего диаметра у пятки и увеличением диаметра отверстий к носку скважины приводит к более равномерному распределению перепада давления вдоль горизонтальной секции. Более того, как отмечается в статье, поведение давления в раннее время в значительной степени зависит от длины интервала с частичным вскрытием относительно пробуренной длины, при этом больший перепад давления относится к меньшим длинам интервалов с неполным вскрытием, и наоборот.

Е. Никджо и др. [18] изучали возможность искажения теоретического поведения давления из-за дополнительного нелинейного перепада давления, возникающего в конструктивных схемах заканчивания с устройствами регулирования притока и пришли к выводу, что значительные вариации дебитов в разных зонах (во время отбора) или меняющийся диаметр устройств регулирования притока влияют на измеренное на забое давление, и в результате графики давления и его производной могут быть искажены, что приведет к неправильной оценке скин-фактора и проницаемости, определенных по классической теории интерпретации ГДИС. Тем не менее, они также отмечают что при

исследовании методов восстановления давления, когда дебит остается неизменным, могут быть использованы традиционные методы интерпретации ГДИС.

Таким образом, несмотря на то, что в прошлом были предприняты многочисленные попытки изучения влияния нарушения допущений классической теории интерпретации ГДИ горизонтальных скважин, эта проблема остается довольно спорной и требует дальнейшего изучения. В данной работе предлагается использовать метод численного моделирования гидродинамических исследований горизонтальных скважин, подобный тому, который был использован для вертикальных скважин в статьях [15] и [16].

3 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

В целях изучения поведения давления в горизонтальных скважинах, вскрывающих коллекторы с различными формами и неоднородностями, был применен трехступенчатый подход, подобный тем, которые были описаны А. Миджиньявой и А. Грингартемом [15]. Во-первых, была создана численная модель, описывающая типичную горизонтальную скважину и бесконечный пласт, которые были рассмотрены в разделе 1.1 с целью проверки правильности ее работы и получения классического диагностического графика производной давления в билогарифмических координатах, а также сравнения результатов интерпретации полученной зависимости изменения давления со временем с входными параметрами гидродинамической модели. Во-вторых, были построены геологические и соответствующие им гидродинамические модели, отражающие упрощенные геометрические формы типичных песчаных тел-коллекторов для изучения влияния формы коллектора на поведение давления. Наконец, был проведен анализ чувствительности поведения давления к изменению параметров моделей коллекторов.

3.1 Моделирование базового случая

Численная модель для базового случая была построена в программном обеспечении Petrel-2015 Software Platform; гидродинамические расчеты осуществлялись в симуляторе Eclipse 100, разработанном компанией Schlumberger. Динамическое поведение давления было получено с использованием однородной декартовой сетки 3D. Также было выполнено локальное измельчение сетки вокруг горизонтальной скважины (в вертикальной секции скважины перфорация не проводилась). Локальное измельчение сетки было произведено с целью сокращения влияния численной дисперсии на результаты расчетов.

На гидродинамической модели со следующими размерами был смоделирован отбор нефти с постоянным дебитом, длившийся около 1 года: 3000 м по оси X, 3000 м по оси Y и 50 м по оси Z (120x120x50 ячеек соответственно). Общее количество ячеек равно 720000. При выполнении локального измельчения сетки вокруг горизонтального ствола число ячеек увеличилось до 1022400 ячеек, при этом 302400 ячеек относятся к локальной сетке. Модель включает одну фацию – песчаник с коллекторскими свойствами. Горизонтальная скважина расположена в центре секторной модели, длина горизонтальной секции составляет 600 м, угол отклонения горизонтального ствола от вертикали – 90° (рис. 3.1). Была использована модель флюида мертвой нефти (dead oil) с постоянной сжимаемостью. Согласно модели идеальной горизонтальной скважины, описанной в разделе 1.1, пористость для базового

случая является однородной во всем коллекторе и равна 20%. Проницаемость является анизотропной и постоянной в горизонтальном (100 мД) и вертикальном направлениях (25 мД). Диагностический график производной давления по времени в билогарифмических координатах представлен на рис. 3.2. Стоит отметить, что псевдо установившийся режим притока, характеризующийся на диагностическом графике наклоном прямой, равным единице, в данной ситуации наблюдается в связи с достижением волны распространения давлениями границ сектора.

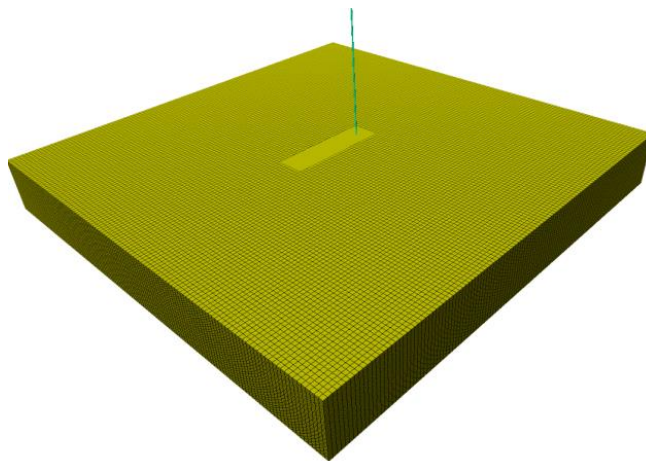


Рисунок 3.1 – Секторная модель горизонтальной скважины с действующими допущениями

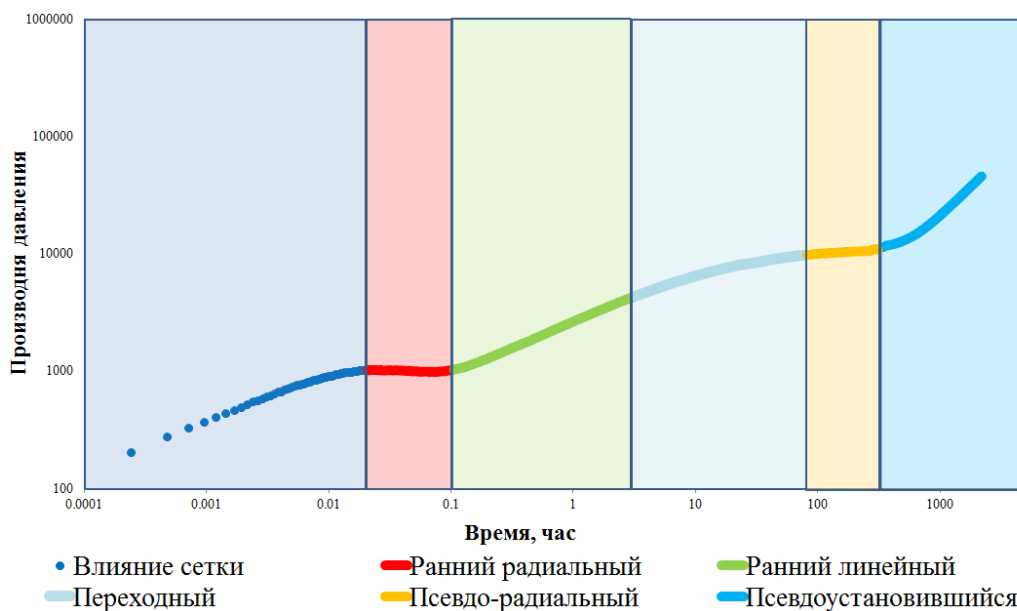


Рисунок 3.2 – Диагностический график производной давления по времени в билогарифмических координатах для базового случая

После этого, чтобы проверить пригодность построенной гидродинамической модели, полученная путем моделирования зависимость давления от времени была проанализирована

с использованием традиционного способа интерпретации данных ГДИС, описанного в разделе 1.3. В результате расхождение между входными данными гидродинамической модели и параметрами, полученными при интерпретации, незначительное, поэтому можно утверждать, что данная модель соответствует допущениям классической теории интерпретации ГДИС и для ее анализа могут быть использованы традиционные способы интерпретации с высокой точностью.

3.2 Геологическое моделирование

Природные резервуары нефти и газа встречаются в разнообразных формах и с разнообразными размерами, которые определяются геологическими условиями, преобладающими во время накопления осадка, его уплотнения и погружения, а также тектоническими процессами, включающими образование дизъюнктивов и складчатости. Данные факторы часто приводят к образованию таких геологических особенностей, как выклинивания, литологическое замещение и непараллельные границы пластов.

В целях изучения поведения давления в программном комплексе Petrel-2015 были построены геологические модели, отражающие коллекторы с различной геометрией с использованием объектного моделирования. Геологическая модель имеет размеры 3000 м по оси X, 3000 м по оси Y и 50 м. Размеры сектора и локальной сетки, свойства флюида, а также длина горизонтального ствола и его положение в секторе для всех прогонов модели остались такими же, как и в базовом случае. Размер ячеек был подобран таким образом, чтобы было возможно отразить геометрию песчаных тел-коллекторов и избежать долгого времени расчета гидродинамической модели. Свойства двух моделируемых фаций – коллектора и неколлектора – для базового случая представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Фации модели для базового случая и их свойства

Фация	Коллектор	Неколлектор
Описание	Песчаник	Аргиллит
Пористость, объемная доля	0.2	0.2
Горизонтальная проницаемость k_x, мД	100	0.01
Вертикальная проницаемость k_z, мД	$0.25*k_x$	$0.25*k_x$

Чтобы исследовать влияние геологической неоднородности на поведение давления в горизонтальных скважинах, были построены упрощенные формы коллекторов, описанные в следующей части.

3.3 Анализ чувствительности

3.3.1 Флювиальная обстановка осадконакопления

Осадками речных каналов называют отложения песчаной, алевритовой и глинистой фракций, заполняющие долины, образованные течением речным систем (рис. 3.3). Песчанки каналов заполнения образуют длинные, узкие коллектора, которые успешно разрабатываются горизонтальными скважинами (рис. 3.4). Как уже было отмечено ранее, несколько исследователей изучали поведение давление в коллекторах флювиального типа, вскрытых вертикальными скважинами [15], [17], [30]. Одним из наиболее важных параметров для коллекторов речного типа является сообщаемость песчаных тел. Выделяются следующие категории сообщаемости коллекторов: ассоциация архитектурных элементов, характер взаимного наложения каналов и эффективная толщина коллектора. Более того, неоднородность проницаемости, характерная для коллекторов флювиального типа, оказывает значительное влияние на распространение давления со временем

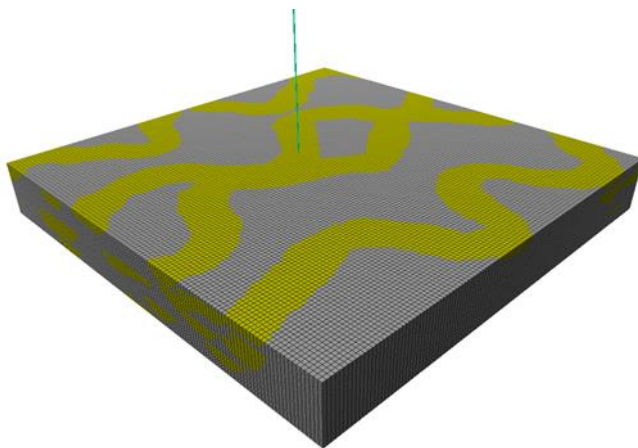


Рисунок 3.3 – Система флювиальных осадков, созданная при помощи объектного моделирования в Petrel

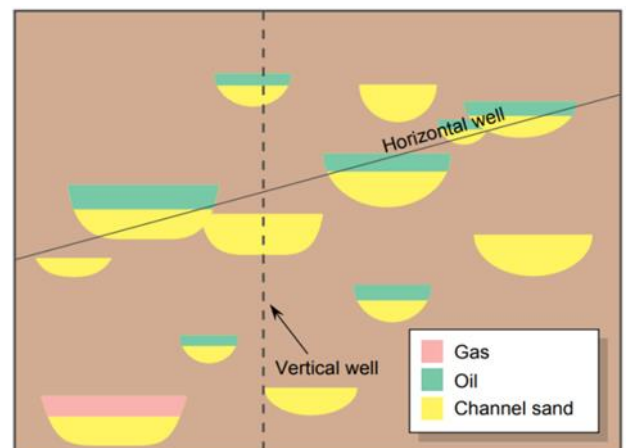


Рисунок 3.4 – Изолированные песчаные коллектора флювиального типа, вскрытые горизонтальной скважиной

Согласно П. Карлингу [31], в коллекторах флювиального типа обычно наблюдается уменьшение проницаемости вниз по разрезу, а также в направлении, обратном направлению накопления осадков – течению реки (рис. 3.6). Этот тренд отражает изменение размера зерен, а также увеличение содержания глинистой фракции в коллекторе. По другой информации, наивысшая проницаемость флювиального канала наблюдается в центральной части коллектора, и постепенно уменьшается к низу и краям тела [32]. Изменяемые при проведении анализа чувствительности параметры, а также диапазон их изменения представлены на рис. 3.6.

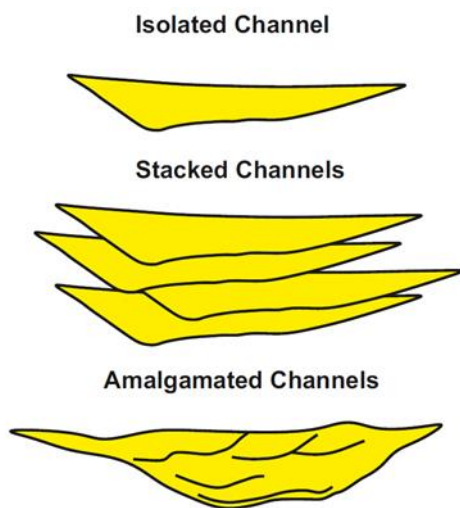


Рисунок 3.5 – Конфигурации флювиальных каналов

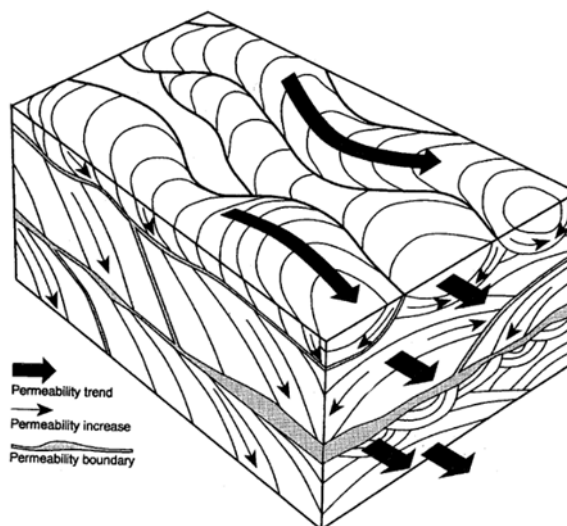


Рисунок 3.6 – Схема распространения проницаемости в песчанике флювиального типа (П. Карлинг, 1996)



Рисунок 3.6 – Схема анализа чувствительности коллекторов флювиального типа

3.3.2 Мелководно-морская обстановка осадконакопления

Основными физическими процессами, действующими в мелководно-морской обстановке осадконакопления, является волновая и штормовая деятельность, приливно-отливные и речные потоки. Песчаные тела, образованные в этой обстановке, имеют особые черты, являющиеся надежными индикаторами мелководно-морской обстановки. Так, они характеризуются широкой латеральной протяженностью, наличием косой слоистости (для отложений мощных потоков), бугорчатой и линзовидно-волнистой слоистостью (для штормовых отложений). Кроме того, характерным признаком являются остатки различных организмов, имеющих в изобилии лишь в шельфовых обстановках. Наконец, о данной обстановке говорит литология и структура зерен: в основном это от средне до хорошо отсортированного песчаник и глины с небольшим количеством гравия.

Часто в коллекторах мелководно-морского типа встречаются так называемые «плотняки» – уплотненные карбонатизированные песчаники, который обладают

пониженными коллекторскими свойствами и зачастую препятствуют течению флюида в пласте, вызывая неравномерный приток к стволу скважины.

Стоит отметить, что часто мелководно-морские отложения характеризуются малой мощностью, что делает их хорошей целью для горизонтальных скважин. Это относится, в частности, и к месторождению X, эксплуатационный объект которого – Ю₁¹, представляет собой протяженное тело с мощностью от 2 до 9 м.

Чтобы изучить, как поведение давления при проведении исследования скважины методом КПД меняется для различных мощностей коллекторов, а также различной степени карбонатизированности песчаного тела, был проведен анализ чувствительности для разных длин горизонтальных стволов.

Результаты проведенного анализа чувствительности представлены в следующей главе.

4 RESULTS AND DISCUSSION

4.1 Fluvial depositional environment

Effect of channel content. Channel fraction was increased from 10% to 90 % with 20 % increment (Figure 4.1). The results of the simulation are presented in the figure 4.2.

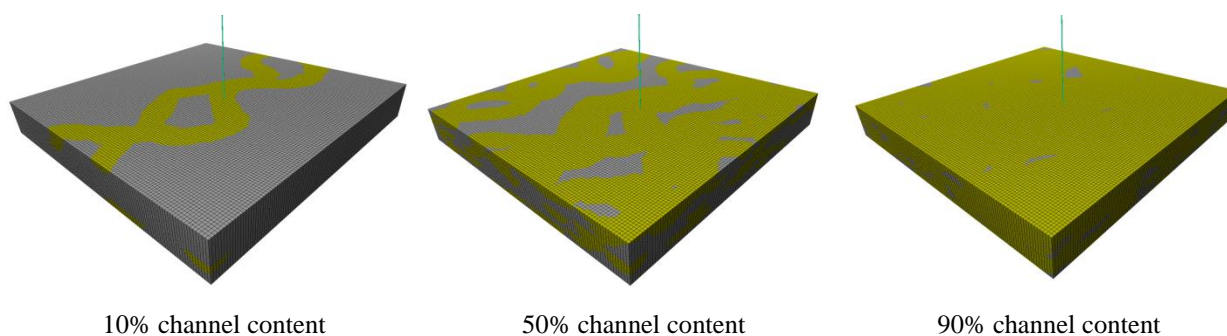


Figure 4.1 – Various channel content fraction generated using object modelling in Petrel

The variation in channel fraction reflects the degree of lateral connectivity, creating different configurations of channel geometry – isolated, stacked, amalgamated (Figure 3.4). Moreover, the increase in channel content indicates better pressure communication within the reservoir – it can be seen in the Figure 4.2 that for the 90% channel fraction case three basic flow regimes can be identified clearly. However, this is not the case for the 10 % channel content – both early-time and late-time radial regimes can be hardly distinguished, making the identification of reservoir parameters very difficult. On the whole, with the increase of the channel fraction the flow derivative diagnostic plot becomes more easily recognized and earlier pressure stabilization can be observed.

Effect of background facies permeability. The horizontal permeability of background shale facies is varied from 0.01 mD to 10 mD, while the permeability of the reservoir channel facies remains constant and equal to 100 mD.

The results for various channel fractions are presented in the Figures 4.3-4.5. The diagnostic plots show that the permeability contrast between channel sandstone and the overbank shale is more significant for the low channel content, while for the high channel content (Figure 4.5) the pressure response does not change significantly, and the diagnostic plots for different values of overbank permeability overlay each other. The general trend is that the transient pressure response and, consequently, diagnostic feature in low channel fraction cases becomes more and more confusing with increased permeability contrast between facies.

