


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

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


МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Оптимизация процесса заканчивания скважин методом «Fishbone» с учетом фациальной неоднородности (на примере коллектора Мессояхского типа) УДК <u>622.245-048.34</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Полянский Владислав Александрович		14.06.2022

Руководитель ВКР


Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Чернова О.С.	д.г.-к.н.		14.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:


По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рукавишников В.С.	PhD		14.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин А.А.	к.т.н.		14.06.2022


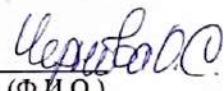
ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Чернова О.С.	д.г.-к.н.		14.06.2022

Томск – 2022 г.

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 15.03.2022г. 
 (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
2ТМ01	Полянский Владислав Александрович

Тема работы:

Оптимизация процесса заканчивания скважин методом «Fishbone» с учетом фациальной неоднородности (на примере коллектора Мессояхского типа)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	Приказ 70-34/с от 11.03.2022
---	------------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:

14.06.2022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

*Геологическое описание и графический материал по Восточно-Мессояхскому месторождению, комплекс каротажных диаграмм, структурные карты пласта ПК₁₋₃.
Отечественная и зарубежная научная литература, статьи по рассматриваемой тематике.*

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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><i>Изучение циклитного строения группы пластов ПК₁₋₃ и особенностей распространения песчаных тел. Анализ технологии «Fishbone» и опыта ее применения в промышленности.</i></p> <p><i>Создание геолого-гидродинамической секторной модели.</i></p> <p><i>Анализ влияния конструкции скважины «Fishbone» на её продуктивность. Сравнение результатов по смоделированным системам разработки с горизонтальными и многозабойными скважинами «Fishbone». Разработка рекомендаций по оптимизации заканчивания в условиях фациальной неоднородности.</i></p>
--	---

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Результат расчета эксплуатации скважин горизонтального дизайна и «Fishbone». 2. Динамика изменения накопленной добычи нефти и обводненности от числа боковых стволов. 3. Сравнение компоновок скважин «Fishbone» с разным расстоянием между отводами. 4. Сравнение вариантов разработки.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

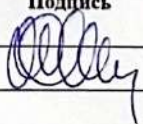
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рукавишников В.С., доцент, PhD
«Социальная ответственность»	Сечин А.А., доцент, к.т.н.

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


Обзор научной литературы по теме исследования/ Literature review

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	16.03.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		16.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Полянский В.А.		16.03.2022

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: Магистратура
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

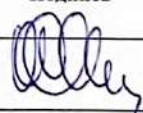
КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.03.2022	Общие сведения о месторождении	10
01.04.2022	Геологическая характеристика объекта исследования	20
15.04.2022	Заканчивание скважин по технологии «Fishbone»	10
01.05.2022	Анализ эффективности скважин «Fishbone»	30
10.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
21.05.2022	Социальная ответственность	10
22.05.2022	Literature review	10

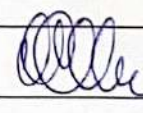
СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		16.03.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		16.03.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ01	Полянскому Владиславу Александровичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
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	Материально-технические затраты, выраженные в виде капитальных и операционных затрат на разработку месторождения
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Операционные и капитальные затраты
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС, НДСПИ, ставка дисконтирования 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка возможности применения скважин «Fishbone» для разработки фациально-неоднородного коллектора на примере Восточно-Мессояхского месторождения
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методическая рекомендация по оценке эффективности инвестиционных проектов
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Анализ эффективности и целесообразности предлагаемых мер
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Сравнительная характеристика

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- График сравнительной стоимости для горизонтальной скважины и многозабойной скважины
- Накопленный чистый дисконтированный поток и дисконтированные денежные потоки для каждого года разработки (для горизонтального фонда и фонда «Fishbone»)
- Накопленный чистый дисконтированный поток и дисконтированные денежные потоки для каждого года разработки (для горизонтального фонда и фонда «Fishbone» с ухудшающейся продуктивностью)
- Структура операционных затрат для двух сценариев разработки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

16.03.2022

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Учебная степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рукавишников В.С.	PhD		16.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Полянский Владислав Александрович		16.03.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:


Группа		ФИО	
2ТМ01		Полянскому Владиславу Александровичу	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:


Оптимизация процесса заканчивают скважин методом «Fishbone» с учетом фациальной неоднородности (на примере коллектора Мессояхского типа)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования – буровые установки и кустовые площадки Восточно-Мессояхского месторождения</p> <p>Область применения – разработка месторождений</p> <p>Рабочая зона: полевые условия</p> <p>Климатическая зона: полярная</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: буровая установка, верхний привод, фонтанная арматура.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: процессы бурения, заканчивания и эксплуатации скважин</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом;</p> <p>РД 08-435-02. Положение о порядке организации одновременного ведения работ по бурению, освоению, вскрытию дополнительных продуктивных отложений, эксплуатации и ремонту скважин на кустовой площадке;</p> <p>ВУПП-88 Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности;</p> <p>Приказ Минтруда России от 22.12.2015 №1110н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам организаций нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением»</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Микроклимат – Шум – Электрический ток – Повышенный уровень вибрации <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Пожароопасность

	<ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся и вращающиеся части оборудования – Механические травмирование – Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, готовой продукции и отходов производства <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: регулярная проверка ПДК газов и опасных веществ, использование средств СИЗ, в том числе для защиты слуха, – перчатки, очки, каска, беруши, сапоги. Расчет: разлив нефти из выкидной линии.</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на селитебную зону: отсутствует/минимально</p> <p>Воздействие на литосферу: твердые и жидкие отходы, утечки УВ и химикатов.</p> <p>Воздействие на гидросферу: сероводородное заражение водяных горизонтов, утечки УВ в водоемы</p> <p>Воздействие на атмосферу: выхлопные газы, продукты сгорания УВ, утечки газов</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<p>Возможные ЧС: природные катастрофы (наводнения, ураган и т.д.); техногенные аварии (отказ систем безопасности; утечка и воспламенение УВ, пожар, утечка химикатов, взрыв)</p> <p>Наиболее типичная ЧС: выход из строя оборудования, аварии и нарушение герметичности</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
16.03.2022	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		16.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Полянский Владислав Александрович		16.03.2022

**Результаты освоения основной образовательной программы
Petroleum Engineering /Нефтегазовый инжиниринг**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, выработать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
		И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках		
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
		И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами</p> <p>И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда</p>

РЕФЕРАТ

В тексте выпускной квалификационной работы содержится 126 страниц, 52 рисунка, 22 таблицы, 64 источника.

Ключевые слова: циклит, фациальная неоднородность, многозабойная скважина, скважина «Fishbone», оптимизация заканчивания, геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование.

Объект исследования – группа пластов-коллекторов центрального блока Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка рекомендаций по оптимизации заканчивания скважин методом «Fishbone» в условиях фациальной неоднородности коллектора Мессояхского типа.