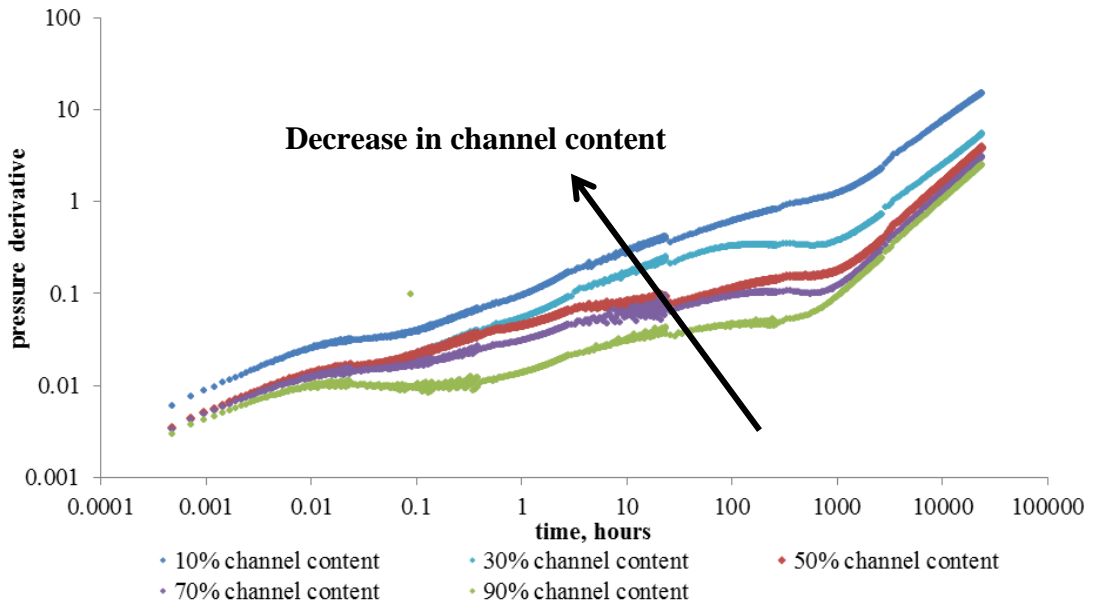


Figure 4.2 – Effect of the channel fraction on the pressure derivative

In particular, in cases where channel fraction is low and permeability contrast is high, such as Figure 4.3, the flow regimes are not so easily recognized, as the transitional flow dominates the derived pressure response. The decrease in permeability contrast extends the duration of the early-time radial flow. For the 90% channel content case the classical early-time radial, early-time radial and pseudo radial flow regimes on the can be clearly distinguished on the diagnostic plot. The time to reach semi-steady state is relatively the same in all the cases and amounts to approximately 1000 hours.

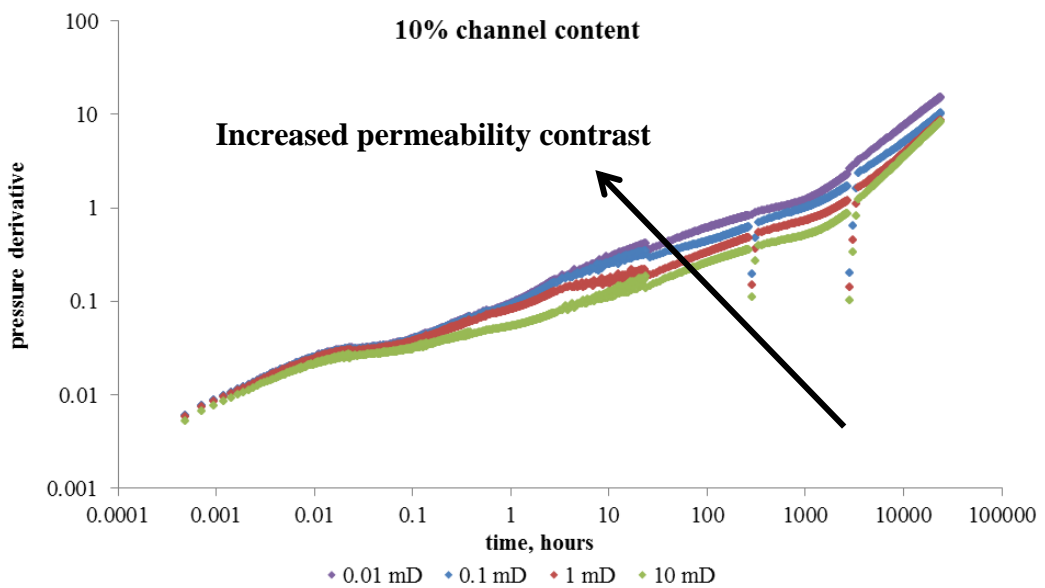


Figure 4.3 – Derivative diagnostic plot with background shale permeability variation for 10% channel content

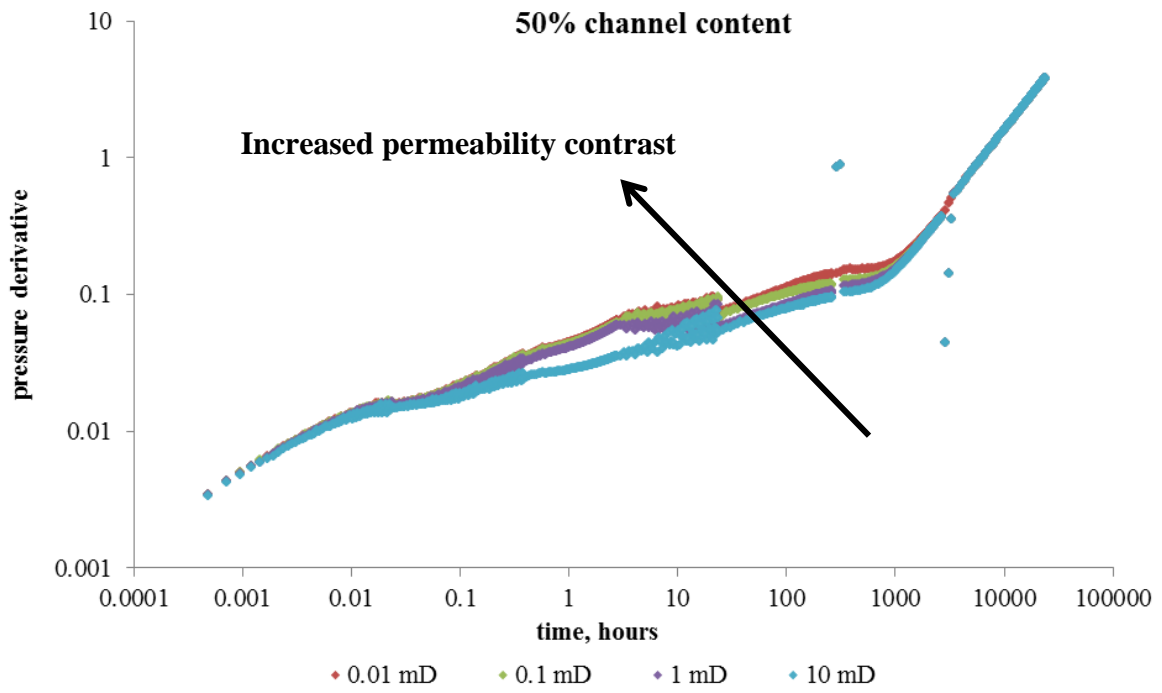


Figure 4.4 – Derivative diagnostic plot with background shale permeability variation for 50% channel content

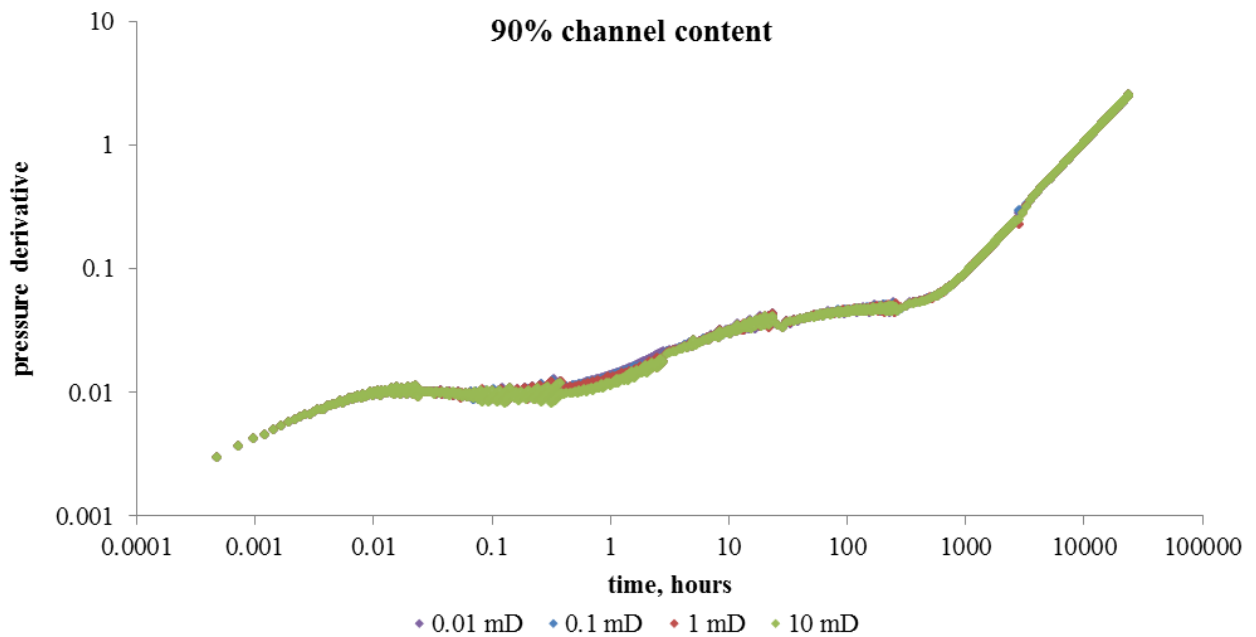


Figure 4.5 – Derivative diagnostic plot with background shale permeability variation for 90% channel content

Effect of areal permeability contrast. The horizontal permeability parallel to the wellbore and perpendicular to the direction of sediment accumulation k_x (major direction of the sand body) was varied from 0.1 to 100 mD, while the horizontal permeability perpendicular to the wellbore and

parallel to the direction of sediment accumulation k_y remained constant and equal to 100 mD (Figure 4.6). The results of the simulation are shown on the figures 4.7-4.9.

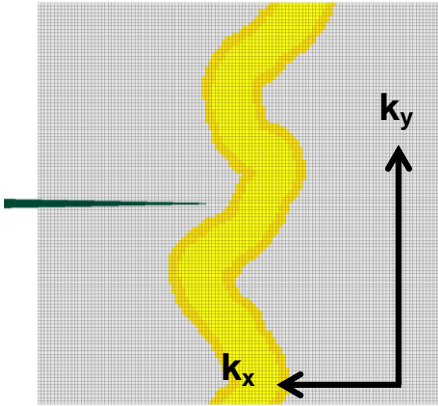


Figure 4.6 – Areal permeability anisotropy in fluvial channel

As in the previous cases, the effect of permeability variation is more pronounced for low channel sand fraction. While being consistent at early and middle times, the pressure response for various k_x values starts to diverge at late times, in some cases completely masking the second radial flow regime. As a result, the flow regimes can be identified distinctly for the relatively high channel content (50-90%) with horizontal permeability contrast (both k_x and k_y equal to 100 mD).

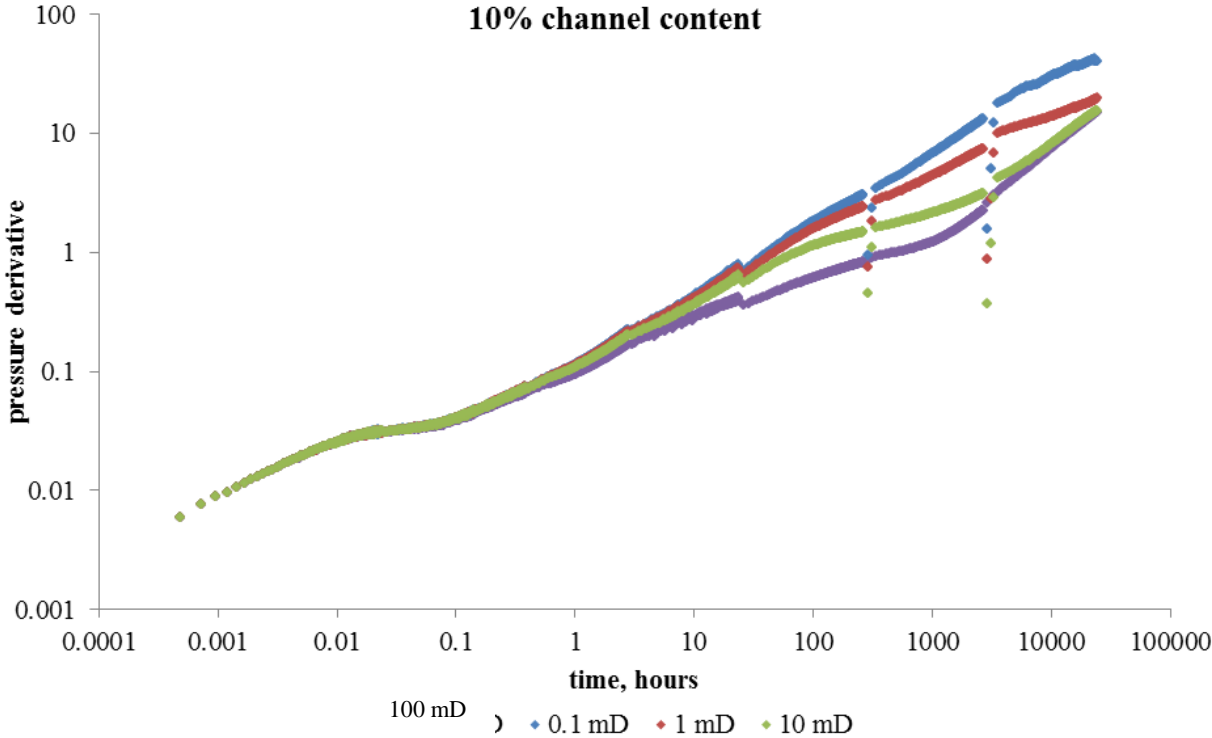


Figure 4.7 – Derivative diagnostic plot with areal permeability contrast for 10% channel content

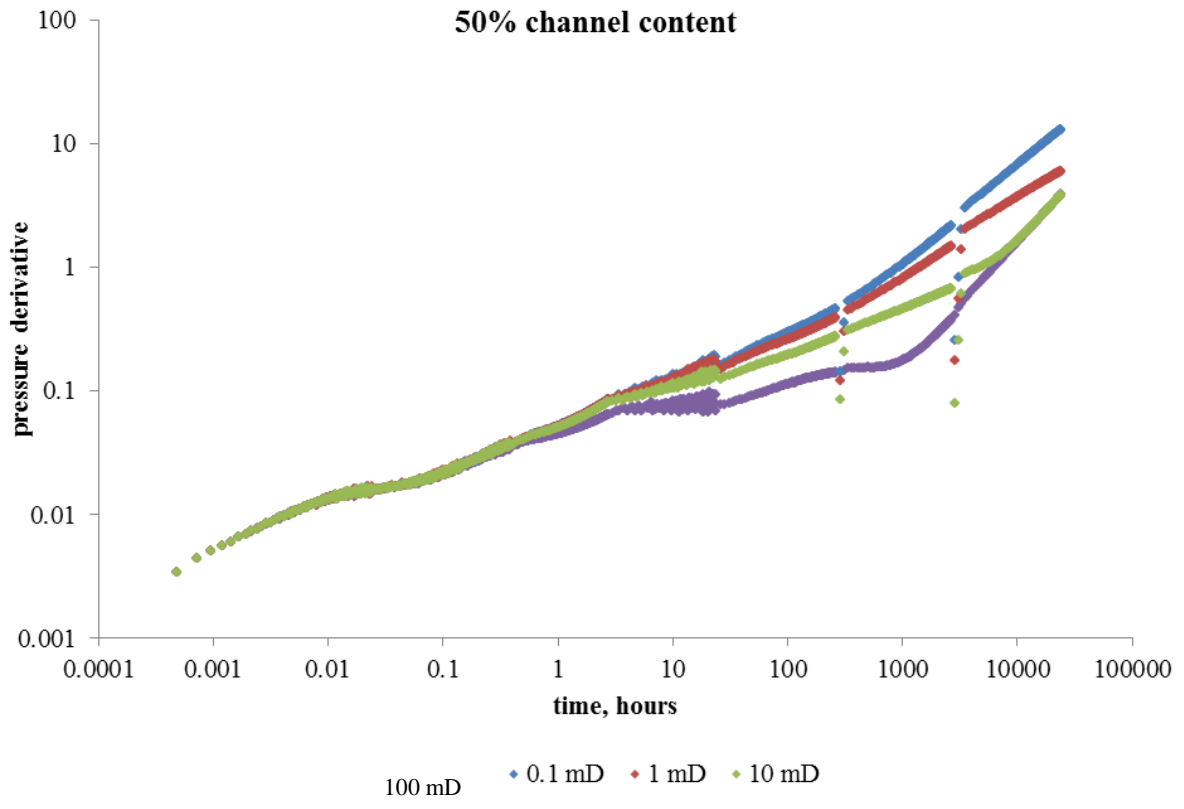


Figure 4.8 – Derivative diagnostic plot with areal permeability contrast for 50% channel content

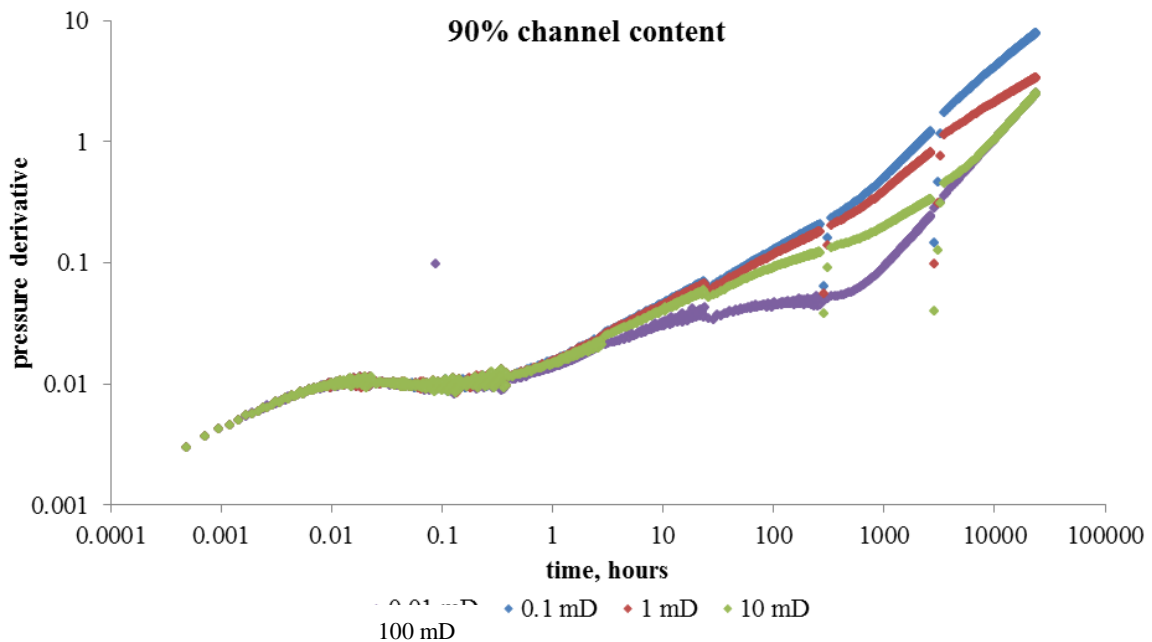


Figure 4.9 – Derivative diagnostic plot with areal permeability contrast for 90% channel content

Effect of impermeable streak between channels. In this case the presence of zero permeability streak between the channel bodies that can occur in stacked or amalgamated configurations (Figure 3.4) is considered (Figure 4.10). The results of the simulation are presented in the Figure 4.11.

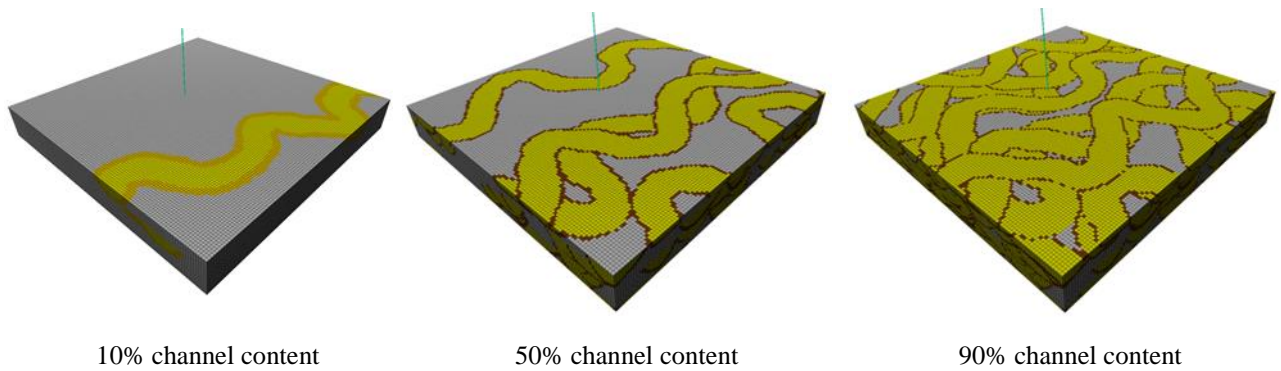


Figure 4.10 – Various channel content fraction for the case with impermeable streak between channel bodies

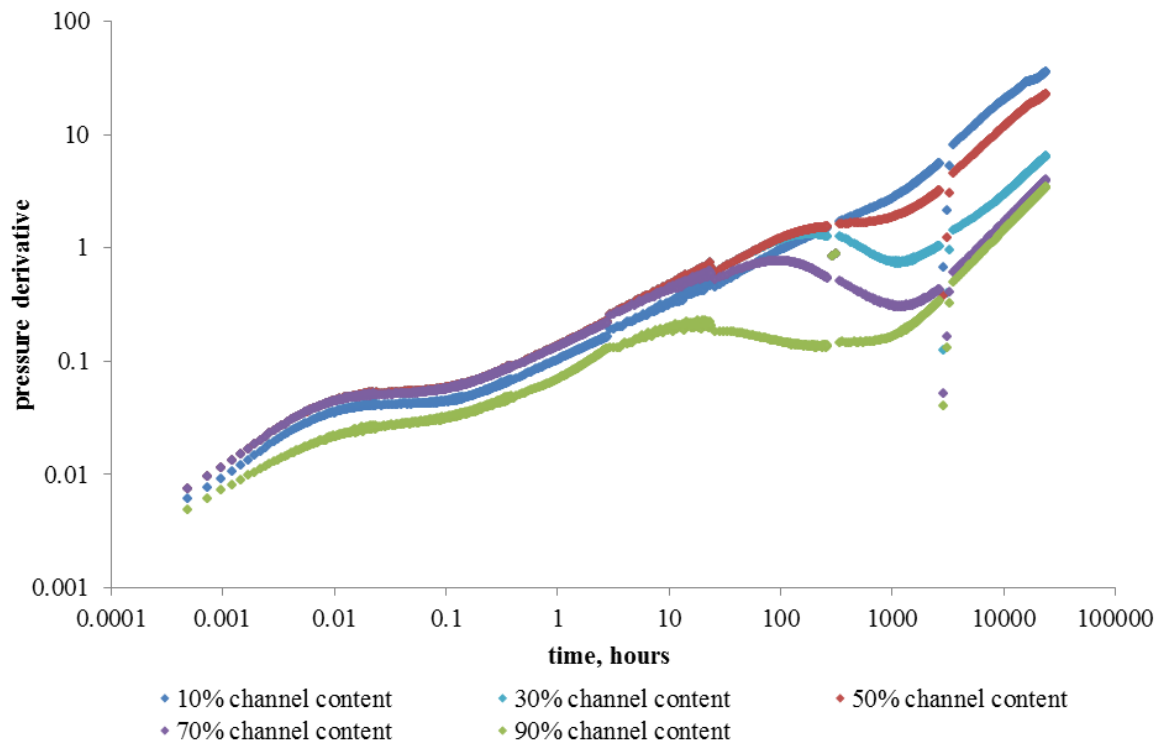


Figure 4.11 – Derivative diagnostic plot with impermeable lamina between channels for various channel content

It can be seen on the Figure 4.13 that the impermeable streak mostly influences the pressure response at the late times, affecting the second radial flow regime, which is completely absent on the diagnostic plot for 10% channel content. For the high channel content (90%) early-time linear regime is followed by negative quarter slope, after which the pseudo-radial flow regime can be observed clearly. For the intermediate channel content cases (30-70%) the early-time linear flow is followed by the negative half-slope, with the consequent short indication of the second radial flow.

Effect of internal permeability heterogeneity. In fluvial channels highest permeability is observed in the central two-thirds of a particular sand body, and is progressively lower at the sand

body margins (Figure 4.12) [32], therefore for this case such internal permeability variation was considered. The results of the simulation are presented on the Figure 4.13.

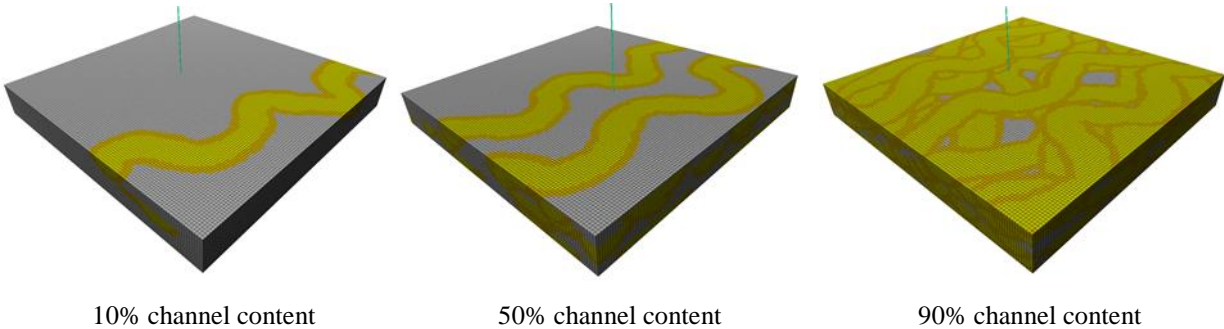


Figure 4.12 – Various channel content fraction for the case with internal heterogeneity

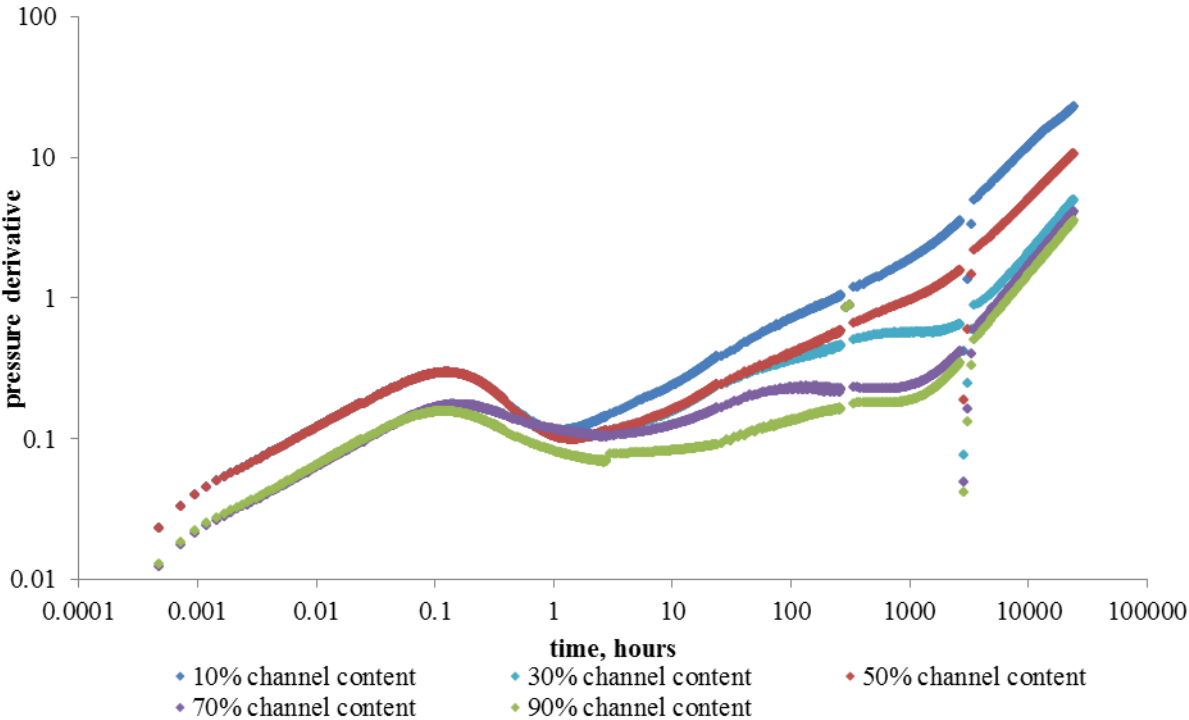


Figure 4.13 – Derivative diagnostic plots showing internal permeability heterogeneity for various channel content

Conclusion. In low channel content cases, where lateral compartmentalization occurs, effective wellbore length is not equal to the drilled length, causing the non-uniform flux to the wellbore. As a result, individual channel bodies fail to intersect, affecting the pressure response, distorting the diagnostic plot and in some severe cases making the flow regimes unidentifiable. The effect of low channel content is aggravated by increased permeability heterogeneity, both between facies and internal permeability within the channel body.

4.2 Shallow marine depositional environment

Effect of reservoir thickness and horizontal section length. For the reservoirs with uniform thickness (10, 30 and 50 m) the horizontal section length was varied from the 50 m to 1000 m. The results of the simulation are presented in the figures 4.14-4.16.

Diagnostic plots show that with variable reservoir thickness and horizontal section length, some of the flow regime might change their duration or even be absent at all. In particular, when horizontal well is penetrating a relatively thin bed, early-time radial flow is not happening, and the first flow regime which can be observed on diagnostic plot is linear. This is the case for the 10 m reservoir thickness (figures 4.14).

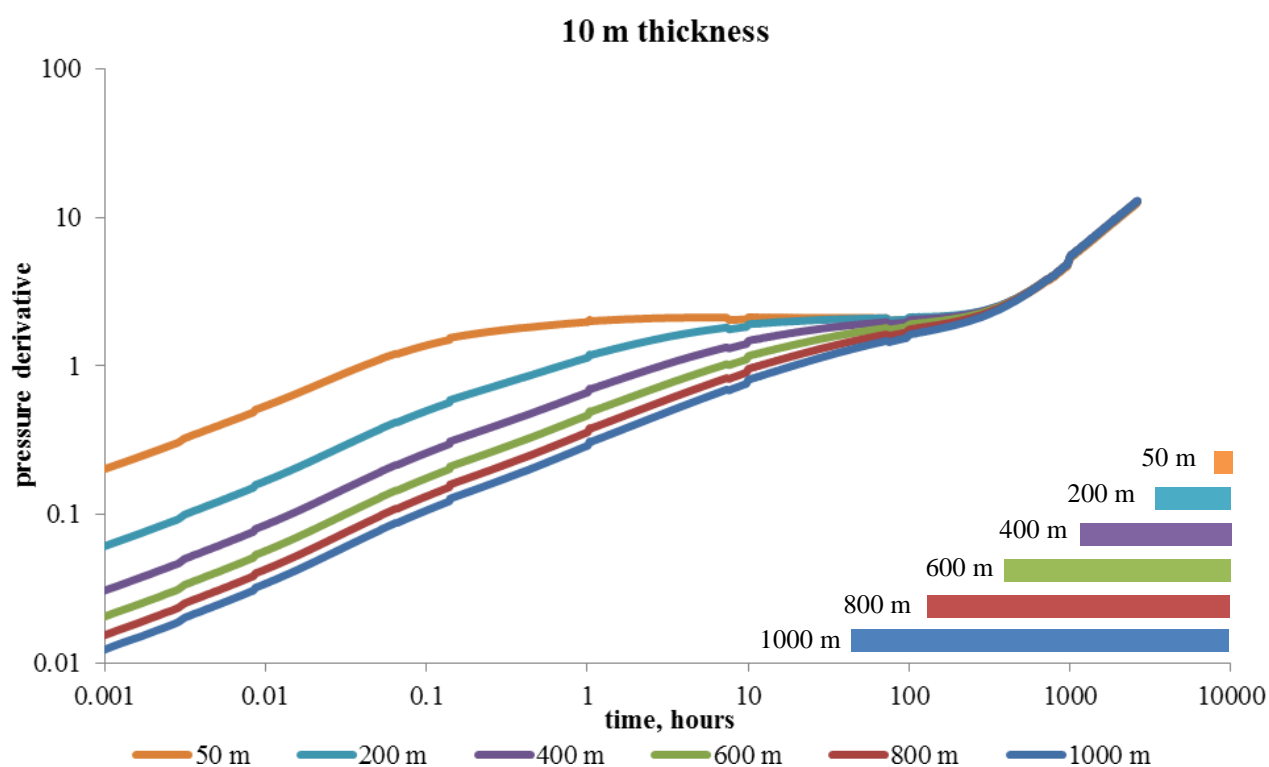


Figure 4.14 – Various horizontal section lengths for the reservoir with 10 m thickness and uniform properties

With increased thickness of the reservoir, the duration of linear flow reduces, and for the large horizontal section length (from 200 to 1000 m) the early-time radial flow can be observed (figure 4.15). For the medium well length (200-600 m), pseudo-radial flow also appears on the diagnostic plot, while for the bigger lengths (800-1000 m) the early-time linear flow gives place to the semi-steady state flow, which is explained by the influence of the sector limits.

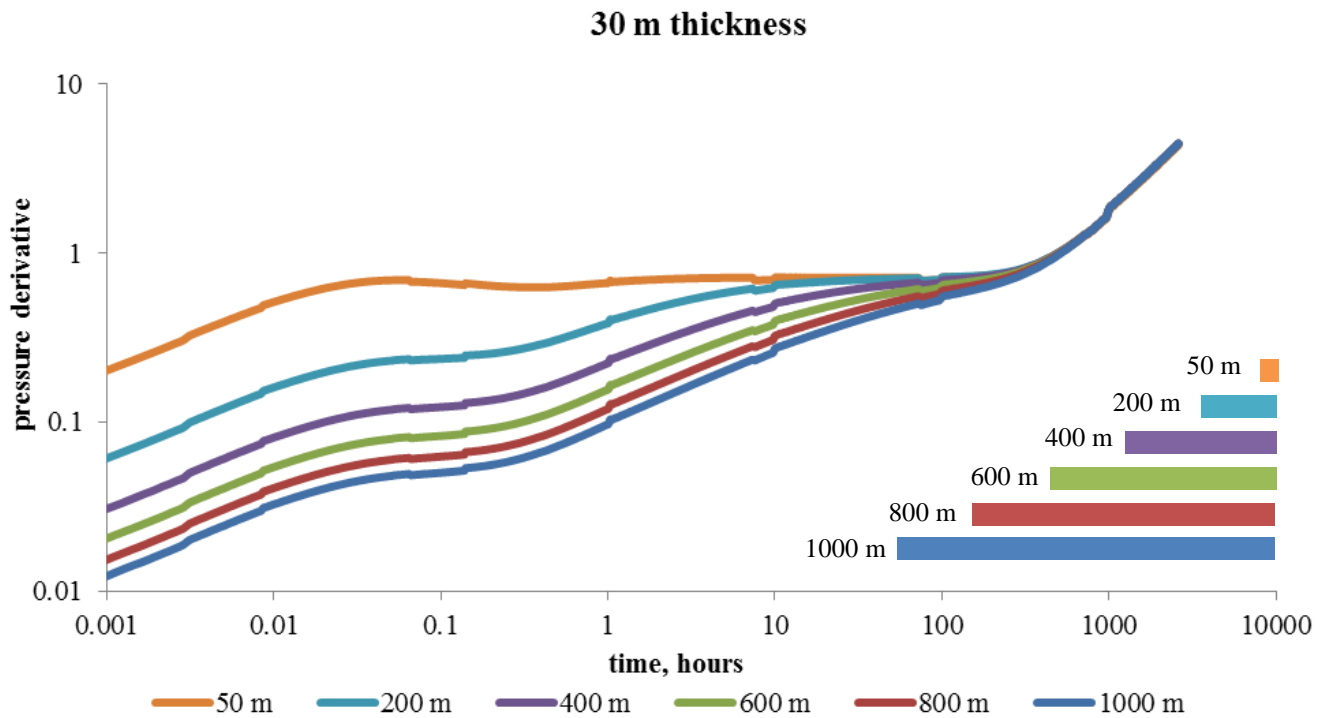


Figure 4.15 – Various horizontal section lengths for the reservoir with 10 m thickness and uniform properties

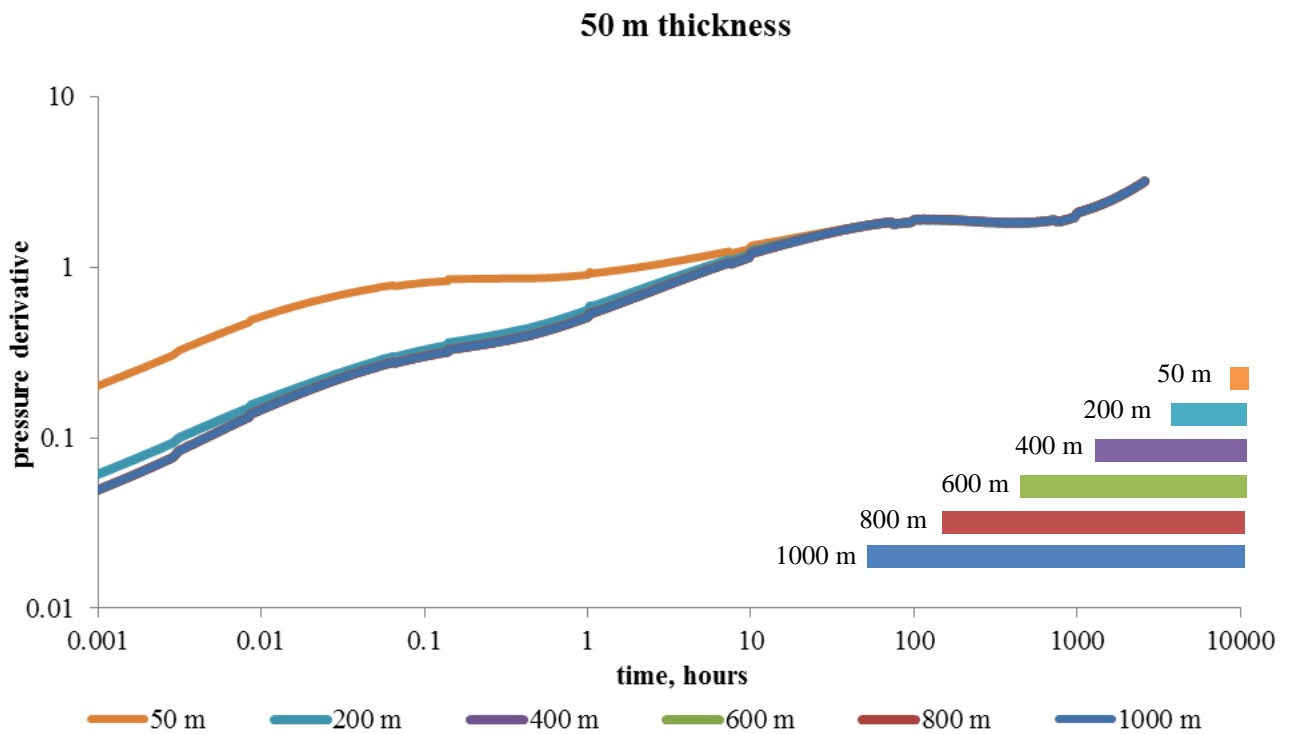


Figure 4.16 – Various horizontal section lengths for the reservoir with 50 m thickness and uniform properties

Effect of internal reservoir heterogeneity. The layers if the tight sand were distributed in the reservoir with the thickness of 10 m and the permeability of tight sand was varies from 0 to 100 mD. The results of simulation for various wellbore lengths are presented in the figures 4.18-4.20.

The results of the simulation show that the permeability contrast between the clean sand and the tight sand which is present in the form of discontinuous layers has a direct influence on pressure response. In particular, when the contrast is high, the early-time radial flow is not observed on the diagnostic plot. With the decreased contrast, this flow regime becomes more and more apparent and its duration growths. This is due to the improved pressure communication between layers.