Для достижения поставленной цели было необходимо решить следующие научные задачи:

1. Провести анализ геологического строения Восточно-Мессояхского месторождения и обосновать циклитное строение основного объекта разработки ПК₁₋₃, установить тренды распространения песчаных тел и их размеры на основе региональной седиментологической картины.

2. На основании учебных пособий и научных публикаций отечественных и зарубежных авторов изучить технологию «Fishbone», основные особенности конструкции данного типа скважин и методы оценки эффективности их применения.

3. Создать упрощенные геологическую и гидродинамическую модели для центрального блока Восточно-Мессояхского месторождения.

4. Рассчитать параметры добычи для скважин «Fishbone» и оценить их для различных дизайнов профиля, а также сравнение эффективности многозабойных («Fishbone») и горизонтальных скважин.

5. Сравнить эффективность схем разработки с применением горизонтальных и многозабойных скважин и разработать рекомендации по применению скважин «Fishbone» для оптимизации заканчивания в условиях коллектора Мессояхского типа.

Область применения: корректировка и оптимизация существующего проекта разработки месторождения.

Экономическая значимость работы заключается в обосновании важности учета фациальной неоднородности пласта при планировании разработки месторождения, а также эффективности применения многозабойных скважин «Fishbone» в сравнении с горизонтальными скважинами с целью повышения охвата пласта и увеличения нефтеотдачи и минимизации затрат.

В будущем планируется произвести оптимизацию схемы разработки для всего месторождения с учетом истории добычи из многозабойных скважин «Fishbone» и влияния дизъюнктивных нарушений, а также создание алгоритма для определения максимально эффективных систем разработки скважинами «Fishbone» с учетом стоимости бурения, степени консолидации пород и величины песчанистости разреза.

Благодарности. Выражаю особую благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ: О.С. Черновой, И.В. Матвееву и М.О. Коровину за предоставленную помощь при написании данной магистерской работы.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	18
2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ ...	22
2.1 Стратиграфическое описание месторождения.....	22
2.2 Тектоническое строение объекта исследования	26
2.3 Нефтегазоносность	28
2.4 Литолого-фациальная характеристика пласта ПК ₁₋₃	31
2.4.1 Циклит «С»	33
2.4.2 Циклит «В»	36
2.4.3 Циклит «А».....	37
2.4.4 Сводная характеристика циклитного строения пласта ПК ₁₋₃	40
3 ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН ПО ТЕХНОЛОГИИ «FISHBONE».....	42
3.1 Виды многозабойных скважин	42
3.2 Технология «Fishbone»	46
3.3 Методы расчета продуктивности скважины «Fishbone»	50
3.4 Опыт применения технологии «Fishbone» на Восточном Мессояхском месторождении.....	56
4 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СКВАЖИН «FISHBONE».....	60
4.1 Геологическое моделирование залежи с учетом её фациальной неоднородности.....	60
4.2 Создание упрощенной гидродинамической модели	67
4.3 Создание модели скважины «Fishbone» и её интеграция в гидродинамическую модель	68
4.4 Анализ эффективности скважин «Fishbone».....	70
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	81
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	90
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
5.2 Производственная безопасность	92

5.3 Производственная безопасность	93
5.4 Экологическая безопасность.....	100
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	107
ПРИЛОЖЕНИЕ А	114
A.1 Description of the research object.....	115
A.2 «Fishbone» well design concept	117
A.3 Optimal «fishbone» pattern determination criteria	120
A.4 Assessment methods of «fishbone» well productivity.....	121
ПРИЛОЖЕНИЕ В	126

ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития нефтяной промышленности доля трудноизвлекаемых запасов неуклонно растет. К таким запасам относятся месторождения с высоковязкой нефтью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами, нефтяными оторочками, а также залежи со сложным строением, высокой степенью фациальной неоднородности и большим количеством тектонических нарушений.

Восточно-Мессояхское нефтегазоконденсатное месторождение представляет собой залежь с комплексным геологическим строением. Основной объект разработки – группа пластов ПК₁₋₃ – характеризуется наличием трех седиментологических формаций (циклитов) с разными свойствами. Залежь разделена тектоническими нарушениями на восемь блоков, характеризующимися разными уровнями флюидоконтактов. Помимо подстилающего водонефтяного контакта, в залежи локализована газовая шапка с особыми свойствами, являющаяся результатом биodeградации нефти на малой глубине (пласт ПК₁₋₃ расположена на глубине порядка 750 м). Породы слабосцементированы, что выражается в улучшенных фильтрационно-емкостных свойствах тел-коллекторов.

Актуальность исследования. Наиболее эффективными решениями для разработки месторождений такого сложного строения, зарекомендовавшими себя в мировой практике, являются бурение горизонтальных скважин и проведение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) (Сугаипов и др., 2019). Однако бурение длинных горизонтальных стволов для вовлечения большего участка залежей в условиях слабосцементированного коллектора пласта ПК₁₋₃ может быть осложнено осыпаниями стенок скважины, значительное ухудшение продуктивности. А применение МГРП не рекомендуется ввиду риска прорыва трещины за пределы нефтяной зоны и, как следствие, появления воды в скважинной продукции.

Решением задачи по эффективной разработке фациально-неоднородных залежей является применение многозабойных скважин по технологии «Fishbone». Данная конструкция состоит из материнского ствола, от которого в запроектированных направлениях отходят боковые отводы, которые увеличивают охват залежи и приводят к повышению продуктивности и эффективности разработки локализованных песчаных тел.

В процессе исследования был проведен отбор текстового и графического материала, проанализированы литературные источники по геологическому строению Восточно-Мессояхского месторождения, а также технологии скважин «Fishbone» и методам оценки их эффективности, построены упрощенные геологическая и гидродинамическая модели объекта исследования.

В результате исследования весь отобранный материал был подвергнут анализу, информация была представлена в текстовом, графоаналитическом и графическом исполнении. На основе гидродинамической модели месторождения была сравнена эффективность процессов эксплуатации горизонтальных скважин и скважин «Fishbone» различного дизайна.

Объектом исследования являются группа пластов-коллекторов ПК₁₋₃ центрального блока Восточно-Мессояхского нефтегазонденсатного месторождения.

Целью выпускной квалификационной работы является обоснование фациальной неоднородности пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения с позиции его циклитного строения, сравнение эффективности горизонтальных и многозабойных скважин, а также разработка рекомендаций по оптимизации заканчивания скважин с помощью технологии «Fishbone».

Для достижения поставленной цели выпускной квалификационной работы необходимо:

1. Провести анализ геологического строения Восточно-Мессояхского месторождения и обосновать циклитное строение основного объекта разработки ПК₁₋₃, установить тренды распространения песчаных тел и их размеры на основе региональной седиментологической картины.

2. На основании учебных пособий и научных публикаций отечественных и зарубежных авторов изучить технологию скважин «Fishbone» и методы оценки эффективности их применения.

3. Создать упрощенные геологическую и гидродинамическую модели для центрального блока Восточно-Мессояхского месторождения.

4. Рассчитать параметры добычи для скважин «Fishbone» и сравнить эффективность многозабойных («Fishbone») и горизонтальных скважин.