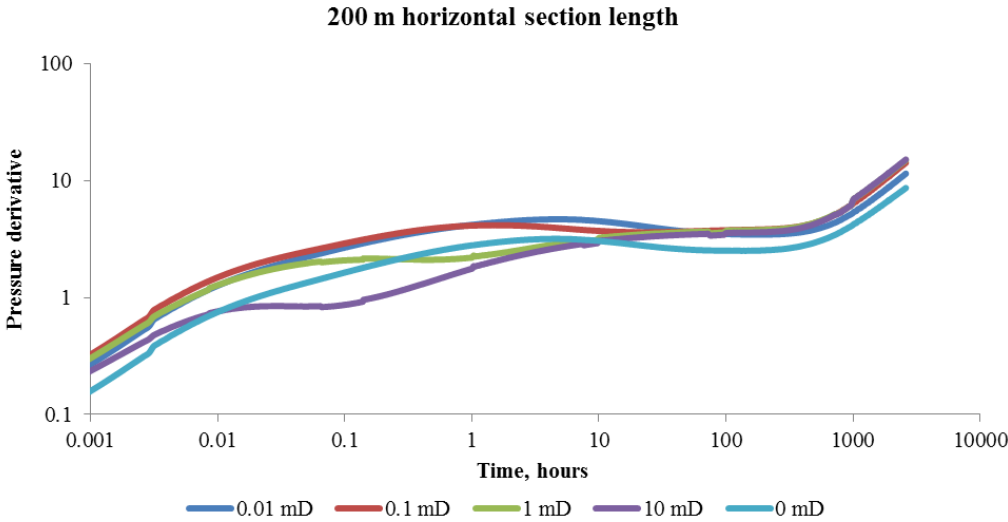


Figure 4.18 – Various horizontal section lengths for the reservoir with 10 m thickness and internal heterogeneity

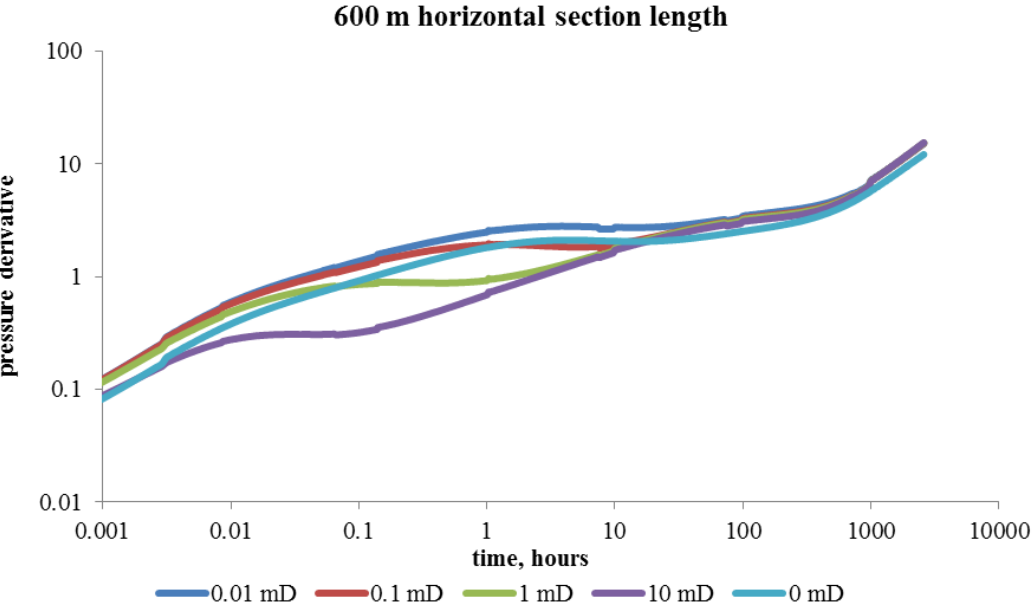


Figure 4.19 – Various horizontal section lengths for the reservoir with 10 m thickness and internal heterogeneity

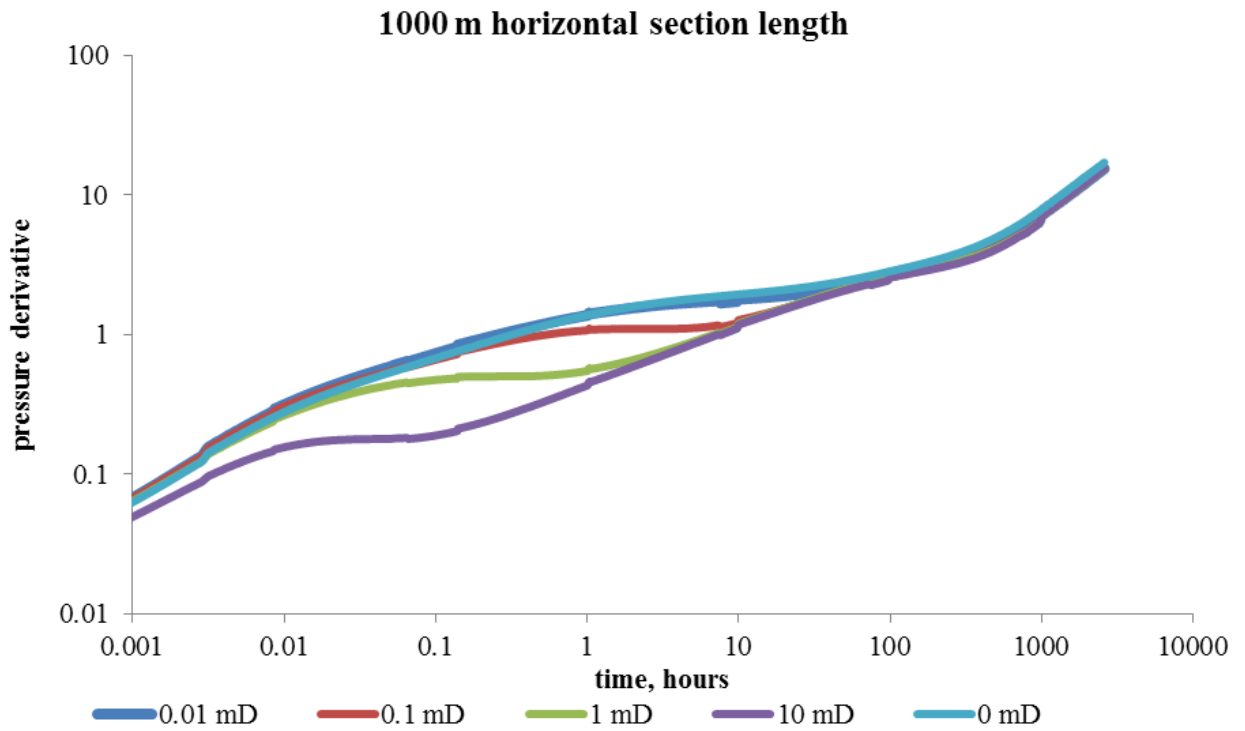


Figure 4.20 – Various horizontal section lengths for the reservoir with 50 m thickness and uniform properties

Conclusion. In cases with internal heterogeneity, effective wellbore length is not equal to the drilled length, causing the non-uniform flux to the wellbore. As a result, pressure response is affected and derivative diagnostic is distorted, especially when the permeability contrast is high.

4.3 Field Examples

To confirm the previously discussed statement that well test in the horizontal wellbore where basic assumptions are not valid often give erroneous and unreliable data, the real field examples were considered.

As an input data, the well test results from two horizontal well that penetrate target reservoir U_1^1 of the oil, gas and condensate Field X were available. The results processing and interpretation was conducted in the Saphir NL Software by KAPPA Engineering. The parameters of the target reservoir U_1^1 were described in the section 1.3.2 of the thesis. The parameters of the reservoir fluid are presented in the table 4.1.

Table 4.1 – Main parameters of the reservoir fluid

Oil density, g/cc	Oil viscosity, cP	Oil FVF, m ³ /m ³
0.576	0.1	4

The results of the well test and their interpretation will be considered in details. In particular, following reasons can prevent the successful and efficient interpretation for this particular field.

Lateral heterogeneity of the reservoir. As was mentioned in the previous sections, the classical well test analysis theory assumes that the reservoir is homogeneous. This assumption leads to the increased possibility of the classical diagnostic features of the flow regimes being distorted in the heterogeneous reservoir when the duration of the transient test is sufficiently long.

Interference effect. During the well testing, nearby wells were producing. Since the distance between the tested horizontal wells and neighbor wells in this particular field is comparable to the horizontal section length, the neighbor wells will most likely influence the pressure response, and the classical flow regimes which allow the estimation of reservoir parameters will be possibly distorted on the diagnostic plot.

Input data uncertainty. Well test analysis for the horizontal well in the thin bed is based on the following equations, previously described in the section 2.1.3 of this thesis:

- The equation 1.10 of straight line slope on the semilog plot of the pseudo-radial flow, which can be used to obtain the permeability in the horizontal plane, if the flow rate, FVF, fluid viscosity, net pay thickness are known;
- The equation 1.7 of straight line slope on the specialized pot of linear flow regime, which can be used to obtain effective wellbore length, if the flow rate, FVF, net pay thickness, fluid viscosity, the porosity, total compressibility, are known and permeability in the horizontal plane is estimated.

It should be noted that the most uncertain parameter in these equations is net pay thickness. This is especially true for the heterogeneous reservoirs, such as U_1^1 , formed in shallow marine depositional environment, where tight sand layer that are the result of the secondary depositional processes, are quite common.

According to the equations 1.7 and 1.10, the net pay thickness is inversely related to the permeability and effective wellbore length at the fixed value of the straight line slope (height of the derivative plateau at diagnostic plot): the increase of the net pay thickness results in the permeability and effective wellbore length decrease, and vice versa. Taking into account the fact the derivative plateau can be spurious due to the interference effect, the degree of uncertainty seems to be very high.

All in all, there is a number of ways in which the three considered horizontal wells are not consistent with the assumptions made in the analytical solution for the horizontal well model in the heterogeneous reservoir with infinite lateral extent and no-flow upper and lower boundaries:

- Variable net pay thickness;
- Geological heterogeneity;

- Effective wellbore length not being equal to the drilled length;
- Low density fluid with high FVF (volatile oil).

Well №1 (U₁¹). The buildup test with the duration of 88.5 hours followed the drawdown with the duration of 0.5 hours. The input parameters for the analysis are demonstrated in the table 4.2. The log-log plot is illustrated in the figure 4.1. The results of the interpretation are presented in the table 4.3.

Table 4.2 – Input parameters for the well test analysis

Parameter	Well №1	Well №2
Well radius, m	0.108	0.108
Drilled horizontal length, m	708	696
Effective wellbore length (from logs), m	560	30
FVF, m ³ /m ³	4	4
Oil viscosity, cP	0.07	0.07
Total compressibility of the system, 1/atm	1.1*10 ⁻³	1.1*10 ⁻³
Reservoir thickness, m	4.7	2.5
Porosity, fraction	0.166	0.163
Permeability, mD	21.7	22

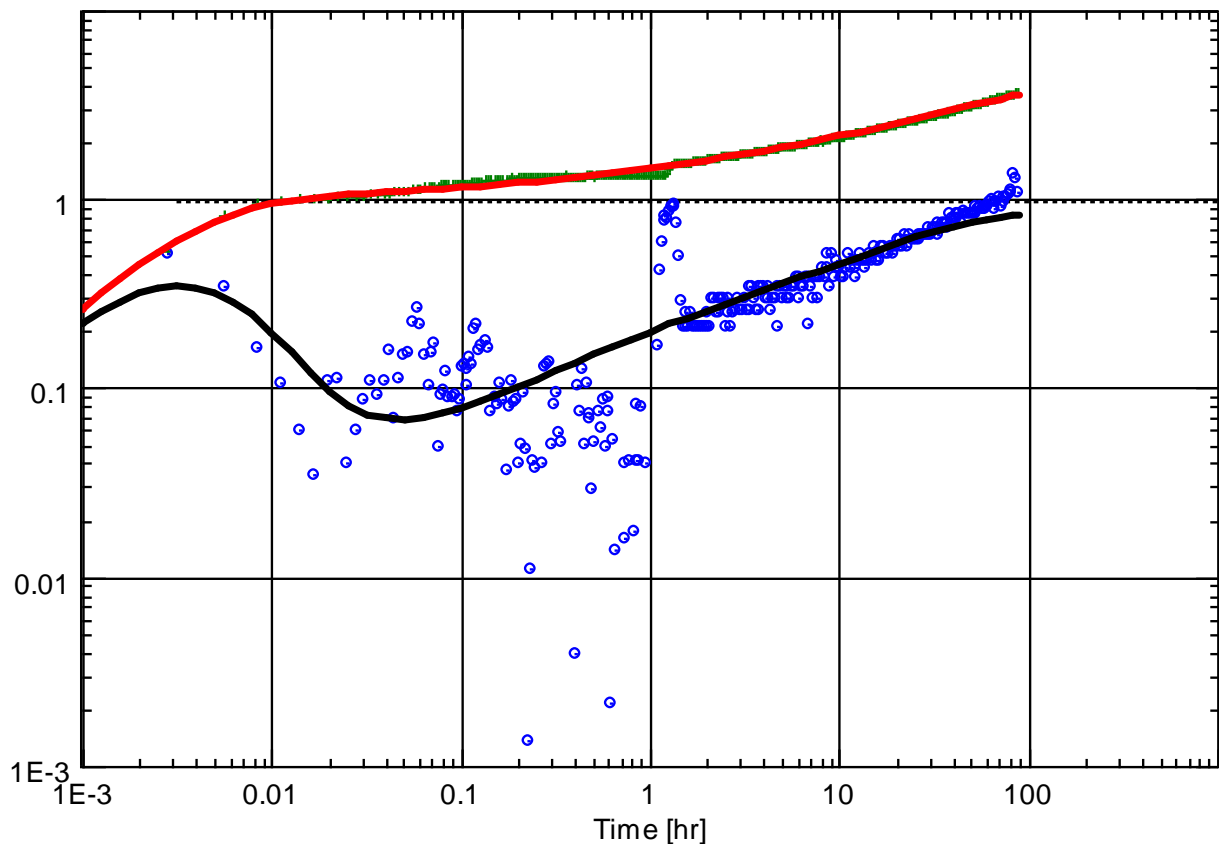


Figure 4.1 – Log-log diagnostic plot for the well №1

The diagnostic plot shows the random pressure behavior at the early time, which can presumably be associated with the neighbor well shut-in for the buildup test. At later times, approximately after one hour has elapsed, the derivative data line seems to exhibit a half slope, which is a diagnostic feature of the early-time linear flow. However, the derivative plateau, which is a diagnostic feature of the consequent pseudo radial flow, is not observed.

Therefore, the results of the interpretation cannot be considered the accurate estimation of the reservoir and wellbore parameters.

Table 4.3 – Horizontal well test interpretation results from the Field X

	Well №1	Well №2
Parameter	Model	
Well	Horizontal	
Reservoir	Homogeneous	
Boundary	Infinite	
Top/bottom	No-flow	
	Model Parameters	
TMatch	160 [hr] ⁻¹	16.8 [hr] ⁻¹
PMatch	0.518 [kg/cm ²] ⁻¹	0.271 [kg/cm ²] ⁻¹
C	0.0330 m ³ *cm ² /kg	0.0673 m ³ *cm ² /kg
Total Skin	-6.88	-4.12
kh, total	236 md*m	49.9 md*m
k, average	59 md	9.99 md
Pi	161.088 kg/cm ²	139.114 kg/cm ²
Skin	0.393	0.557
Geometrical Skin	-7.27	-4.68
Well Length	708 m	609.6 m
Zw	1.48 m	3.62 m
h	4 m	5 m
kz/kr	0.00966	0.000072
Rinv	742 m	309 m

Well №2 (U₁¹). The buildup with the duration of 96.5 hours followed the drawdown with the duration of 1.5 hours. The input parameters for the analysis are demonstrated in the table 4.4. The log-log plot is illustrated in the figure 4.2. The results of the interpretation are presented in the table 4.3.

Diagnostic plot shows the pronounced radial flow regime that last for a long time. Despite the fact that well is surrounded by the other wells, and the distance between them is comparable to the horizontal section length, the interference effects does not appear in the diagnostic. However, short duration of the linear flow is an indication of the small effective horizontal wellbore length, which is confirmed by the wireline logging and the interpretation results – 30 m compared to the drilled length of 696 m (table 4.3). This tremendous divergence in the effective and drilled wellbore lengths values (effective length being only 4.3% of the total horizontal wellbore length) is the direct consequence of the characteristic for the reservoirs of shallow marine depositional environment geological heterogeneity. More specifically, according to the interpretation of the wireline logging

data of the surrounding wells, the region of the well №2 is extremely heterogeneous with the numerous tight streaks. This heterogeneity is captured on the correlation panel illustrated on the figure 4.1.

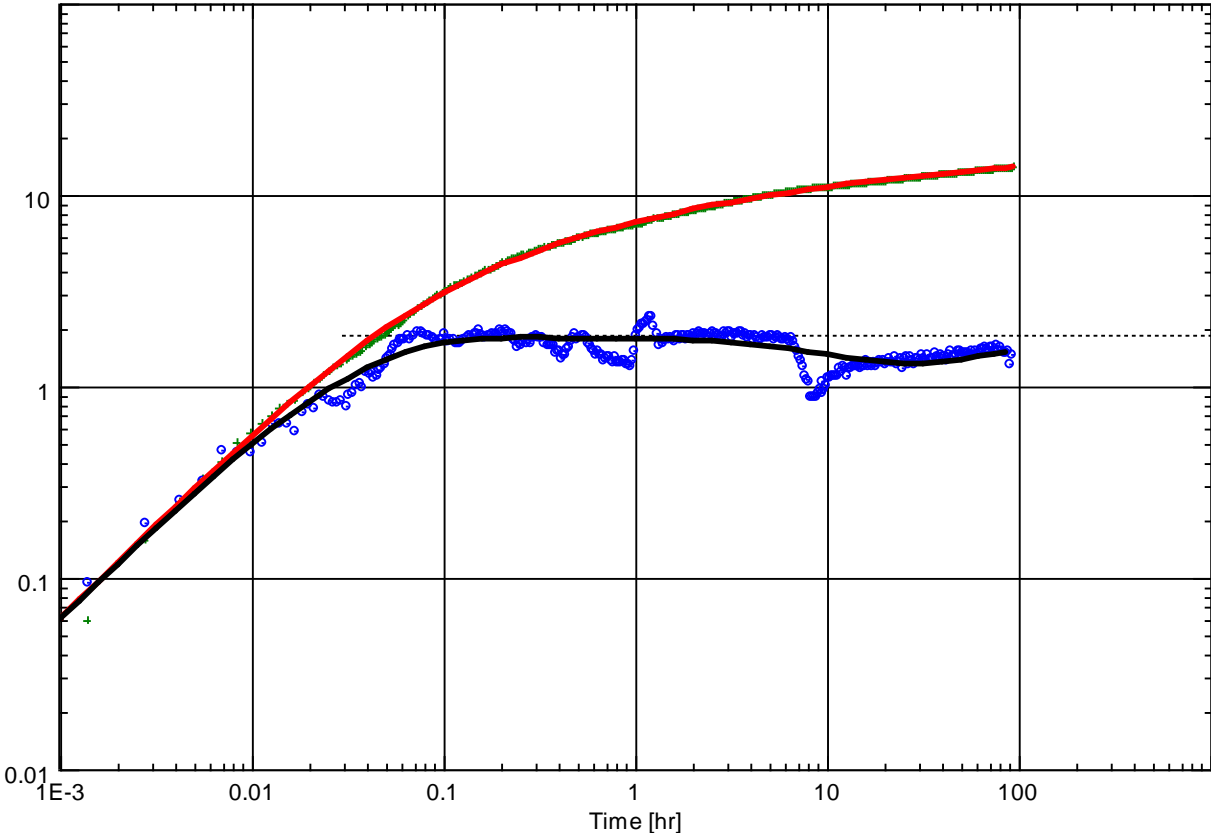


Figure 4.2 – Log-log diagnostic plot for the well №2

To sum up, univocal interpretation of conducted well test analysis in the considered horizontal wells is not possible due to the following reasons:

- Lateral heterogeneity of the reservoir;
- Interference effects from the nearby wells;
- Ambiguousness of the input data.

To improve the quality of the well test interpretation results following measures can be considered:

1. Reduction of the interference effect from the nearby wells, which can be achieved by the nearby wells shut-in. This will allow defining the slope of the line that corresponds to the radial flow and estimate the kh value more accurately. However, one should consider whether this method is justified economically as opposed to the loss of the hydrocarbons which could be recovered during the nearby wells shut-in.

2. More accurate estimation of the effective horizontal length from the wireline logging data. The derivation of this value will allow the estimation of the permeability and the average net pay thickness in the region of the horizontal wellbore.

3. To define the sections of the horizontal well which penetrate the permeable rocks, it can be recommended to conduct Neutron and Sonic logging in the suite with the Gamma Ray logging. Running the production logging should also be considered. The proposed logging suite will allow obtaining more accurate estimation of the effective well length, which, in turn, will help in determination of the reservoir thickness and permeability.

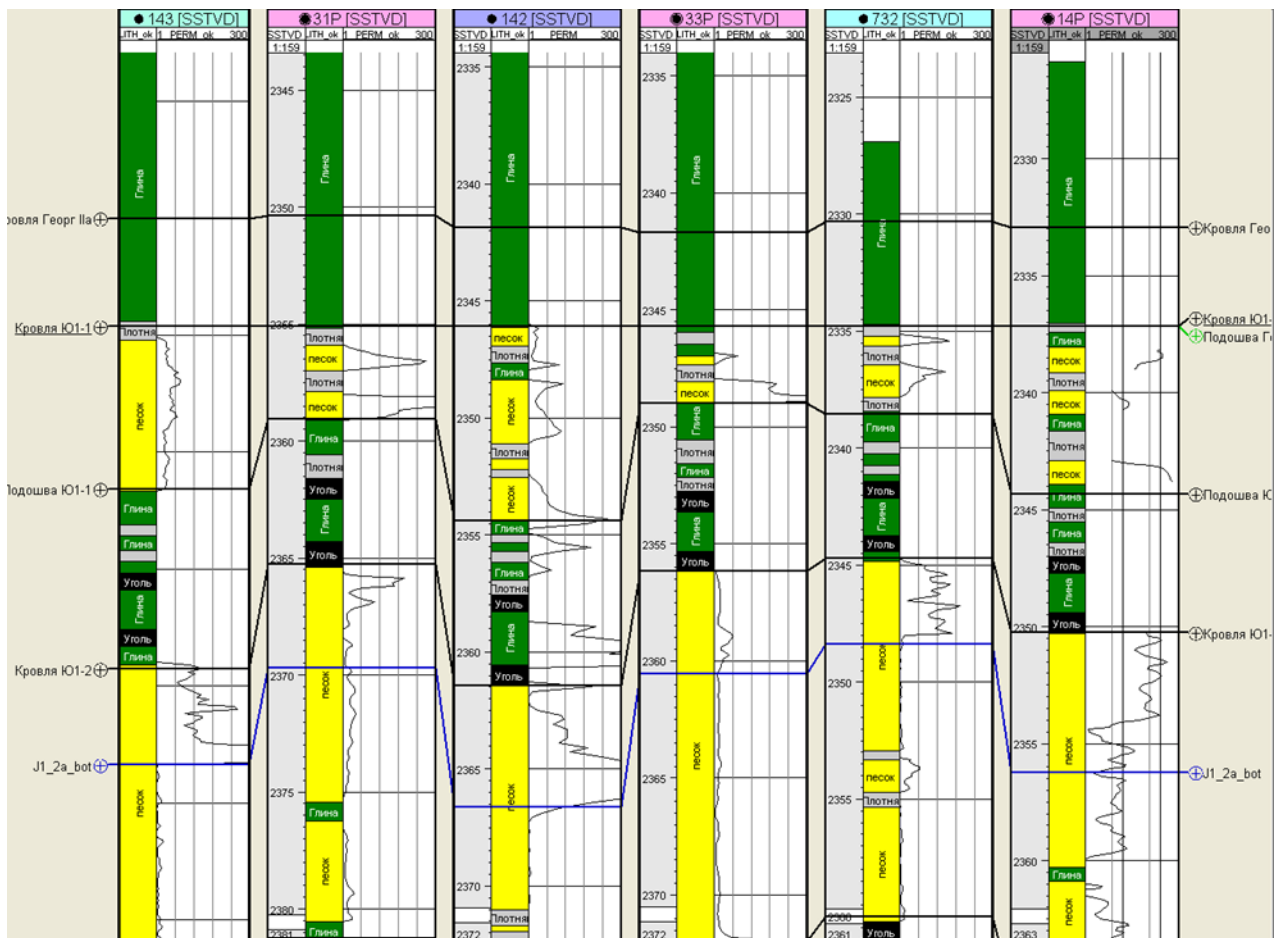


Figure 4.1 – Correlation panel of the vicinity of the well 741r showing variation in thickness and heterogeneity of the target reservoir U_1^1

5 РЕКОМЕНДАЦИИ

Как показывает практика, достоверность результатов интерпретации ГДИ определяется двумя основными факторами: точностью измерений манометра и применимостью выбранной модели пласта к реальному коллектору.

Чтобы сократить неопределенности, являющиеся неотъемлемой частью при анализе и интерпретации ГДИ в горизонтальных скважинах, необходимо учитывать все имеющиеся в наличии данные о строении и свойствах коллектора, а также, при необходимости, назначить комплекс дополнительных исследований. В частности, некоторую степень ясности при использовании традиционных методов анализа могут внести информация о геологическом строении, данные сейсмических, геофизических исследований, а также лабораторный анализ керн и бурового шлама.

В целях повышения качества интерпретации ГДИ в горизонтальных скважинах рекомендуются следующие меры:

1) Уменьшения влияния интерференции, возникающей вследствие работы соседних скважин, на результаты интерпретации, что может быть достигнуто закрытием соседним скважин за некоторое время до начала проведения исследования в горизонтальной скважине. Это позволит более точно определить тангенс угла наклона прямой на графике в полулогарифмических координатах, соответствующем радиальному режиму притока, и, как следствие, получить более точную оценку kh . Тем не менее, сначала необходимо определить, насколько оправдан будет этот способ в экономическом плане, так как закрытие соседним скважин приведет к уменьшению накопленной добычи нефти.

2) Более точное значение эффективной длины горизонтального ствола можно узнать с помощью ГИС, что позволит вычислить проницаемость и среднюю эффективную нефтенасыщенную толщину в зоне, где был пробурен ГС, используя данные ГДИС.

3) Чтобы выяснить, к каким участкам горизонтального ствола идет приток, рекомендуется проведение нейтронного и акустического каротажей в дополнение к ГК. Также помочь уточнить эти данные может проведение ВИКИЗ и промыслового каротажа. Предложенный комплекс исследований позволит получить более точную, комплексную оценку эффективной длины ГС, которая, в свою очередь, поможет с высокой точностью определить эффективную мощность пласта и проницаемость.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1 Мероприятия по безопасному ведению работ

Весь персонал месторождения X и подрядчики несут ответственность за свою собственную безопасность и безопасность окружающих их людей.

Безопасное функционирование объектов производства на месторождении зависит не только от степени исправности установок и оборудования, но и от квалификации работников и безоговорочного выполнения ими требований в области охраны труда, промышленной безопасности, соблюдения санитарных норм и правил и обеспечения условия, что все работы должны производиться безопасными методами.

Все виды работ должны проводиться при соблюдении следующих условий:

- проведение предварительной оценки рисков и рассмотрение всех вопросов безопасности;
- осуществление работ повышенной опасности по наряду-допуску;
- сотрудники обучены, имеют соответствующую квалификацию и по состоянию здоровья пригодны к выполнению работ;
- применение средств индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с оценкой рисков и минимальными требованиями на объекте;
- наличие на местах работ производственных инструкций, знаков безопасности и предупреждающих надписей;
- разработка плана действий персонала при возникновении аварийной ситуации до начала выполнения работ;
- исключение допуска лиц, не связанных с выполнением данной работы;
- проверка пригодности и исправности оборудования, механизмов, инструментов и устройств безопасности;
- наличие паспортов, необходимых сертификатов и инструкций по эксплуатации оборудования, механизмов, инструментов, материалов, веществ, составленные изготовителем.

6.1.1 Общие требования к проведению работ

Ведение работ не должно начинаться, пока не были обеспечены следующие условия:

- проведение оценки рисков и вводного инструктажа;
- персонал, назначенный для ведения работы, должным образом обучен и компетентен;

- принятие необходимых мер безопасности, обеспечение персонала средствами индивидуальной защиты в соответствии с требованиями;
- детальная проработка плана эвакуации персонала с места выполнения работ в случае возникновения чрезвычайных и аварийных ситуаций;
- уведомление работников о том, что работа должна быть остановлена, в случае если она не может быть выполнена безопасным способом.

Перед началом проведения работ, связанных с входом в замкнутое пространство, газоопасных работ, работ с силовыми установками, с перемещением грузов кранами, земляными работами в местах, где могут возникать скрытые опасности, ремонтных работ в действующем производстве или работ, связанных с высокими температурами в условиях повышенной взрывоопасности необходимо получить разрешение (наряд-допуск), содержащий:

- определение объема работ и сроки их проведения.
- определение всех опасностей и оценку рисков.
- определение любых источников энергии, которые должны быть изолированы до начала выполнения работ.
- определение мер контроля в целях исключения или уменьшения рисков.
- согласование с другими разрешениями на выполнение работ или параллельными операциями.
- подпись ответственного лица (лиц).
- обеспечение соответствующего контроля за возвратом к обычным операциям.

Содержание наряда-допуска доводится на месте до сведения всех работников, занятых в проведении работ непосредственно перед началом работ.

Работы должны быть остановлены и необходимо провести повторную оценку рисков и опасностей в следующих случаях:

- а) изменение условий работ;
- б) необходимость внесения изменений в порядок проведения работ;
- в) подключение к работе нового персонала.

6.1.2 Требования к освоению и проведению гидродинамических исследований

При освоении скважин обязательно присутствие представителя пользователя недр.

Перед проведением освоения и исследования нефтяных, газовых, газоконденсатных скважин должен быть составлен план работы, утвержденный техническими руководителями пользователя недр (заказчиком) и организацией, уполномоченной на проведение этих работ.

В плане работ должно быть указано число работающих, мероприятия и средства обеспечения их безопасности, включая дыхательные аппараты, меры по предупреждению аварий, средства и график контроля содержания сернистого водорода в воздухе рабочей зоны и мероприятия на случай превышения ПДК.

С планом следует ознакомить всех работников, связанных с освоением и исследованием скважин. К плану работ необходимо приложить схему расположения оборудования, машин, механизмов с указанием маршрутов выхода из опасной зоны в условиях возможной аварии и загазованности при любом направлении ветра, а также схему расположения объектов в санитарно-защитной зоне и близлежащих населенных пунктах.

Фонтанная арматура должна быть соединена с продувочными отводами, направленными в противоположные стороны. Каждый отвод должен иметь длину не менее 100 м и соединяться с факельной установкой с дистанционным зажиганием. Типы резьбовых соединений труб для отводов должны соответствовать ожидаемым давлениям, быть смонтированы и испытаны на герметичность опрессовкой на величину 1,25 от максимального давления. Отводы следует крепить к бетонным или металлическим стойкам, при этом не должно быть поворотов и провисаний. Способ крепления отвода должен исключать возможность возникновения местных напряжений.

К ФА должны быть подсоединены линии для глушения скважины через трубное и затрубное пространства. Линии глушения должны быть снабжены обратными клапанами. Для нефтяных скважин с газовым фактором менее 200 м³/т длина линии должна быть не менее 50 м. Во всех других случаях длина линии глушения должна быть не менее 100 м.

Предохранительный клапан установки (разрывная диафрагма) должен быть соединен индивидуальным трубопроводом с факельной установкой через узел улавливания нефти, конденсата и других жидкостей. При этом должен быть исключен обратный переток нефти через узел улавливания при срабатывании одного из клапанов. При содержании сернистого водорода в газе более 6 % должна быть смонтирована специальная факельная система.

Перед освоением скважины необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее одного объема скважины соответствующей плотности без учета объема раствора, находящегося в скважине, а также запас материалов и химических реагентов для оперативного приготовления бурового раствора в еще одном объеме.

В случае отсутствия возможности утилизации продукта запрещаются освоение и исследование эксплуатационных скважин. Разрешается освоение разведочных скважин при нейтрализации продукции со сжиганием газа, не более 45 часов на один объект.

При сжигании газа с наличием сернистого водорода следует обеспечить условия, при которых концентрация вредных веществ в приземном слое атмосферы населенных пунктов или объектов народного хозяйства не превысит санитарных норм.

Вызов притока и исследования скважины следует проводить только в светлое время при направлении ветра от ближайших населенных пунктов.

На время вызова притока из пласта и глушения следует обеспечить: постоянное круглосуточное дежурство ответственных лиц по графику, утвержденному техническим руководителем организации, уполномоченным заказчиком на проведение этих работ; круглосуточное дежурство транспорта для эвакуации; постоянную готовность к работе цементируемых агрегатов; готовность населения и работающих к защите в случае аварийного выброса.

При отсутствии притока освоение скважины проводится с использованием: природного или попутного нефтяного газа; двух- и многофазных пен, инертных к сернистому водороду и к углекислому газу; инертных газов; жидкости меньшей плотности, инертной к сернистому водороду и углекислому газу. Использование воздуха запрещается.

Запрещено во время проведения исследования и освоения скважины подходить к устью, трубопроводам, распределительным пультам, сепарационным установкам без изолирующего дыхательного аппарата.

Запрещено проводить освоение скважин, расположенных в пойменных зонах рек, в период паводка.

Проволока, применяемая для глубинных исследований, должна быть коррозионно-стойкой, цельной. При подъеме проволока должна проходить через герметичное устройство с нейтрализатором сернистого водорода.

Перед открытием задвижки на узле отвода, а также при спуске (подъеме) глубинного прибора в скважину работники, не связанные с выполнением этих операций, должны быть удалены на безопасное расстояние в наветренную сторону.

Открывать задвижки на узле отвода и извлекать приборы из лубрикатора, разбирать их следует в изолирующих дыхательных аппаратах.

По окончании освоения или исследования скважины приборы, аппаратура, спецодежда должны пройти специальную обработку по нейтрализации сернистого водорода. По завершении работ необходимо провести контроль воздуха рабочей зоны на наличие сернистого водорода и проверку герметичности устьевого арматуры [34].

6.2 Мероприятия по рациональному использованию и охране недр

Требования в области охраны недр изложены в ст. 23 закона «О недрах». Применительно к процессу пользования недрами в целях добычи углеводородного сырья основными требованиями закона являются:

- обеспечение полноты рационального комплексного использования и охраны недр;
- обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов при разработке месторождений полезных ископаемых;
- охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;
- предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с использованием недрами;
- соблюдение установленного порядка консервации и ликвидации предприятий по добыче полезных ископаемых.

В разделе представлены рекомендации основных организационно-технических и технологических мероприятий, обеспечивающие охрану недр и окружающей природной среды при разработке месторождения X.

6.2.1 Общие сведения

НГКМ X находится в южной части Томской области на территории Парабельского района. Ближайшим крупным населённым пунктом является село Пудино, расположенное в 35 км севернее месторождения на реке Чузик, которое имеет аэропорт, причал, почту, больницу, школу и лесозавод. В 5 км к востоку от него находится город Кедровый. Расстояние от месторождения до областного центра – города Томска – около 340 км. По территории участка протекает река X и ее притоки. Река X впадает в реку Чузик, вдоль которой проходит грунтовая дорога в сторону села Пудино.

Ближайшие месторождения – Калиновое, Северо-Калиновое и Нижне-Табаганское.

Транспортировка грузов автомобильным транспортом осуществляется по грунтовым дорогам. Транспорт грузов из г. Томска производится до районного центра г. Бакчар по дороге с асфальтовым покрытием, далее до п. Кенга по грунтовой дороге. Движение от п.

Кенга до г. Кедровый по грунтовой дороге возможно только в сухое время года и зимой. Перевозка грузов авиационным транспортом выполняется круглый год. Электроснабжение района осуществляется Калиновой ЛЭП, находящейся в 50 км на северо-запад от месторождения.

В орографическом отношении район работ представляет собой плоскую и полого-холмистую равнину почти полностью покрытую лесом, часть площади занимают непроходимые болота. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +94 до +144 м/с уменьшением к руслам и поймам рек. Залесенность составляет 50-70%. Сплошные лесные массивы преимущественно хвойных пород (ель, кедр, сосна), а водораздельные пространства заболочены и покрыты растительностью и лиственным редколесьем. Из животных встречаются бурый медведь, волк, в редколесье – зайцы, в лесах - белки.

Климат района континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким сравнительно жарким летом. Природоохранных зон на территории месторождения нет.

Площадь района работ покрыта хвойными деревьями (ель, кедр, пихта, сосна).

Район проводимых работ обжит слабо. Населенных пунктов непосредственно на изучаемой территории нет. Коренное население района занимается охотой, сельским хозяйством, а также работает в геологических и нефтегазодобывающих организациях. Население описываемого района значительно возросло за счет работников геолого-разведочных, строительных, нефтегазодобывающих предприятий. Плотность населения не превышает 1 человека на 10 км².

6.2.2 Основные источники и формы воздействия на окружающую среду

При дальнейшей разработке месторождения предусматривается:

- эксплуатационное бурение добывающих скважин;
- эксплуатация существующих кустов скважин;
- эксплуатация объектов промысловой подготовки и транспорта продукции скважин.

На этапе бурения источниками воздействия на природную среду будут выступать буровые установки, различного рода механизмы, автотранспорт. Основными формами антропогенной нагрузки данного этапа освоения территории являются сбросы и выбросы загрязняющих веществ в природную среду, образование и накопление промышленных отходов. Масштабы возможного загрязнения окружающей среды определяются принятой технологией бурения, расположением площадок бурения в экосистемах, в зависимости от их ценности и устойчивости, содержанием и качеством работ по утилизации отходов бурения и рекультивации земель. Негативное воздействие на окружающую среду проявляется в виде

загрязнения атмосферного воздуха, локальных нарушений почвенно-растительного покрова, активизации процессов эрозии на участках отвода под кустовую площадку, объектов обустройства и прокладке автодорог, нарушений направленности стекания поверхностного стока, создании фактора беспокойства животного мира.

На этапе эксплуатации объектов нефтепромысла (ЦПС, площадка кустов скважин) наиболее актуальным становится химическое загрязнение компонентов среды в результате выбросов в атмосферный воздух продуктов горения и углеводородов, утечек жидкостей и газов, накопление которых может привести к деградации экосистем.

Наиболее разрушительное воздействие на среду происходит при авариях. При них в окружающую среду часто поступает большое количество загрязнителей сравнимые с теми, которые бы накопились за многолетний период регламентной эксплуатации. Кроме того, при ликвидации аварий приходится применять тяжелую технику, вести строительные работы, т.е. возобновлять виды воздействия, характерные для этапа строительства. Аварии на промыслах являются главным фактором воздействия на природу, который вызывает трудно обратимые нарушения.

6.2.3 Рекомендации по охране окружающей среды

Основные рекомендации по охране компонентов природной среды при разработке месторождения представлены ниже.

Мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

С целью обеспечения безопасности работ и снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций предусмотрены следующие мероприятия:

- автоматизация технологических процессов;
- молниезащита и защита от статического электричества сооружений, технологического оборудования и трубопроводов;
- применение электрооборудования, аппаратуры и приборов во взрывобезопасном исполнении;
- блокировка оборудования и сигнализации при отклонении от нормальных условий технологических процессов;
- выбор арматуры с учетом максимальных давлений, а также максимальных и минимальных температур, при которых работает арматура в процессе эксплуатации;
- контроль сварных соединений стальных трубопроводов физическими методами;
- гидравлическое испытание на прочность и герметичность трубопроводов до сдачи в эксплуатацию.

Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод. С целью охраны и рационального использования поверхностных вод рекомендуются следующие мероприятия:

а) организационные водоохранные мероприятия:

- соблюдение режима водоохраных зон;
- организацию упорядоченного отвода поверхностного стока с территории промплощадок;
- применение способов водоотведения, исключающих сброс сточных вод в водоемы и на рельеф;
- сохранение и поддержание естественной направленности поверхностного стока;
- разработку комплекса организационно-технических мероприятий по локализации и устранению разливов нефти в результате аварийной ситуации;

б) технико-технологические водоохранные мероприятия.

В целях надежной изоляции промышленных объектов от окружающей природной среды при строительстве скважин рекомендуются следующие решения:

- по периметру производственной зоны куста скважин выполняется обвалование с высотой вала 0,5 м и шириной по верху обваловки 0,5 м;
- наиболее опасные объекты, расположенные на территории площадки при производстве буровых работ – амбар для отходов бурения, склад ГСМ, склад химикатов и реагентов обваловываются дополнительно валом высотой 1 м, шириной по верху 0,5 м. Площадки складов гидроизолируются с помощью грунтового замка, подстилаемого снизу слоем синтетического нетканого материала (СНМ).

Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова. Для снижения негативных воздействий и сохранения растительного покрова на территории месторождения X рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- строительные работы осуществлять при устойчивых отрицательных температурах и достаточном по мощности снежном покрове;
- первоочередное строительство подъездных автодорог ко всем объектам строительства, обеспечивающих всепогодную доставку строительных материалов;
- проведение обязательной технической и биологической рекультивации на землях, отведенных во временное пользование, обеспечит восстановление вторичных растительных сообществ;
- организация мониторинга влияния проектируемых объектов на почвенно-растительный покров исследуемой территории позволит отслеживать и прогнозировать дальнейшие его изменения;
- соблюдение установленных правил пожарной безопасности в лесах и санитарных

правил в лесах;

- в особо пожароопасное время запретить пребывание людей без особой необходимости в растительных сообществах, наиболее подверженных пожарам (сообщества с доминированием в напочвенном покрове лишайников);

- запретить разведение костров и другие работы с открытым огнем за пределами специально оборудованных для этого площадок, принимать срочные меры к тушению любых возгораний.