5. Сравнить эффективность схем разработки с применением горизонтальных и многозабойных скважин и разработать рекомендации по применению скважин «Fishbone» для оптимизации заканчивания в условиях коллектора Мессояхского типа.

Личный вклад автора работы заключается в анализе и систематизации накопленных научных и промысловых данных, а также последующей их интерпретации, построение геологической и гидродинамической моделей участка месторождения, проведение анализа эффективности скважин конструкции «Fishbone», а также разработка рекомендаций по оптимизации заканчивания скважин по технологии «Fishbone» в условиях фациальной неоднородности.

Практическая значимость работы заключается в том, что выработанные рекомендации позволяют скорректировать конструкцию скважин в условиях фациальной неоднородности для достижения максимального охвата залежи и повышения коэффициента извлечения нефти.

Исходной информацией для выполнения исследования в рамках выпускной квалификационной работы являлись результаты геофизических исследований скважин и лабораторных исследований керна, параметры и свойства пластовых флюидов, структурные карты поверхности кровли групп пластов ПК₁₋₃ с отмеченной схемой расстановки скважин, глубины отбивок целевого объекта разработки, положения контактов.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Восточно-Мессояхское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1990 году. Административно оно приурочено к Тазовскому району Тюменской области Ямало-Ненецкого автономного округа (Voronin A. et al., 2017). Территория Восточно-Мессояхского месторождения находится в северной части Западно-Сибирской низменности, на юго-западе Гыданского полуострова (Рисунок 1.1). Ближайшими населенными пунктами являются п. Антипаюта, п. Находка и п. Тазовский, расположенные в 115 км на северо-запад, в 108 км на юго-запад и в 104 км на юг соответственно от границы Восточно-Мессояхского лицензионного участка. Ближайшим населенным пунктом, в котором есть железнодорожная станция и аэропорт, является г. Новый Уренгой, который находится в 260 км к югу от месторождения.



Рисунок 1.1 – Территориальное расположение группы Мессояхских месторождений (Сугаипов и др., 2017)

Лицензия на разведку и разработку Западного и Восточного Мессояхских месторождений выдана компании «Мессояханефтегаз», которая является совместным предприятием ПАО «Газпром нефть» и ПАО «НК «Роснефть».

По классификации запасов месторождение относится к крупным. По отчету за 2011 год, суммарные начальные геологические/извлекаемые запасы нефти в пределах Восточно-Мессояхского месторождения составили

1182503/344868 тыс.тонн нефти. Согласно исследованиям проб пласта ПК₁₋₃, нефть Восточно-Мессояхского месторождения является малосернистой (0,28 %), малопарафинистой (0,42 %), смолистой, характеризуется повышенной вязкостью.

Согласно данным нефтегазогеологического районирования Западно–Сибирской НПП, группа Мессояхских месторождений (Восточно–Мессояхское нефтегазоконденсатное и Западно–Мессояхское нефтегазовое месторождения) являются частью Мессовского нефтегазоносного района Гыданской нефтегазоносной области. Продуктивные отложения представлены восемью нефтегазоносными комплексами юрского и мелового возрастов. Залежи классифицируются как тектонически экранированные, породой-коллектором является песчаник, который чередуется с линзовидными прослоями глин. Основной объект разработки – пласт ПК₁₋₃ – залегает на малых глубинах (порядка 700 – 800 м).

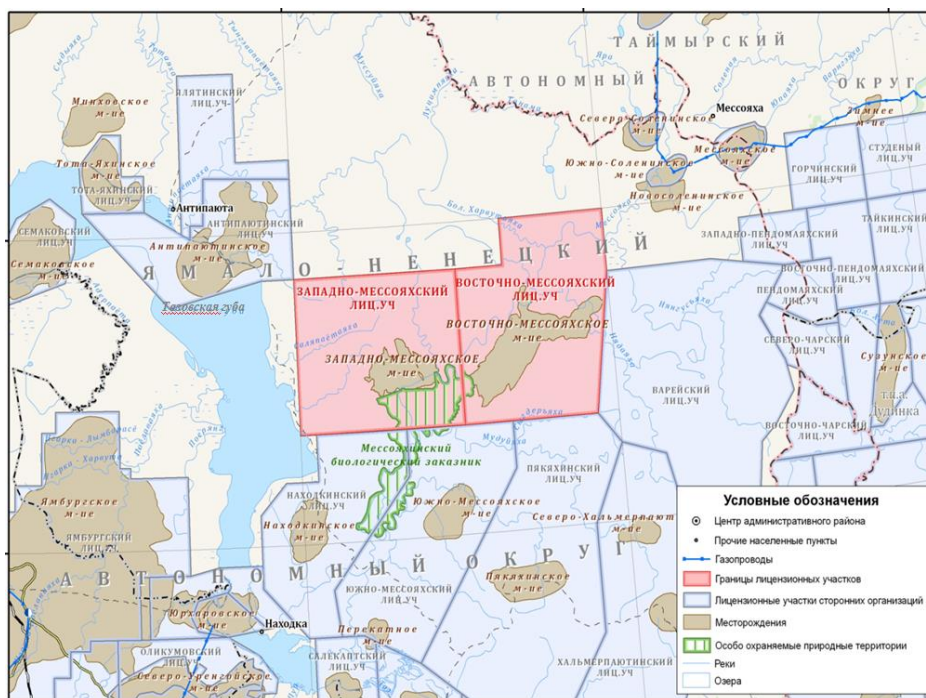


Рисунок 1.2 – Схема территории месторождений Мессояхской группы (Чухланцева, 2016)

Морфологически описываемый район приурочен к Мессояхской низменности и представляет собой пологоволнистую и плоскую ступенчатую равнину, достаточно высоко заозёрную. Абсолютный максимум территории –

104 м, минимум – 20 м. Наиболее расчлененный рельеф наблюдается на южной границе месторождения. Для данной местности характерно большое количество ледовых холмов. В сейсмическом отношении рассматриваемый район является спокойным.

Рассматриваемая территория расположена за полярным кругом, характеризуется наличием вечной мерзлоты и резко континентальным климатом. Данному типу климата соответствует суровая и продолжительная зима (абсолютный минимум – минус 60°C) при довольно коротком, но теплом лете (в среднем, не превышает 13°C). В формировании климата доминирующую роль играет близость от моря, наличие горных хребтов на западе и востоке (Уральские и Восточно-Сибирские соответственно), а также открытость территории вследствие отсутствия природных преград в северном и южном направлениях.

Дороги в рассматриваемом регионе почти полностью отсутствуют, что вносит свои ограничения в экономическое развитие территории и обустройство месторождения. В летний период времени для передвижения используется как авиация (вертолеты), так и вездеходный транспорт. Транспортировки грузов и оборудования может быть осуществлена судами по Тазовской губе в периоды навигации, которая возможна с середины июля до середины сентября. Зимой используются транспорт на гусеничном или на колесном (по зимникам) ходу. Логистические ограничения связаны со сложной гидрогеографической обстановкой территории, повышенном увлажнении территории и её заболачиванием, расчленённость региона.