Мероприятия по охране животного мира. Для снижения отрицательного воздействия на местообитания животных и фауну необходимо соблюдение ряда условий:

- оснащение рабочих мест и строительных площадок инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов;

- исключение возможности сброса любых сточных вод и отходов при проведении буровых работ на грунт или в водоёмы;

- слив отходов горюче-смазочных материалов должен производиться в соответствующим образом оборудованные ёмкости;

- необходимо ограничение строительных работ в период массового размножения животных. При условии проведения большей части работ по прокладке трубопроводов и вскрышных работ в условиях снежного покрова нарушения местообитаний будут минимизированы;

- обеспечение соблюдения границ территории, отводимых для производства строительно-монтажных работ, запрет на несанкционированное передвижение техники, особенно вездеходной.

Мероприятия при обращении с отходами производства и потребления. Отходы являются потенциальными источниками загрязнения окружающей природной среды и могут оказывать негативное воздействие на атмосферный воздух, почву, поверхностные водные объекты и подземные водоносные горизонты.

Основные меры по защите окружающей среды от отходов производства и потребления:

- организованный сбор всех видов отходов производства и потребления, их локализацией в строго отведенные места с соблюдением условий и сроков их временного хранения на промплощадках и условий транспортировки в соответствии с нормативными требованиями;

- снижение опасности отходов для окружающей природной среды путем применения экологически малоопасных материалов и химреагентов;

- минимизация объемов образования отходов.

Согласно «Правил охраны окружающей среды от отходов производства и потребления в РФ» контролю должны подвергаться все места временного хранения и захоронения отходов, образующихся в технологическом процессе, отходов потребления. Осуществление контроля за безопасным хранением отходов выполняется согласно «Плану-графику», разработанному на предприятии.

6.2.4 Рекомендации по охране недр

Основное потенциальное воздействие при разработке месторождения X на недра выражается в нарушении естественного состояния многолетнемерзлых пород, загрязнении геологической среды, изъятии подземных флюидов, а также вероятных последствиях аварийных ситуаций.

Мероприятия по охране недр направлены на решение следующих основных задач:

- обеспечение полноты геологического изучения, рационального комплексного использования и охраны недр;
- обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов нефти;
- достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов;
- охрана месторождения от затопления, обводнения и других факторов, осложняющих его разработку;
- предотвращение загрязнения недр при сбросе сточных вод;
- соблюдение установленного порядка консервации и ликвидации скважин;
- предотвращение накопления промышленных и бытовых отходов на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого и промышленного водоснабжения.

6.3 Мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами

6.3.1 Требования в области охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов

Водоохранные зоны и прибрежные защитные полосы водоемов и водотоков. Правовой режим хозяйственной и иной деятельности и использования земель в пределах водоохранных зон водных объектов регламентирует «Водный кодекс Российской Федерации» от 03.06.2006 г. N 74-ФЗ (Ст. 65). Нормативные требования по определению ширины водоохранных зон и прибрежных защитных полос в общем случае установлены

Водным кодексом РФ. Ширина водоохранной зоны рек или ручьев устанавливается в зависимости от их протяженности от 50 до 200 м. Ширина прибрежной защитной полосы водных объектов составляет от 30 до 50 м в зависимости от уклона берега, и 200 м для озер, водохранилищ, имеющих особо ценное рыбохозяйственное значение.

В пределах ВОЗ вводится особый правовой режим использования земель, ограничивающий или запрещающий виды деятельности, которые несовместимы с основным назначением этих земель. В границах водоохранной зоны запрещается, в частности, размещение мест захоронения отходов производства и потребления, движение и стоянка транспортных средств (кроме специальных транспортных средств), за исключением их движения по дорогам и стоянки на дорогах и в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие. На территориях прибрежных защитных полос вводятся дополнительные ограничения природопользования, запрещающие распашку земель, а также складирование отходов размываемых грунтов.

Объекты историко-культурного назначения. Правовое регулирование отношений в области сохранения, использования, популяризации и государственной охраны объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов РФ осуществляется в соответствии с Федеральным Законом «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (2002).

В соответствии с Федеральным законом «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (2002) государственной охране подлежат объекты культурного наследия автономного округа, выявленные объекты культурного наследия, иные объекты, обладающие признаками объекта культурного наследия, включая участки земель, на которых они расположены, особо охраняемые историко-культурные территории, зоны охраны объектов и территорий.

В случае обнаружения при производстве строительных, дорожных и иных работ археологических, архитектурных и других объектов, которые могут иметь историческую, научную или иную культурную ценность, землепользователь обязан немедленно сообщить об этом органу охраны памятников и приостановить дальнейшее проведение работ. Возобновление работ допускается только после проведения историко-культурной экспертизы и выдачи заключения государственного органа по охране памятников о возможности продолжения работ на данной территории и о способах устранения опасности утраты вновь выявленного объекта историко-культурного наследия.

Особо охраняемые природные территории. На территории месторождения X и в непосредственной близости от нее особо охраняемые природные территории (ООПТ) федерального, краевого и местного значения отсутствуют.

6.3.2 Мероприятия по сохранению естественного состояния природной среды

1) Минимизация прямого изъятия природных ресурсов.

В целях снижения изъятия природных ресурсов месторождения рекомендуется соблюдение следующих положений:

- рациональная система водопотребления в соответствии с технологическими и санитарно-гигиеническими нормативами, предусматривающая повторное использование очищенных сточных вод на технологические нужды;
- отвод земель под производственные объекты исходя из минимально необходимых размеров площадных и линейных объектов;
- сокращение площадей изъятия земель путем кустового бурения, применения горизонтального бурения, системы коридорной прокладки линейных коммуникаций.

2) Минимизация нагрузки на водоохранные зоны и прибрежные полосы поверхностных водных объектов.

Все площадочные объекты должны быть вынесены за пределы ВОЗ. Пересечение водоохранных зон линейными сооружениями допускается под прямым углом к направлению долины водотока. Прибрежная зона вовлекается в использование только в местах пересечения водных преград.

3) Сохранение и поддержание поверхностного, болотного и грунтового стока.

4) Защита недр и грунтов от механического повреждения:

- размещение проектируемого куста скважин за пределами неустойчивых участков и зон с активными проявлениями экзогенных процессов по результатам предварительного районирования территории по степени устойчивости;
- строительство объектов производится на насыпных основаниях, предохраняющих естественные грунты от деформации, потери устойчивости и воздействия транспортных средств.

Таким образом, при реализации рекомендуемого комплекса мероприятий по уменьшению, смягчению, предотвращению негативных воздействий и восстановлению нарушенных экосистем потенциальные воздействия на компоненты окружающей природной и социальной среды будут минимизированы, и по возможности устранены.

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Горизонтальные скважины являются одним из наиболее популярных и эффективных методов увеличения нефтеотдачи. В некоторых случаях прирост добычи углеводородов за счет бурения ГС может быть настолько масштабным, что разработка месторождения, для которого прежде затраты превышали расходы, становится экономически эффективной. В экономическом плане горизонтальные скважины имеют следующие преимущества над вертикальными:

- Более высокие дебиты, и, соответственно, более высокая выработка запасов. Как следствие, снижаются затраты на поисково-разведочные работы и эксплуатационные затраты на добычу барреля нефти;
- Для добычи одинакового объема нефти горизонтальных скважин требуется меньше, чем вертикальных. В результате сокращается металлоемкость производства (требуется меньше поверхностного оборудования и трубопроводов).

Тем не менее, в случаях менее масштабного эффекта увеличения зоны дренирования бурение горизонтальных скважин может оказаться непозволительно дорогим мероприятием. Горизонтальные скважины имеют следующие недостатки по сравнению с вертикальными:

- Более высокая стоимость бурения, в среднем равная от 150 до 250% от стоимости бурения вертикальной скважины;
- Высокая степень риска. По статистике, около 65% горизонтальных скважин являются коммерчески успешными. Степень риска снижается с увеличением количества горизонтальных скважин, пробуренных на определенной территории [35].

В то же время, стоимость бурения горизонтальных скважин на каждом конкретном месторождении со временем снижается. Это связано с тем, что с течением времени и увеличением числа пробуренных скважин появляется все больше информации о геологических особенностях строения резервуара, что позволяет избежать неожиданных трудностей и снизить риск аварий во время бурения, а также более осуществлять более тщательное планирование.

Для более тщательного изучения свойств пласта и дальнейшей оптимизации процесса добычи углеводородов проводятся гидродинамические исследования скважин. Анализ данных ГДИ в вертикальных скважинах хорошо изучен и относительно прямолинеен. Что касается горизонтальных скважин, ситуация более сложная: для адекватной интерпретации необходимо рассчитывать дополнительные параметры по данным замеров давления с течением времени. Также ГДИ в горизонтальных скважинах затруднено увеличенным

эффектом влияния ствола скважины (объем ствола горизонтальной скважины намного больше, чем вертикальной) и более сложной природой поведения давления в пласте.

Как уже было отмечено в предыдущих разделах, вероятность ошибочной интерпретации данных ГДИ в горизонтальных скважинах очень велика, вплоть до полного несоответствия определенных параметров действительности и невозможности интерпретации из-за искаженных по разным причинам замеров. Тем не менее, оценить прямой экономический эффект от некачественно проведенных и проинтерпретированных исследований довольно сложно, так как их эффект скорее косвенный. Он может выражаться в том, что неправильное определение параметров пласта (вертикальной и горизонтальной проницаемости, скин-эффекта, пластового давления, эффективной длины горизонтального ствола) заставит выбрать неподходящую стратегию дальнейшей разработки месторождения, и извлечение углеводородных ресурсов будет осуществляться неэффективно. Например, гидродинамические исследования могут быть использованы для подбора скважин-кандидатов для ГТМ путем установления факторов, которые привели к снижению их продуктивности. После идентификации этих причин, необходимо выбрать оптимальной процесс стимуляции притока, а также разработан его дизайн. Полученная в результате применения выбранного метода увеличения нефтеотдачи нефть позволит увеличить прибыль компании. Гидродинамические исследования могут быть эффективным способом получения информации о коллекторе и процессе добычи пластового флюида, но лишь при условии тщательной разработки их дизайна, качественно выполненных замеров и проведенной интерпретации результатов. Таким образом, затраты на проведение и интерпретации данных ГДИ определяются ценностью информации (Value of Information – VOI), равной максимальной цене, которую компания готова заплатить, зная цену неопределенности перед принятием какой-либо стратегии разработки (выражение 7.1):

$$\text{VOI} = [\text{Ожидаемая стоимость без дополнительной информации}] - [\text{Ожидаемая стоимость с учетом дополнительной информации}] \quad (7.1)$$

Главной причиной необходимости сбора информации является улучшение качества принятия решений. Фундаментальный вопрос любого процесса сбора информации, чем и является анализ ГДИС, стоит ли потенциально возможное улучшение принятия решений, будь то выбор стратегии разработки или планирование ГТМ, потраченных на сбор информации денежных средств.

Согласно Р. Братволду и др. [36], любой процесс сбора информации должен соответствовать следующим критериям:

1. Результаты исследования должны быть видны;

2. Результаты исследования должны иметь способность изменить представление о предмете исследования;

3. Результаты исследования должны иметь способность изменить решение, которое было бы принято, если бы исследование не проводилось;

4. Затраты на проведение исследования должны быть меньше ценности информации, полученной по его результатам.

Стоит также отметить, что объем информации имеет свойство увеличиваться со временем, в то время как ее ценность уменьшается, переходя из критически важной на начальном этапе разработки месторождения в исторические данные на завершающих этапах (рис. 7.1).

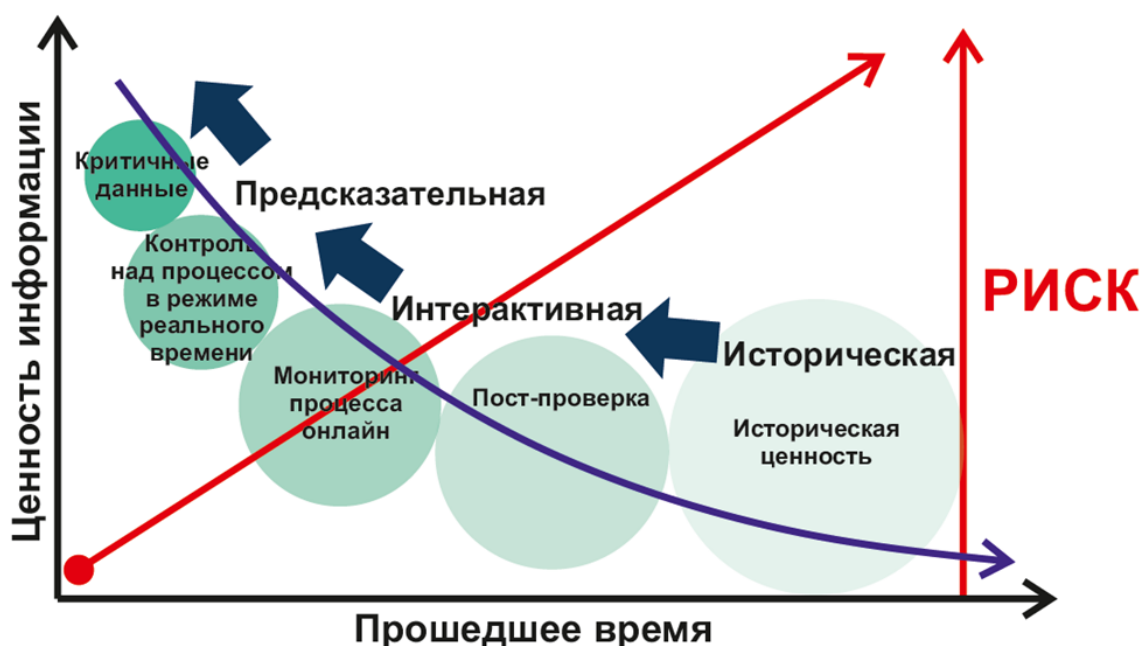


Рисунок 7.1 – Зависимость ценности информации от времени

Одним из методов оценки ценности информации является построение дерева решения. Предположим, что с помощью исследования методом восстановления давления необходимо определить, нуждается ли горизонтальная скважина в интенсификации притока. Есть два пути – проводить ГДИС в горизонтальной скважине, или не проводить. Так как данное исследование позволит определить проницаемость пласта, степень загрязнения ПЗП и выявить наличие геологических неоднородностей, присутствие разломов и т.д., оно обладает достаточной информативной ценностью для того, чтобы изменить представление о пласте-коллекторе и повлиять на дальнейшую стратегию разработки.

Предположим, что стоимость проведения ГДИ на горизонтальной скважине составляет 100 тыс. руб. с учетом нефти, которая могла быть добыта в период закрытия

скважины для проведения исследования. Таким образом, если принимается решение не проводить исследование, затраты, как и возможная дополнительная выручка будут равны нулю. Дерево решений данной проблемы представлено на рис. 7.2.

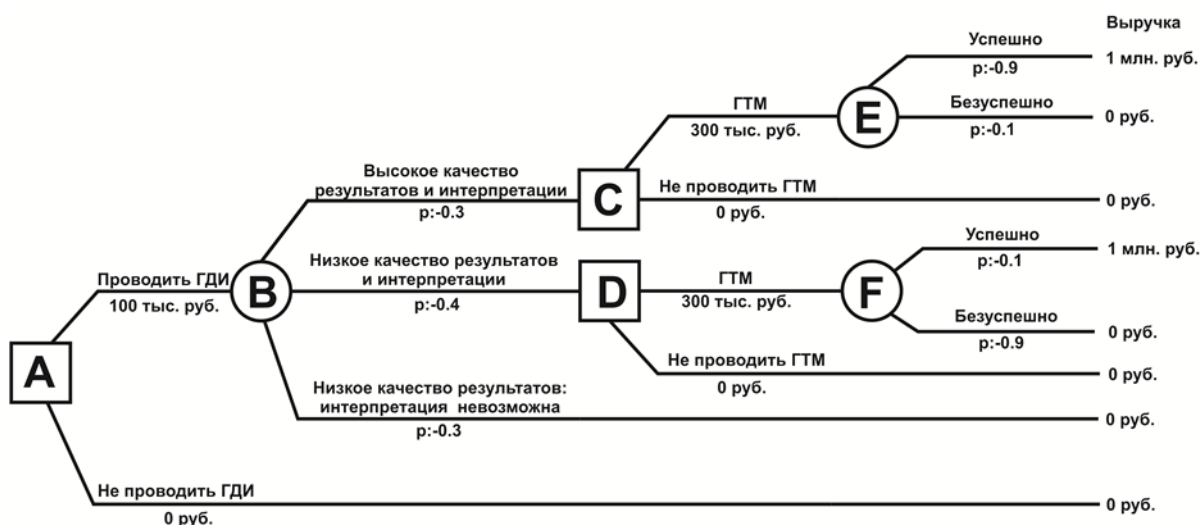


Рисунок 7.2 – Схема вероятных решений

Если решено провести исследование скважины методом КВД, возможны три исхода. В первом случае, когда все замеры выполнены корректно, и интерпретация выполнена качественно, ее результаты позволяют определить необходимость проведения ГТМ на скважине, а также на основании определенных значений скин-фактора и проницаемости выбрать наиболее подходящий МУН, в связи с чем вероятность успешного исхода ГТМ возрастает, т.е. будет получена дополнительная выручка за счет прироста добычи нефти. Допустим, что прибыль от проведенного ГТМ позволила увеличить дебит нефти, и за счет дополнительной добычи нефти была получена прибыль в размере 1 млн. руб. Во втором случае замеры давления были выполнены некорректно (по тем или иным причинам, описанным в разделе 1), и по результатам интерпретации были получены данные, несоответствующие действительности. В этом случае вероятность успешного проведения ГТМ и получения прироста добычи нефти снижается, так как для его подбора были использованы некорректные данные. В третьем случае замеры давления после закрытия скважины были проведены так, что определить параметры ПЗП по ним было невозможно, и, соответственно, ГТМ не могло быть запланировано. В этом случае убыток составит лишь стоимость проведенного исследования.

Решение данной проблемы представлено на рис. 7.3. В первую очередь, необходимо определить прибыль для конечного шага каждой ветки. Прибыль определяется как алгебраическая сумма всех затрат и выручки, соответствующих данной ветке дерева, от

начального узла А до окончания ветки. Так, прибыль в размере 600 тыс. руб., полученная в случае успешного проведения ГДИ и ГТМ для узла Е, рассчитана следующим образом. Из полученной за счет успешного проведения ГТМ и последующей дополнительной добычи нефти выручки (1 млн. руб., узел Е) вычитаются стоимость проведения ГДИ (-100 тыс. руб., узел А) и ГТМ (300 тыс. руб., узел С).

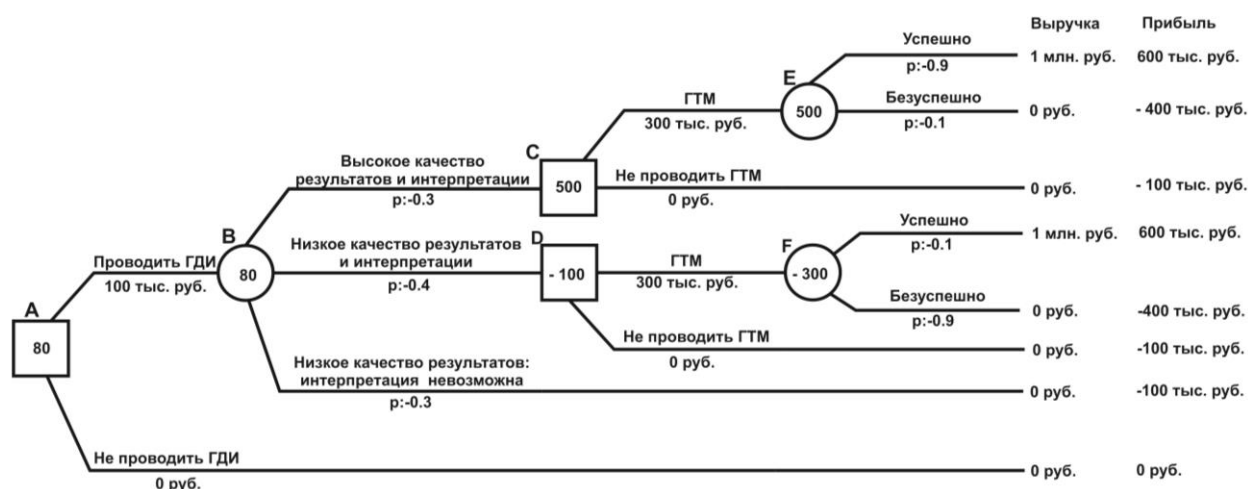


Рисунок 7.3 – Решение схемы

Решение дерева включает решение каждого узла, начиная справа и двигаясь к основному узлу А слева. Так, решения для верхней ветви начинается с узла Е. Так как узел Е является узлом вероятности, его решение определяется как ожидаемая денежная стоимость (Expected Monetary Value – EMV):

$$EMV [E]=0,9*600+0,1*(-400)=500 \text{ тыс. руб.} \quad (2)$$

После решения узла Е решается узел С. Так как узел С является узлом вероятности, его решение заключается в выборе ветки с наибольшей стоимостью. В рассматриваемом случае выбор происходит между 500 тыс. руб (проводить ГТМ) и -100 тыс. руб. (не проводить ГТМ). Логичным является решение проводить ГТМ, и узлу С присваивается стоимость 500 тыс. руб. Следующий шаг – решение узла В, который также является узлом вероятности:

$$EMV [B]=0,3*500+0,4*(-100)+0,3*(-100)=80 \text{ тыс. руб.} \quad (3)$$

Таким образом, в данном случае стоимость получения информации, а именно – проведения ГДИС в горизонтальной скважине равняется 80 тыс. руб.

Рассмотренный пример показывает, что проведение ГДИ экономически оправдано только в том случае, если исследование было проведено качественно, и результаты его интерпретации характеризуются достаточной степенью надежности, чего, как уже было отмечено ранее, довольно сложно достичь в связи с большим количеством неопределенностей, возникающих при проведении исследования и интерпретации его результатов. Так, к основным источникам неопределенности при анализе данных ГДИС относятся:

- Физические ошибки в замерах давления (шумы, дрейф манометра, температурные эффекты, временной сдвиг);
- Неоднозначность интерпретации результатов. Если исследование длилось достаточно долго, по его результатам могут быть получены однозначные характеристики пласта. Тем не менее, в большинстве случаев длительность проведения гидродинамических исследований недостаточна для того, чтобы достигнуть времени, при котором неясность замеров становится незначительной. В результате данные ГДИС могут сопоставляться с несколькими моделями при интерпретации;
- Некорректность оценки параметров;
- Неопределенность, связанная со свойствами пласта. Оценка проницаемости и скин-фактора зависит от знания свойств флюида и породы, таких как вязкость и сжимаемости флюида и породы. На практике, значения этих свойств часто имеют достаточно большую степень неопределенности, что отразится на корректности оценки пластовых свойств [37].

Итак, при интерпретации данных наибольшую трудность представляют ограниченность числа существующих аналитических моделей интерпретации, их способность учитывать лишь один тип неоднородности, а также не уникальность результатов интерпретации.

Для уменьшения степени неопределенности в совокупности с традиционным способом интерпретации может быть использован такой метод, как нелинейная оценка параметров. Кроме того, сократить неоднозначность замеров давления и помочь в выборе наиболее подходящей модели может привлечение дополнительной геологической и сейсмической информации, а также результаты ранее проведенных ГДИС [38]. Кроме того, для более точной оценки стоимости информации, полученной по данным анализа ГДИС, была разработана методика, позволяющая учесть любое число неопределенностей [39].

Таким образом, чтобы производить положительный экономический эффект на разработку коллектора, исследование должно быть тщательно спланировано, а его результаты качественно проинтерпретированы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе было рассмотрено влияние нарушения допущений классической теории анализа гидродинамических исследований на интерпретацию данных ГДИ в горизонтальных скважинах.

После рассмотрения теоретических основ анализа и интерпретации данных ГДИ в горизонтальных скважинах, была изучена литература, в которой рассматривались трудности, возникающие при проведении и интерпретации ГДИ в горизонтальных стволах. Как оказалось, во многих случаях трудности интерпретации связаны с тем, что существующие аналитические решения теории ГДИ были выведены при принятии определенных допущений, которые не применимы к реальным горизонтальным скважинам. В частности, большое влияние на поведение давления оказывают геологические условия (форма резервуара и его внутренняя неоднородность), конструктивная схема заканчивания скважины, траектория ГС, отношение его длины к мощности пласта.

При моделировании ГДИ горизонтальной скважины в коллекторах флювиального типа было установлено, что в случае высокой степени латеральной разобщенности тел-коллекторов (их изолированности), эффективная длина горизонтального ствола уменьшается, в связи с чем приток к горизонтальному стволу неравномерный. В результате для изолированных песчаных тел режимы притока на диагностических графиках производной давления по времени трудноразличимы, и, соответственно, интерпретации ГДИС не может иметь высокую степень достоверности. Этот эффект усиливается при наличии внутренней неоднородности тел, а также увеличении контраста свойств между телами-коллекторами и окружающими их породами.

Что касается коллекторов, сформированных в мелководно-морских условиях, большую роль играет внутренняя неоднородность, которая может быть связана, например, с вторичными преобразованиями (карбонатизацией песчаника). Как показывают примеры ГДИ в горизонтальных скважинах месторождения X, подобные неоднородности значительно сокращают эффективную длину горизонтального ствола по сравнению с пробуренной длиной, и искажают замеры давления так, что невозможно получить однозначную оценку свойств пласта и параметров скважины.

На основании проделанной работы были сформулированы рекомендации для анализа и интерпретации ГДИ в горизонтальных скважинах. В частности, привлечение результатов сейсмических, геофизических и лабораторных исследований ядра позволит снизить степень неопределенности, связанных с геологическим строением резервуара, и получить более достоверную оценку свойств.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- [1]. Horne, R. 2000: "Modern Well Test Analysis. A Computer-Aided Approach", Fourth Printing.
- [2]. Stewart, G. 2002: "Horizontal Wells Lectures Notes", EPS Training Course.
- [3]. Joshi, S. 1991: "Horizontal well technology", PenWell Publishing Company.
- [4]. Rosa A., Carvalho R. 1989: "A Mathematical Model for Pressure Evaluation in an Infinite-Conductivity Horizontal Well" paper SPE 15967.
- [5]. Tarek, A. 2010: "Reservoir Engineering Handbook", Elsevier.
- [6]. Deruyck, B., Ehlig-Economides, C., Joseph, J. 1992: "Testing: Design and Analysis", Oilfield Review, 4, 2.
- [7]. Lee, J., Rollins, J. B., Spivey, J.P. 2003: "Pressure Transient Testing", SPE Textbook Series, vol. 9.
- [8]. Iskandar, R., Frisch, G. 2007: "A Review of Fluid Flow Behavior in Deviated and Horizontal Wells", presented at 1st SPWLA India Regional Conference, March 19-20.
- [9]. Odeh, A. S., Babu, D. K. 1989: "Transient Flow Behavior of Horizontal Wells: Pressure Drawdown and Buildup Analysis", paper SPE 18802 presented at the SPE California Regional Meeting held in Bakersfield, California, April 5-7.
- [10]. Schlumberger. 2002: "Well Test Interpretation".
- [11]. Kuchuk, F. J. Onur, M., Hollaender, F. 2010: "Pressure Transient Formation and Well Testing: Convolution, Deconvolution and Nonlinear Estimation", Elsevier.
- [12]. Kuchuk, F. J. 1997: "Pressure Transient Testing and Interpretation for Horizontal Wells: Field Examples", paper SPE 37796 presented at the SPE 10th Middle East Oil Show & Conference Bahrain, March 15-18.
- [13]. Lenn, C., Kuchuk, F. J., Rounce, J. et al. 1998: "Horizontal Well Performance Evaluation and Fluid Entry Mechanisms", paper SPE 49089 presented at the SPE annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 27-30 September.
- [14]. Massonat, G. J., Bandiziol, D. 1991: "Interdependence between Geology and Well Test Interpretation", paper SPE 22740 presented at the 66th Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 6-9 October.
- [15]. Mijinyawa, A., Gringarten, A.C. 2008: "Influence of Geological features on Well Test Behavior", paper SPE 113877 presented at the 2008 SPE Europe Annual Conference and Exhibition, Rome, Italy, 9-12 June.

- [16]. Zambrano J., Zimmerman, R. W., Gringarten, A. C. 2000: “Influence of Geological Features on Well Test Behavior”, paper SPE 59398 presented at the 2000 SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management held in Yokohama, Japan, 25-26 April.
- [17]. Walsh J. L., Gringarten A. C. 2016: “Catalogue of Well Test Responses in a Fluvial Reservoir System”, paper SPE 180181 presented at the SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition held in Vienna, Austria, 30 May – 2 June.
- [18]. Nikjoo, E., Muradov, K., Davies, D., Beesley, M., Iriska, D. 2017: “Pressure Transient Analysis in Advanced Wells Completed with Flow Control Devices”, paper SPE 185861, presented at the SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition held in Paris, France, 12-15 June.
- [19]. Poe Jr., B. D., Erkal, A. 2010: “Transient Behavior of Horizontal Wells with Inflow Control Devices for Inflow Profile Modification” paper SPE 132219 presented at the CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China held in Beijing, China, 8-10 June.
- [20]. Yildiz, T., Ozkan, E. 1994: “Transient Pressure Behavior of Selectively Completed Horizontal Wells”, paper SPE 28388 presented at the SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, LA, U.S.A., 25-28 September.
- [21]. Bourdet, D. 2002: “Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models”, Elsevier.
- [22]. Zhang, L. 1997: “Analysis of Fluid Flow to Horizontal and Slant Wells”.
- [23]. Suzuki, K., Nanba, T. 1990: “Horizontal Well Test Analysis System”, paper SPE 20613 presented at the 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, LA, September 23-26.
- [24]. Prasad, R. K., Coble, L. E. 1990: “Horizontal Well Performance Simulation”, paper SPE 21087 presented at the SPE Latin American Petroleum Engineering Conference held in Rio de Janeiro, October 14-19.
- [25]. Nurmi, R. et al. 1995: “Horizontal Highlights”, Middle East Well Evaluation Review, number 16.
- [26]. Kuchuk, F. J., Habashy, T. 1996: “Pressure Behavior of Horizontal Wells in Multilayer Reservoirs with Crossflow”, paper SPE 22731 presented at the 1991 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, October 6-9.
- [27]. Conybeare, C.E.B. 1976: “Geomorphology of Oil and Gas Fields in Sandstone Bodies”, Elsevier.
- [28]. Pettijohn, F.J., Potter, P.E., Siever, R. 1973: “Sand and Sandstone”, Springer-Verlag.
- [29]. Reynolds, A. D. 1999: “Dimensions of Paralic Sandstone Bodies”, AAPG Bulletin, V. 83, №2.

[30]. Corbett, P., Zheng, S.-Y., Pinisetti M., Mesmari A., Stewart, G. 1998: “The integration of Geology and Well Testing for Improved Fluvial Reservoir Characterization”, paper SPE 48880 presented at the 1998 SPE International Conference and Exhibition in China, Beijing, 2-6 November.

[31]. Carling, P. A., Dawson, M. R. 1996: “Advances in Fluvial Dynamics and Stratigraphy”, Wiley.

[32]. Pryor, W.A. 1973: “Permeability – Porosity Patterns and Variations in Some Holocene Sand Bodies”, AAPG Bulletin, 57.

[33]. Galloway, W. E., Hobday, D. K. 1983: “Terrigenous Clastic Depositional Systems. Application to Petroleum, Coal, and Uranium Exploration”, Springer-Verlag.

[34]. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. –М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с.

[35]. Joshi, S.D. 2003: “Cost/Benefits of Horizontal Wells”, paper SPE 83621 presented at the SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting held in Long Beach, California, U.S.A., 19-24 May.

[36]. Bratvord, R.B., Bickel, J.E., Lohne, H.P. 2009: “Value of Information in the Oil and Gas Industry: Past, Present, and Future”, paper SPE 110378 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA, 11-14 November 2007.

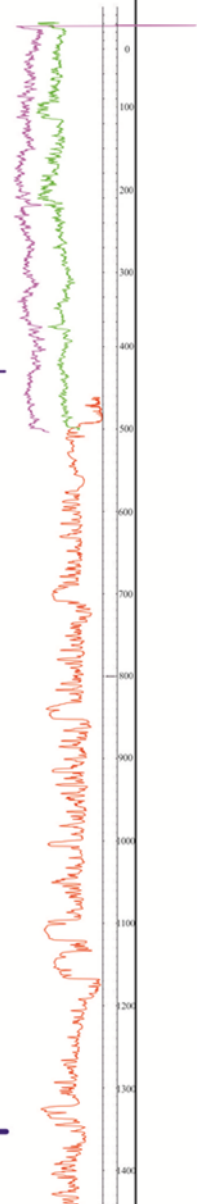
[37]. Horne, R.N., 1994: “Uncertainty in Well Test Interpretation”, paper SPE 27972 presented at the University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium held in Tulsa, OK, U.S.A., 29-31 August.

[38]. Al-Ghamdi, A.H., Issaka, M.B., 2001: “Uncertainties and Challenges of Modern Well Test Interpretation”, paper SPE presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September – 3 October.

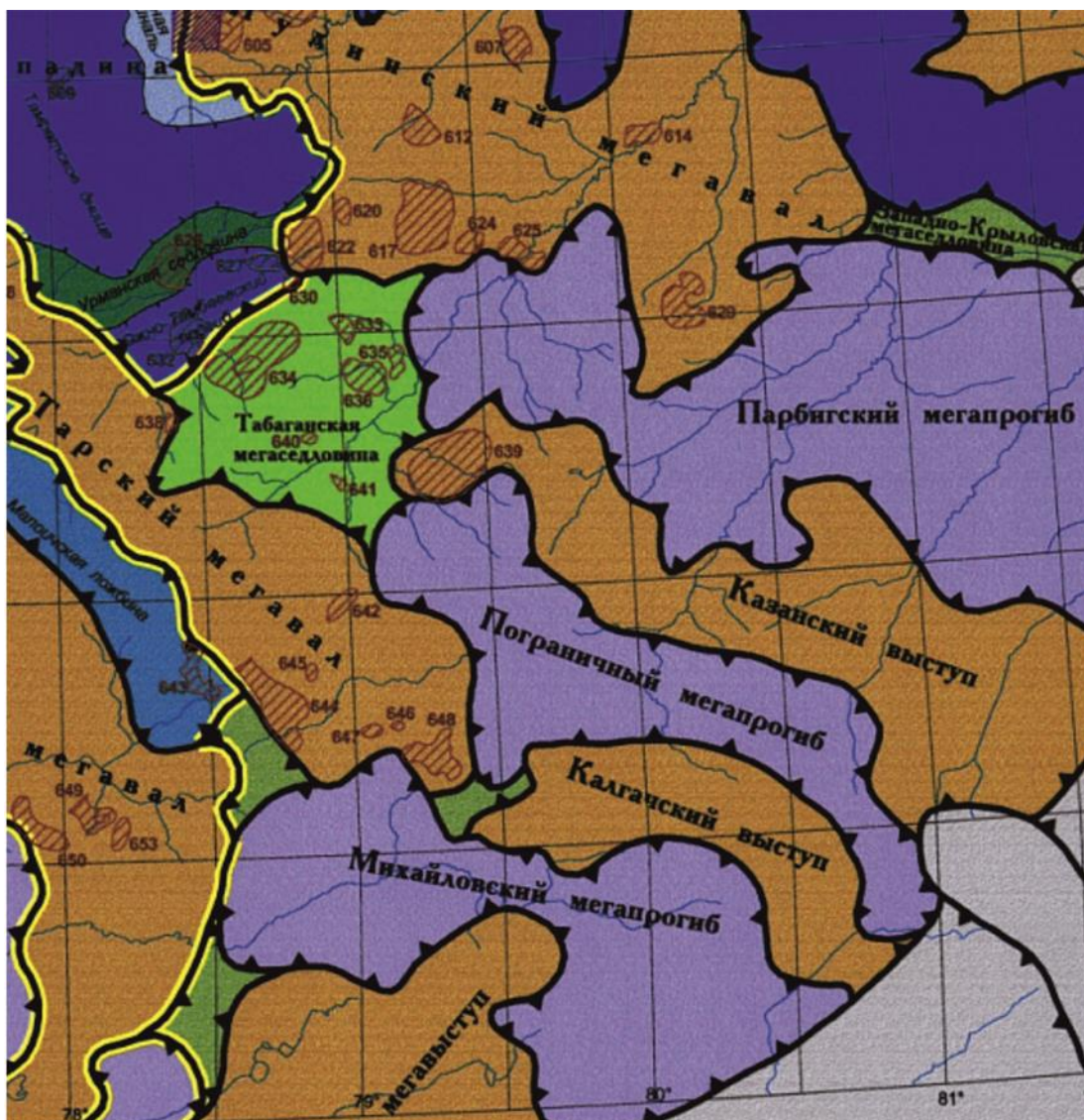
[39]. Prange, M., Bailey, W., Kuchuk, F. 2009: “Quantifying the Value of a Future Well Test with Reservoir and Measurement Uncertainty”, paper IPTC 13595 presented at the International Technology Conference held in Doha, Qatar, 7-9 December.

ПРИЛОЖЕНИЯ




ЭРАТЕМА (эра)	СИСТЕМА (период)	ЯРУС (век)	ПОДЪЯРУС	ГОРИЗОНТ	СВИТА	Пласты и сейсмические горизонты	ГИС		
							Казанская 9	Пономаревская 2	
									НГК ГК КС
	ЧЕТВ. Q								
	Z								
КАЙНОЗОЙСКАЯ, KZ	ПАЛЕОГЕНОВАЯ, P	ХАТТСКИЙ	P _{3h}	ТУРТАССКИЙ	ТУРТАССКАЯ				
		РЮПЕЛЬСКИЙ	P _{3r}	НОВОМИ-ХАЙЛОВСКИЙ	НОВОМИ-ХАЙЛОВСКАЯ				
		ПРИАБОНСКИЙ	P _{2p}	АТЛЫМСКИЙ	АТЛЫМСКАЯ				
		БАРТОНСКИЙ	P _{2b}	ТАВДИНСКИЙ	ТАВДИНСКАЯ				
		ЛЮТЕТСКИЙ	P _{2l}	ЛЮЛИНВОРСКИЙ	ЛЮЛИНВОРСКАЯ				
		ИПРСКИЙ	P _{2i}						
		ТАНЕТСКИЙ	P _{2t}						
		ЗЕЛАНДСКИЙ	P _{1z}	ТАЛИЦКИЙ	ТАЛИЦКАЯ				
		ДАТСКИЙ	P _{1d}						
ЙСКАЯ, MZ	МЕЛОВАЯ, K	МААСТРИХТ	K _{2m}	В	ГАНЬКИНСКИЙ	ГАНЬКИНСКАЯ			
				Н					
		КАМПАНА	K _{2cp}	В	СЛАВГОРОДСКИЙ	СЛАВГОРОДСКАЯ	IV*		
				Н					
		САНТОН	K _{2s}	В	ИПАТОВСКИЙ	ИПАТОВСКАЯ			
		Н							
		КОНЬЯК	K _{2cn}	В					
				С					
		ТУРОН	K _{2t}	Н	КУЗНЕЦОВСКИЙ	КУЗНЕЦОВСКАЯ			
		СЕНОМАН	K _{2c}			В	УВАТСКИЙ		
С									
Н									
В									
АЛЬБ	K _{1al}			В	ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ	ПОКУРСКАЯ			
				С					
				Н					
АЛТ	K _{1a}			В	ВИКУЛОВСКИЙ				
				С					



Приложение 1.1 – Сводный стратиграфический разрез участка X (начало)