Мессояхская зона нефтегазонакопления расположена в пределах субрегиональной структуры Мессояхской гряды (БЗ), в центральной ее части, в своде структуры II порядка – Среднемессояхского вала, Восточно-Мессояхскому и Западно-Мессояхским поднятиям (Рисунок 1.3).

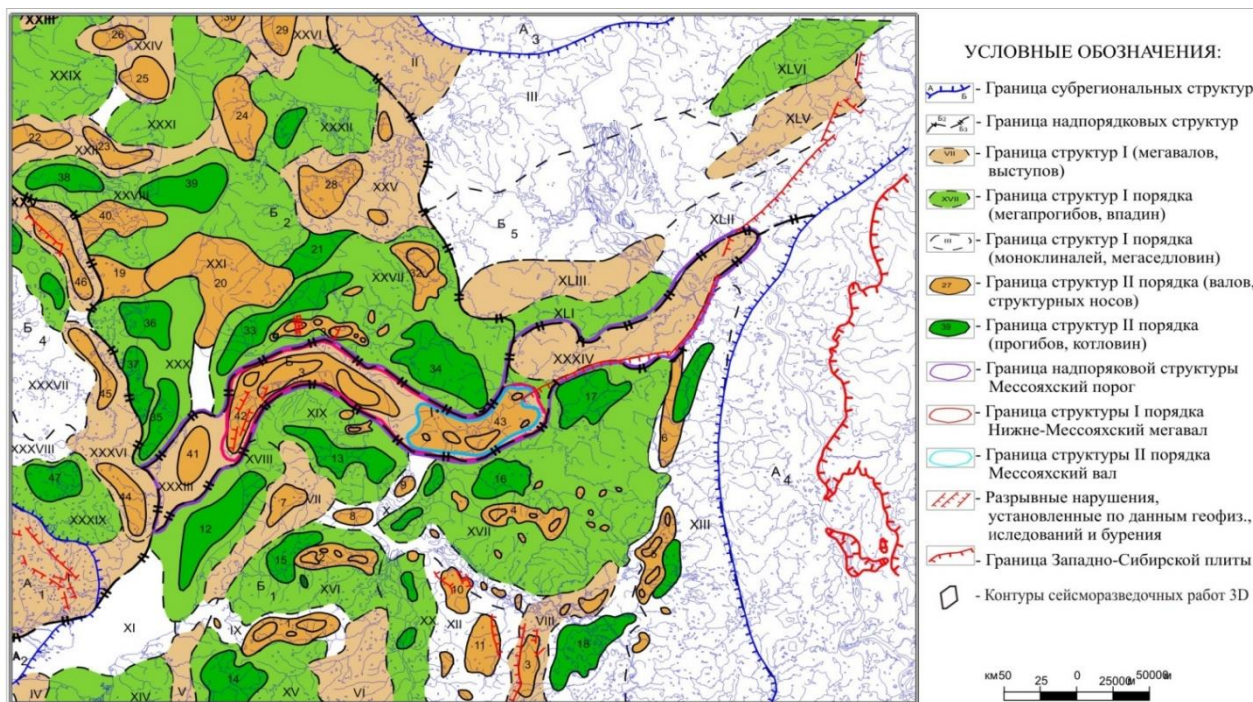


Рисунок 1.3 – Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского осадочного числа Севера Западно-Сибирской плиты (Нестеров, 1976)

Мессояхская гряда в истории формирования Западно–Сибирского осадочного нефтегазоносного бассейна сыграла существенную роль, как в латеральном распределении осадочных образований, так и в образовании месторождений. Мессояхская наклонная гряда, представляющая собой систему мегавалов субширотного простирания, является крупнейшей надпорядковой положительной незамкнутой структурой северной части Западно-Сибирской плиты, простирается в субширотном направлении и разделяет Ямало-Карскую региональную депрессию на две надпорядковые отрицательные структуры - Антипаютинско-Тадебеяхинскую и Большехетскую мегасинеклизы.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Стратиграфическое описание месторождения

В стратиграфическом плане месторождение представлено фундаментом, промежуточным структурным этажом (мощной толщей пород палеозойского возраста) и осадочным чехлом, представленным отложениями различного возраста – от мезозойской эры до четвертичного периода. Фундамент не вскрыт бурением и представлен породами допалеозойского возраста. Исходя из аналогии и данным о строении Новопортовского месторождения, вероятнее всего фундамент сложен кристаллическими зелеными сланцами хлорит–серицитового состава. Мощность осадочного чехла в пределах площади месторождения составляет порядка 5,6–8,2 км (Чухланцева, 2016).

Несмотря на большую мощность отложений палеозойского чехла (порядка 8 км), на Восточно-Мессояхском месторождении они не вскрыты. Обстановка осадконакопления, в условиях которых образовались данные отложения, сменилось от глубоководной карбонатной в основании структурного этажа до континентальной в его кровле.

Наиболее изученной частью разреза является меловая система мезозойской эры. Мезозойская эра представлена на месторождении всеми тремя системами. Породы триасового возраста не вскрыты бурением, однако прослеживаются на основании данных сейсморазведки. Данная система включает в свой состав три свиты, сложенные породами различной размерности – от аргиллитов до песчаников и конгломератов:

- пурская;
- варенгаяхинская;
- витютинская.

Совокупная мощность отложений триасового возраста зависит от взаимного положения блоков пород, образованных дизъюнктивными нарушениями, и колеблется от 900 до 2500 м.

Породы юрской системы изучены в гораздо меньшей степени, чем меловая система, однако они вскрыты глубоким бурением в пределах лицензионного участка. Система представлена тремя отделами, что говорит об отсутствии перерывов в осадконакоплении. Породы, относящиеся к нижнеюрскому и среднеюрскому отделам (J_1 и J_2), были образованы на мелководье. Они представлены девятью свитами, в которых выделяются породы различного состава – от конгломератов и песчаника до аргиллитов:

- зимняя свита ($J_{1g-s-pl}$);
- левинская свита (J_{1pl});
- шараповская свита (J_{1pl});
- китербютская свита (J_{1t});
- надояхская свита (J_{1t-J_2a});
- лайдинская свита (J_{2a});
- вымская свита (J_{2b});
- леонтьевская свита (J_{2b});
- малышевская свита (J_{2b-bt}).

Верхнеюрский отдел (J_1) на Западно и Восточно–Мессояхском месторождениях отложения данного отдела объединены в гольчихинскую свиту, которая представлена как аргиллитами, так и песчаниками.

Меловая система в разрезе Восточно-Мессояхского месторождения представлена двумя отделами. Нижнемеловой отдел (K_1) обладает переходным типом разреза из-за за расположения в зоне сочленения нескольких лито-фациальных районов. Нижний отдел представляет интерес для промышленной разработки, т.к. содержит в себе залежи УВ и включает в себя 4 свиты:

- нижнехетская свита (K_{1br-v}): состоит из глин, песчаников и алевролитов с совокупной мощностью порядка 600 м;
- суходудинская свита (K_{1v-g}): представляет собой чередование алевролитов и песчаников. с к данной свите приурочены пласты БУ₆–БУ₂₂, в которых находятся как нефтяные, так и газовые залежи;

– малохетская свита ($K_{1g-br-a}$): сложен слабосцементированным песчаником разной размерности с наличием песков, алевролитов, гравия и гальки, остатки растений и древесины. Мощность свиты варьируется от 280 до 430 м. Пласты, находящиеся в данной свите являются залежами: MX_{1-2} , MX_{3-4} , MX_{8-9} газонефтяные; MX_{5-6} – газовые; MX_7 – нефтяные.

Покурская свита ($K_{1a-al-K_2s}$) включает в себя верхнюю, среднюю и нижние подсвиты. Свита представляет собой мощную толщу сероцветных алевроито–песчаных пород континентального и озерно–аллювиального генезиса. Особенностью является большое количество обугленных растительных остатков. К нижней подсвите (возраст – аптский век), сложенной чередующимися с глиной и алевролитом песчаниками, приурочены пласты PK_{17-22} , к которым приурочены две нефтяные, газонефтяная и газовая залежи. Средняя подсвита сложена пачками глин, алевролитов, чередующиеся с песчаниками. Обнаружено присутствие растительного детрита и сидерита. Эта свита включает в себя пласты PK_{8-16} , которые не представляют интереса для разработки на Восточно–Мессояхском месторождении. Верхняя подсвита состоит из консолидированных песков, песчаников, глин. Встречаются гравелиты и конгломераты, характерен растительный детрит. В этом подразделении залегают пласты PK_{1-7} , в трех верхних пластах (пласт PK_{1-3}) обнаружены значительные скопления углеводородов на обоих месторождениях Мессояхской группы. Суммарная мощность покурской свиты – до 1000 м (Рисунок 2.1).

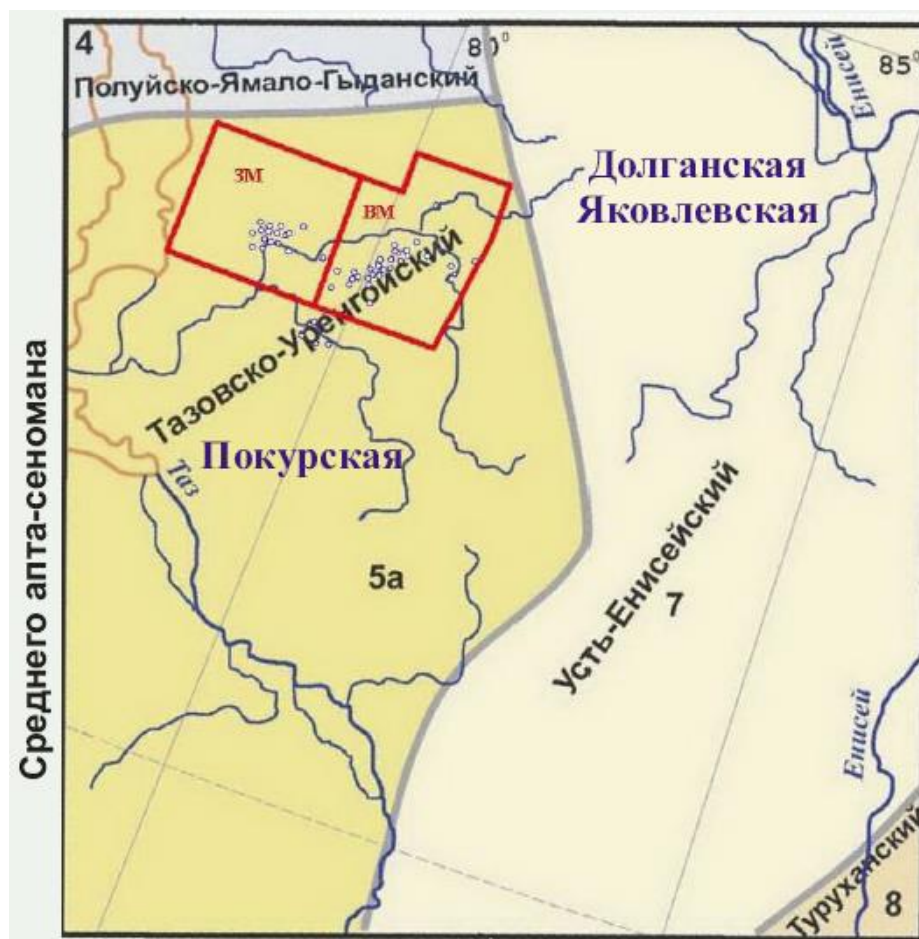


Рисунок 2.1 – Схема лито–фациального районирования апт–альб–сеноманских отложений Западно–Сибирской плиты (Чухланцева, 2016)

Верхнемеловой отдел (представленный кузнецовской, часельской с танамской свитами) состоит преимущественно из глин, образованных в ходе длительной морской трансгрессии, продолжавшейся на протяжении всего турон–маастрихтского времени.

Палеогеновая, неогеновая и четвертичные системы имеют значительно меньшую суммарную мощность (порядка 570 м в совокупности) и не представляют интереса для промышленной разработки.

2.2 Тектоническое строение объекта исследования

Восточно и Западно–Мессояхское месторождения приурочены к одноименным поднятиям, находящимся в пределах Среднемессояхского вала (размеры структуры составляют 30x110 км). Эта структура оконтурена на абсолютной глубине 3280 м, имеет площадь 3480 км² и амплитуду 860 м. Поднятие, вытянутое в широтном направлении на 125 км при ширине 40 км, имеет изогнутую, обращенную выпуклостью на юг форму. Мегавал находится в центральной части Мессояхской гряды. Она представляет собой систему мегавалов, которая простирается в субширотном направлении. Эта структура разделяет осадочный чехол на две зоны осадконакопления – Енисей-Хатангскую и южную Большехетскую. На данной территории сформировалась комплексная тектонико-седиментационная система, являющаяся благоприятной средой для образования мощного многопластового месторождения УВ в отложениях мезозойской эры (Кулишкин и Харитонов, 2012). Так, к Среднемессояхскому валу приурочены все открытые, а также прогнозируемые залежи нефти и газа.

На территории Среднемессояхского вала получили широкое развитие многочисленные дизъюнктивные дислокации. В основном, в пределах данной структуры выделяются горсты и грабены, которые образованы сбросовыми нарушениями. Также для тектонических нарушений в пределах Среднемессояхского вала характерно наличие целых серий ступенчатых разрывов и полос из трещин комплексного строения. На распределение порового давления на группе Мессояхских месторождений активно повлияли палеоразмывы (Керимов и др., 2010).