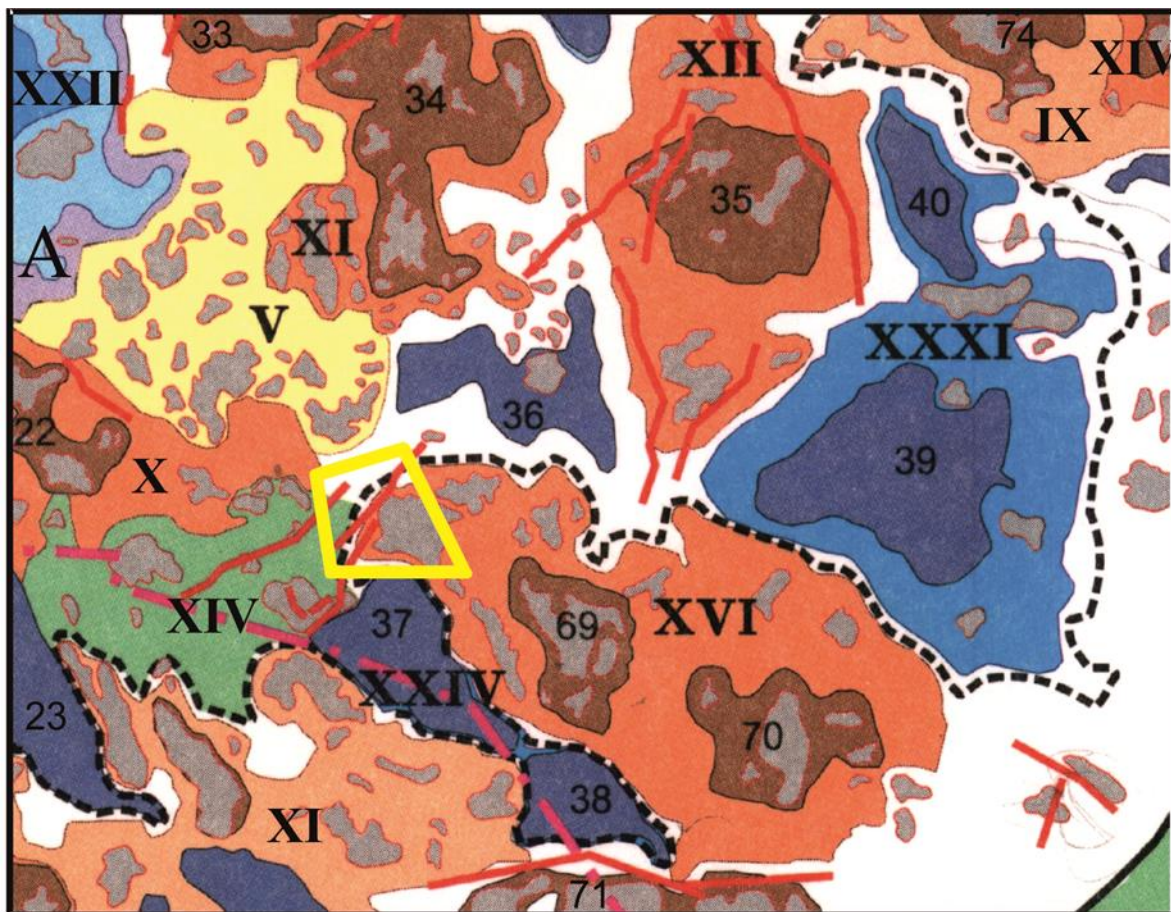


Условные обозначения:

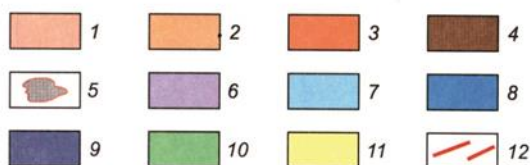
-  Граница геоблоков
-  Границы тектонических элементов I порядка
-  Открытые месторождения нефти, газа и конденсата

№ на карте	Название месторождения	№ на карте	Название месторождения
605	ЗАПАДНО-ЛУГИНЕЦКОЕ	638	СМОЛЯНОЕ
607	РЫБАЛЬНОЕ	639	КАЗАНСКОЕ
612	СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОЕ	640	ЮЖНО-ТАБАГАНСКОЕ
614	СЕЛИМХАНОВСКОЕ	641	СОЛОНОВСКОЕ
617	ОСТАНИНСКОЕ	642	РАКИТИНСКОЕ
620	ЗАПАДНО-ОСТАНИНСКОЕ	643	МАЛОИЧСКОЕ
622	ГЕРАСИМОВСКОЕ	644	ВЕРХТАРСКОЕ
624	МИРНОЕ	645	ВОСТОЧНО-ТАРСКОЕ
625	ПИНДЖИНСКОЕ	646	ВОСТОЧНО-ТАЙДАССКОЕ
630	ШИРОТНОЕ	647	ТАЙДАССКОЕ
633	СЕВЕРО-КАЛИНОВОЕ	648	ВОСТОЧНОЕ
634	НИЖНЕТАБАГАНСКОЕ	649	ВОСТОЧНО-МЕЖОВСКОЕ
635	ВОСТОЧНО-КАЛИНОВОЕ	650	МЕЖОВСКОЕ
636	КАЛИНОВОЕ	653	ВЕСЕЛОВСКОЕ

Приложение 1.2 – Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под ред. В.И. Шпильмана и др., 1998 г.)



Условные обозначения:



- 1 - 5 - положительные структуры
 1 - надпорядковые
 2 - I порядка
 3 - II порядка
 4 - III порядка
 5 - локальные поднятия
 6 - 9 - отрицательные структуры
 6 - надпорядковые
 7 - I порядка,
 8 - II порядка
 9 - III порядка
 10 - 11 - промежуточные структуры
 10 - надпорядковые
 11 - I, II порядков
 12 - разрывные нарушения

Надпорядковые структуры:

A - Колготорско-Нюрольский желоб

Структуры I порядка:

IX - Парабельский мегавыступ

XI - Межовский мегавыступ

XVII - Нюрольская мегавпадина

Структуры II порядка:

V - Чузиковско-Чижапская мезоседловина

X - Лавровский мезовыступ

XI - Пудинское мезоподняtie

XII - Горелоярское мезоподняtie

XIV - Колпашевский мезовал

XVI - Калгачский мезовыступ

XXII - Центрально-Нюрольская мезовпадина

XXIV - Южно-Казанский мезопрогиб

XXXI - Бакчарская мезовпадина

Структуры III порядка:

22 - Лавровский вал

23 - Северо-Межовский врез

34 - Юбилейное к.п.

35 - Чинжарское к.п.

36 - Южно-Пудинский прогиб

37 - Северо-Казанский прогиб

38 - Южно-Казанская впадина

39 - Южно-Парбигская впадина

40 - Северо-Парбигский прогиб

69 - Таволгинское к.п.

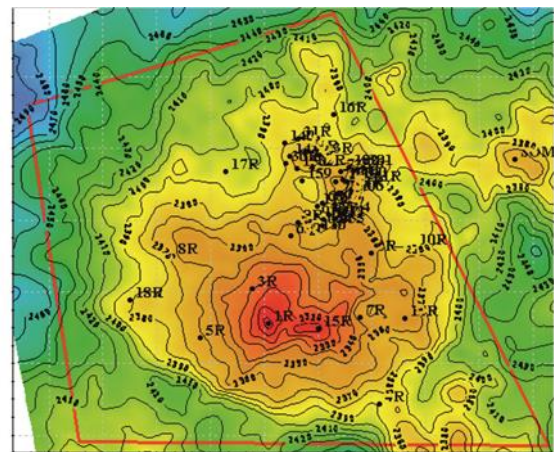
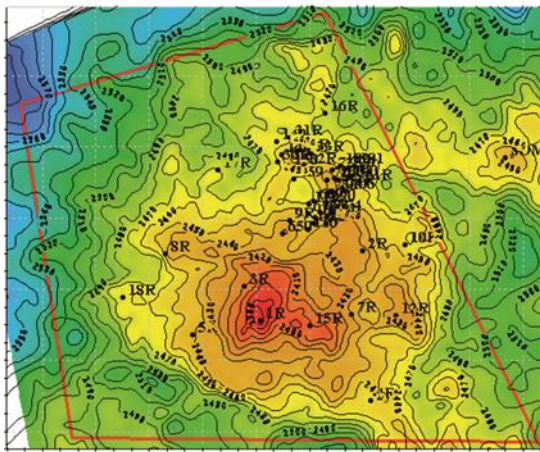
71 - Южно-Калгачский Вал

74 - Шудельское к.п.

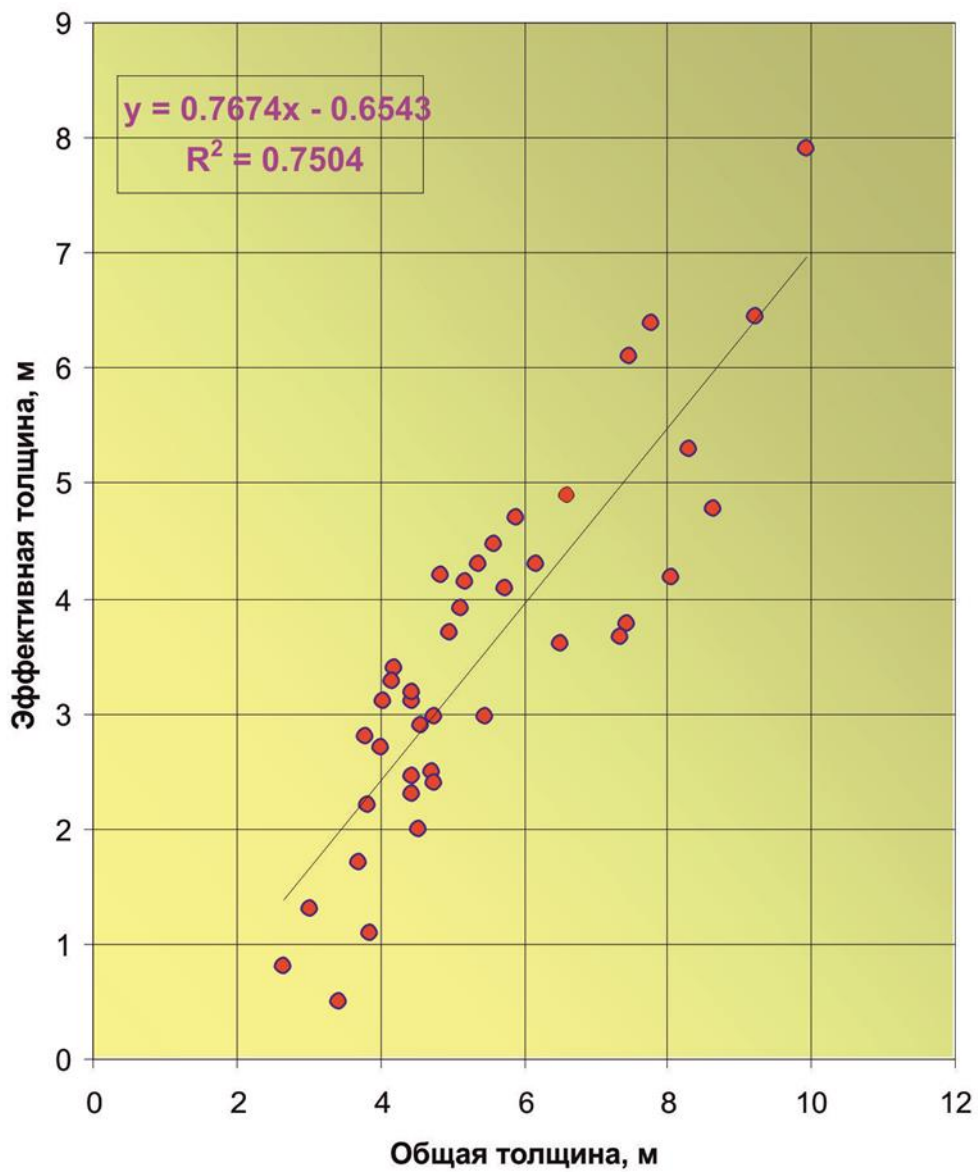
75 - Инкинское к.п.

Приложение 1.3 – Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса юго-востока Томской области и сопредельных территорий (под ред. А.Э. Конторовича, ИГНГ СО РАН,

2002 г.)

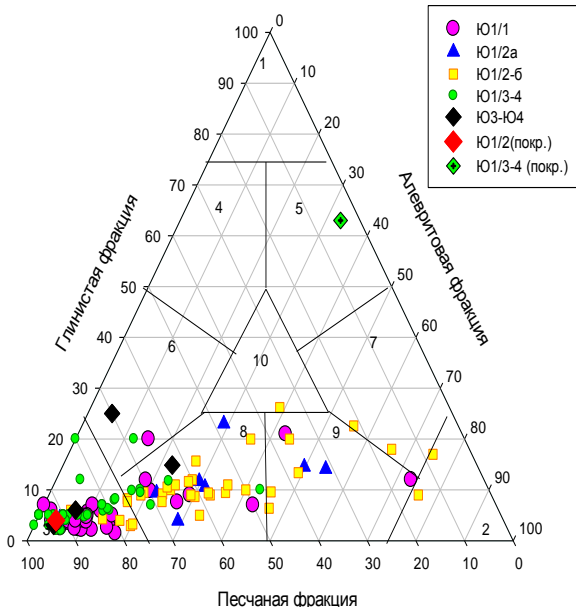


Приложение 1.4 – Структурные карты: а) по кровле ОГ Ib (вблизи кровли тюменской свиты); б) по кровле ОГ У1 (угольная пачка в интервале ваюганской свиты)



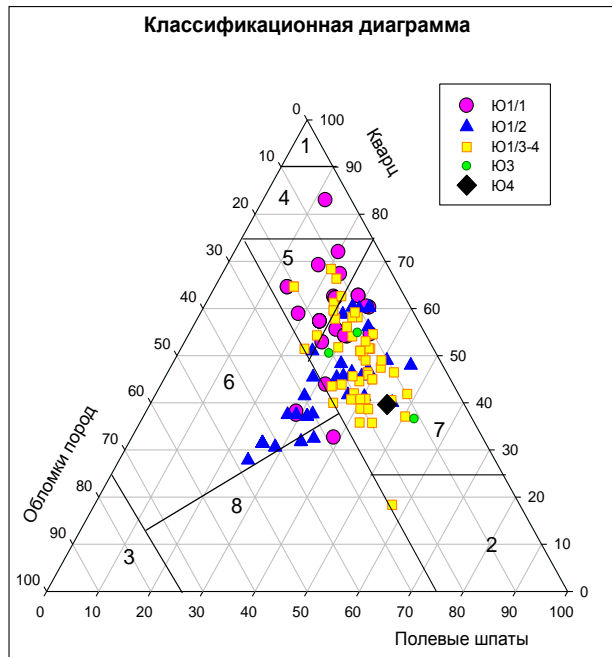
Приложение 1.5 – Связь между общей и эффективной толщиной пласта Ю₁¹

Классификационная диаграмма



- 1 – аргиллит; 2 – алевролит; 3 – песчаник;
- 4 – песчаный аргиллит; 5 – алевролитовый аргиллит;
- 6 – глинистый песчаник; 7 – глинистый алевролит;
- 8 – алевритовый песчаник; 9 – песчаный алевролит;
- 10 – песчано-алевоитовый аргиллит.

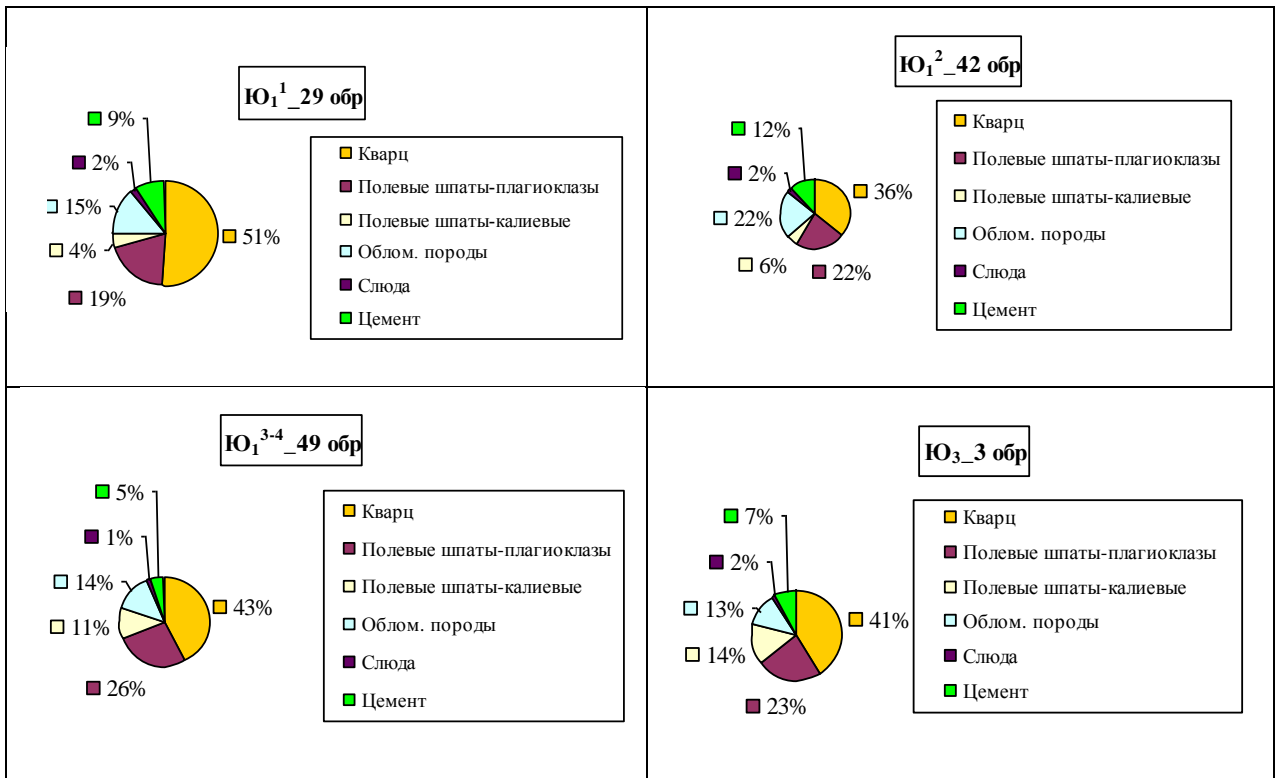
Приложение 1.6 – Классификационный треугольник гранулометрического состава пород (В. Д. Шутов, 1967 г.) по пластам Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻⁴, Ю₃ и Ю₄ месторождения X



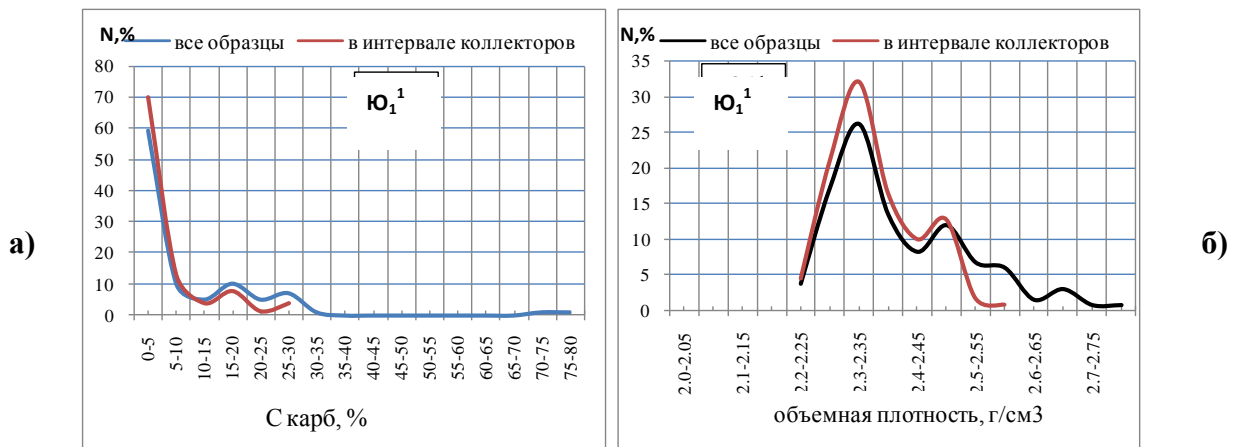
- 1 - кварцевые, 2 - полевые шпаты, 3 - граувакки, 4 - олигомиктовые, 5 - мезоимиктовые,
- 6 - кварцевые граувакки, 7 - аркозы, 8 - полевошпатовые граувакки.

Приложение 1.7 – Классификационная диаграмма (В. Н. Шванов, 1969 год) вещественного состава пород по исследованиям шлифов по пластам Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻⁴, Ю₃ и Ю₄

Месторождения X



Приложение 1.8 – Усредненный минералогический состав пород продуктивных пластов Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻⁴ и Ю₃ по данным керна месторождения X



	С карб., %		δ об. г/см ³	
	все образцы	кол-р	все образцы	кол-р
Кол-во	284	248	352	312
Мин.	0.0	0.0	2.232	2.232
Макс.	80.7	58.7	2.735	2.627
Среднее	1.9	1.0	2.402	2.386
Стандарт	7.4	4.2	0.07	0.05
Вариация	382.5	422.3	2.96	2.09

Приложение 1.9 – Распределения карбонатности (а) и объемной плотности (б) пласта Ю₁¹ по результатам исследований керна месторождения X