Среднемессояхский вал в течение своей геологической истории подвергался значительным перестройкам на границах структуры. Эти изменения можно представить в виде трех этапов тектогенеза:

1. Герцинский цикл тектогенеза (нижний–средний триас) – перекрытие исходного вала осадочными текстурами, переход структуры Среднемессояхского

вала от ассиметричной к относительно правильной вытянутой структуре с одним куполом. Двухкупольное строение вал начал приобретать к началу второго этапа;

2. Киммерийский цикл тектогенеза (верхняя юра – нижний мел) – значительный рост и обособление Западно-Мессояхского поднятия, слабый рост Восточно-Мессояхского поднятия с последующим оформлением поднятий в качестве самостоятельных структур. Для данного этапа также характерно преобладание пликативных структур, формирование большого числа структурно–литологических ловушек, вторичное перекрытие осадочными породами.

3. Альпийский цикл тектогенеза (верхний мел – нижнего палеоген) – вал испытал поднятие. На данном этапе для тектонического строения вала характерно проявление пликативных и дизъюнктивных нарушений в разных его частях (на склонах и в центре соответственно), формирование горст-грабеновых структур в сводовой части Среднемессояхского вала (Рисунок 2.2).

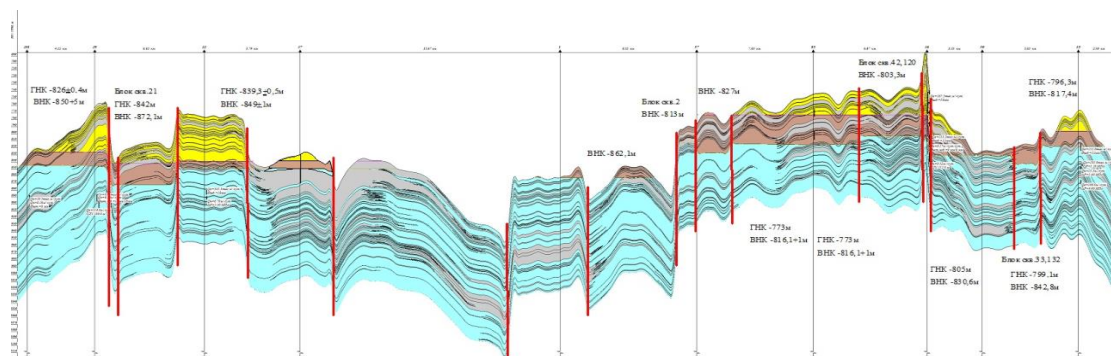


Рисунок 2.2 – Геологический разрез пласта ПК₁₋₃ с обозначенными линиями тектонических нарушений (Чухланцева, 2016)

В основном, ловушки разных видов формировались на завершающих стадиях тектонических этапов. Позднее в них образовывались залежи углеводородов. На данный момент установлено, что залежи нефти, газа и конденсата локализованы в ловушках, которые сформировались во втором и третьем тектоническом этапе. Таким образом, залежи углеводородов вероятнее всего располагаются и в ловушках, которые были образованы в конце первого тектонического этапа. Образование тектонически экранированных залежей УВ приурочено в основном к третьему этапу тектонического развития вала – оно

происходило за счет частичного переформирования залежей, которые были образованы в первом и втором этапах.

2.3 Нефтегазоносность

На Восточно-Мессояхском месторождении в осадочном чехле мезозойского возраста по данным бурения вскрыто восемь нефтегазоносных комплексов (НГК):

- Нижнеюрский (пласты Ю₁₀–Ю₁₂): на месторождении вскрыт лишь верхний пласт, получен приток газа, эффективные мощности составляют порядка 27 м.

- Среднеюрский (Ю₂–Ю₄ и Ю₆–Ю₉): при испытаниях получены непромышленные притоки газа и фонтан воды. Отрицательный результат может быть связан с применением тяжелых буровых растворов при бурении зон с аномально-высоким пластовым давлением (АВПД) в высокопроницаемых коллекторах, поскольку промышленная нефтегазоносность комплекса подтверждена наличием залежей газоконденсата на соседних месторождениях (Тазовское и Русско–Реченское).

- Верхнеюрский НГК (пласт Ю₁): сложен глинами и распространен локализовано вследствие размывов территории. Прогноз нефтегазоносности данного комплекса обусловлен наличием залежей нефти, газоконденсата и нефтегазоконденсата на соседних месторождениях в аналогах пласта Ю₁. Мощность комплекса, согласно бурению, составляет 70 м.

- Нижнеокомский НГК (пласты БУ₂₀–БУ₆): залежи являются антиклинальными, тектонически и литологически экранированными. Залежи углеводородов выявлены почти во всех пластах комплекса. Комплекс характеризуется наличием выдержанных флюидоупоров. Под пробную эксплуатацию выделен объект БУ₆⁽¹⁺²⁾.

- Верхнеокомский НГК (пласты МХ₁₀–МХ₁): на Восточно-Мессояхском месторождении данный комплекс обладает малой изученностью. На соседних месторождениях в данном комплексе залегают газоконденсатные залежи.

К группам пластов MX_{1-2} , MX_{3-4} , MX_{8-9} приурочены газонефтяные залежи, в пласте MX_{5-6} на балансе числится газовая залежь, в пласте MX_7 находится нефтяная залежь.

– Аптский НГК (пласты $ПК_{22-18}$): характеризуется неравномерностью и невыдержанностью по простиранию. Перспективными для аккумуляции углеводородов являются изолированные песчаные линзы малого размера. На месторождении выявлены две нефтяные залежи в пластах $ПК_{22}$ и $ПК_{20}$, газонефтяная в пласте $ПК_{21}$, а также газовая залежь в пласте $ПК_{19}$.

– Альб-сеноманский НГК (пласты $ПК_{17-1}$) содержит в себе основные запасы Восточно-Мессояхского месторождения, которые локализованы в кровле комплекса, в пластах $ПК_{1-3}$. Мощность комплекса составляет порядка 600-700 метров.,

– Турон-коньякский НГК имеет мощность 45–140 м, представлен песчано-глинистыми породами. Нефтегазоносность комплекса связана с наличием газовых залежей, которые находятся в состоянии гидратов.

Суммарные геологические / извлекаемые запасы нефти категории C_1 и C_2 , составляют 1583 / 445 млн. т.

Поскольку основные запасы УВ сосредоточены именно в Альб-сеноманском НГК, далее будет приведена информация по пластам именно данного комплекса.

Пласт $ПК_{1-3}$

Залежь пласта $ПК_{1-3}$ – объект исследования, газонефтяная, массивная, осложнена нарушениями, выявлена скважиной 35 в 1989 году (Рисунок 2.3). Залежь является наиболее крупной по размерам (26 x 12 км) на месторождении, залегает в сложно переслаивающейся толще высокопористых песчаников, алевролитов и аргиллитов покурской свиты (сеноман), покрывкой является мощная глинистая толща кузнецовской свиты. Эффективная толщина пласта варьируется от 95 до 121 м, эффективная нефтегазонасыщенная толщина от 5.1 до 67.5 м (Таблица 2.1).

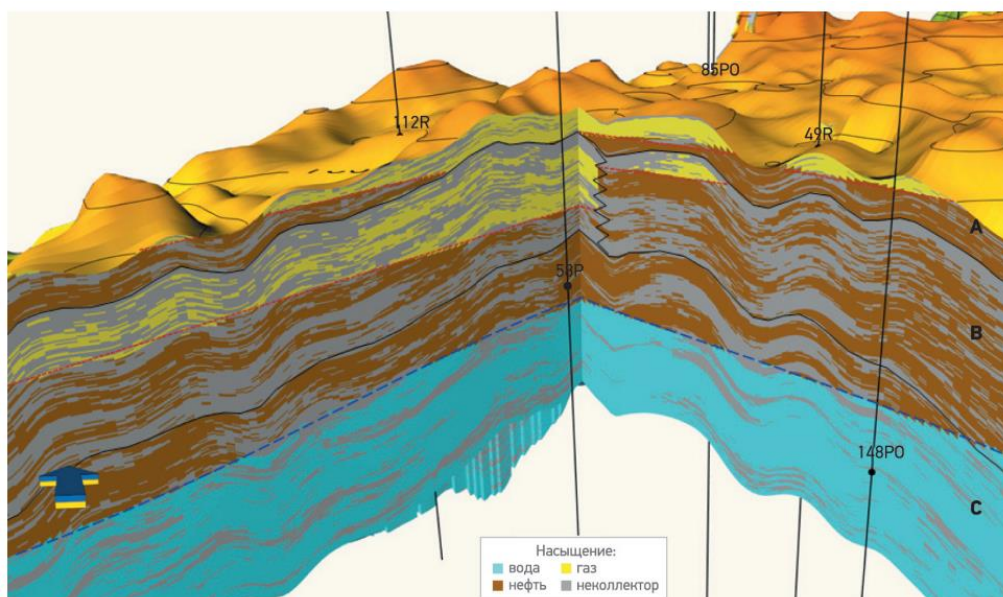


Рисунок 2.3 – Разрез в геологической модели пласта ПК₁₋₃ (Листойкин и др., 2018)

Таблица 2.1 – Геолого-физические характеристики пласта ПК₁₋₃ (Загребельный и др., 2017)

Параметр	Единицы измерения	Значение/характеристика
Средняя абсолютная отметка залегания кровли пласта	м	789
Наивысшая абсолютная отметка кровли	м	753
Тип залежи		Массивная, тектонически экранированная
Тип коллектора		Поровый, терригенный
Средняя эффективная толщина		
нефтенасыщенная	м	14,9
газонасыщенная	м	12,9
Пористость		0.29
Проницаемость (по керну)	10 ⁻³ мкм ²	790
Коэффициент песчаности	д.е.	0.61
Расчлененность	д.е.	23
Начальная пластовая температура	°С	15,9
Начальное пластовое давление	МПа	7,6–8,8

Начальные геологические / извлекаемые запасы нефти в целом по залежи по состоянию на 01.01.2011 г. составляют по категории С₁ – 405542 / 121635 тыс.т, по категории С₂ – 522470 / 156742 тыс.т, что составляет 58,7 % от суммарных запасов по месторождению. По газу на балансе РГФ стоит

по категории C_1 – 24 475 млн.м³, по категории C_2 – 25 081 млн.м³, что составляет 30,7 % от суммарных запасов газа по Восточно–Мессояхскому месторождению.

2.4 Литолого-фациальная характеристика пласта ПК₁₋₃

Толща пород пласта ПК₁₋₃ относится к верхней части покурской свиты, залегающей на глубине порядка 900 м. Анализ материалов седиментологического изучения керна, основанный на литологических описаниях керна скважин, текстурах осадочных горных пород и ихнологических комплексах, позволяет сделать вывод о достаточно широком существовании в пределах арктической зоны Западной Сибири широких приливных береговых зон, в пределах которых шло накопление специфических ваттовых отложений.

В качестве главной идентификационной характеристики ваттов можно отметить характерную ритмическую четкую горизонтальную слоистость, с ярко выраженными слоевыми швами, сформированную тонким переслаиванием илисто-песчаных наносов. Общей закономерностью для них является явно выраженная дифференциация материала. Характерным является расположение тонкого илистого осадка в дистальной наиболее удаленной от берега зоне осушки. Срединную часть занимает тонкое переслаивание глин, разномерных алевролитов и мелко-тонкозернистых песчаников, создающее в глинах и алевролитах преимущественно правильную, ритмичную, тонкогоризонтальную слоистость.

Изученные продуктивные отложения сложены песчаниками и алевролитами мелко-среднезернистыми, слабосцементированными с карбонатным цементом. Весь разрез можно четко разделить на 3 циклита, каждый из которых отвечает определенным условиям седиментации и имеет характерные особенности (Рисунок 2.4).

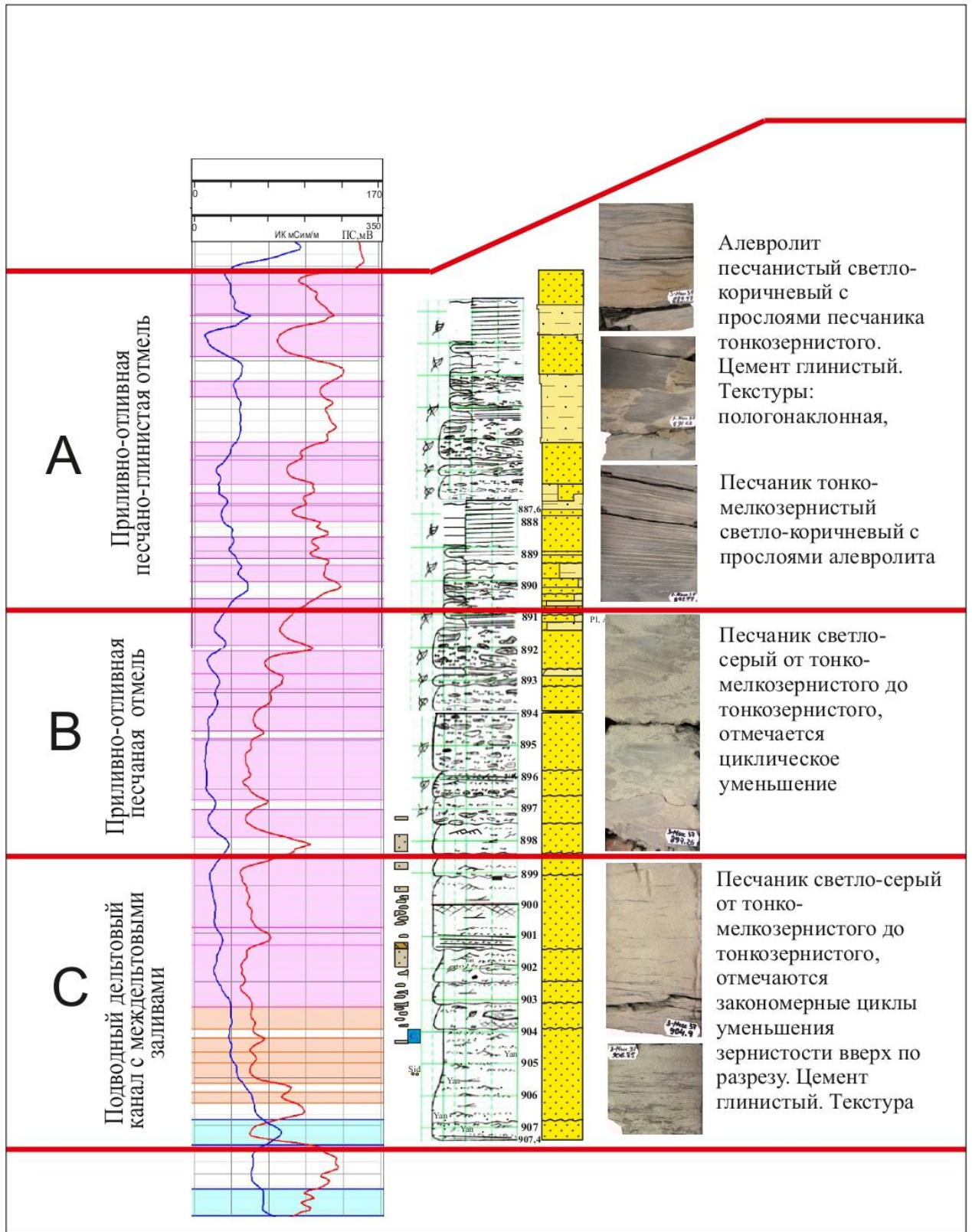


Рисунок 2.4 – Принципиальная схема циклитного строения пласта ПК₁₋₃
(Полянский, 2022)

- нижний (циклит С) - отложения подводно-дельтовых каналов, с междельтовыми заливами;
- средний (циклит В) - отложения песчаных приливных отмелей;
- верхний (циклит А) – отложения песчано-глинистых приливных отмелей.

При этом в циклитах А и В сконцентрировано более 70 % всех запасов пласта ПК₁₋₃, что накладывает на разработку пласта дополнительные ограничения, связанные с неоднородностью распределения песчаных тел и положения контактов в среднем и верхних циклитах (Сугаипов и др., 2019).

2.4.1 Циклит «С»

Нижний интервал разреза (циклит «С») был образован в условиях дельтового седиментогенеза, где доминировали флювиальные процессы осадконакопления. Дельтовые каналы развивались с северо-востока на юго-запад. Данный вывод был сделан на основе данных сейсмических исследований, а также анализа карт распределения коллекторских свойств (пористости, песчаности, эффективных толщин, значений $\alpha_{ПС}$). В данном циклите, согласно керновым исследованиям, выделяются разные фациальные группы, образованные в определенных частях дельтового комплекса:

Отложения дельтовых каналов сложены в основном песчаниками с разномасштабной горизонтальной и косой слоистостью с текстурами ряби течения (Рисунки 2.5, 2.5а). Образуют выдержанные (с размерами от сотни метров до первых километров) линзовидные песчаные тела шириной в десятки-сотни метров. Они характеризуются средними и хорошими коллекторскими свойствами из-за отсутствия глинистых перемычек и выдержанности за счет большой степени перекрытия тел из-за перемыва осадочного материала. Отложения дельтовых каналов характеризуются повышенными значениями $\alpha_{ПС}$ (0,42–0,87).

Породы, образованные в центральных частях дельтовых рукавов, сложены преимущественно мелко-тонкозернистыми песчаниками с наличием неокатанных обломков. Также встречаются глинистые алевролиты.

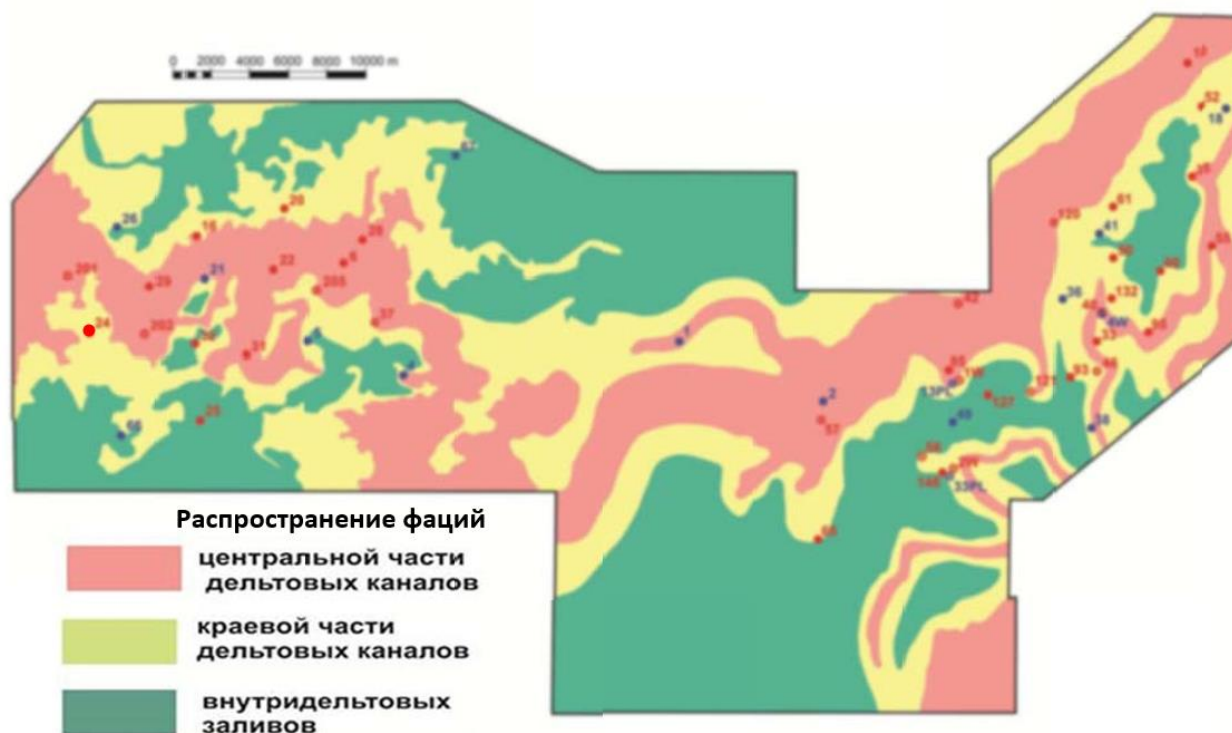


Рисунок 2.5 – Схематичная карта распространения фаций дельтового комплекса центральной части Мессояхской гряды в пласте ПК₁₋₃ (циклит «С») (Чухланцева, 2016)

Фация внутридельтовых заливов локализована в нижней части пласта ПК₁₋₃ в районе дельтовой равнины и сложена в основном тонкодисперсным метариалом: тонкозернистыми песчаниками и глинистыми алевролитами. Последние имеют горизонтальную слоистость и являются преобладающим литотипом для внутридельтового залива. Эти маломощные отложения характеризующихся ухудшенными коллекторскими свойствами из-за низкого коэффициента песчаности со средним значением 0.09. Породы данной фации имеют широкое распространение по площади вплоть до нескольких километров.

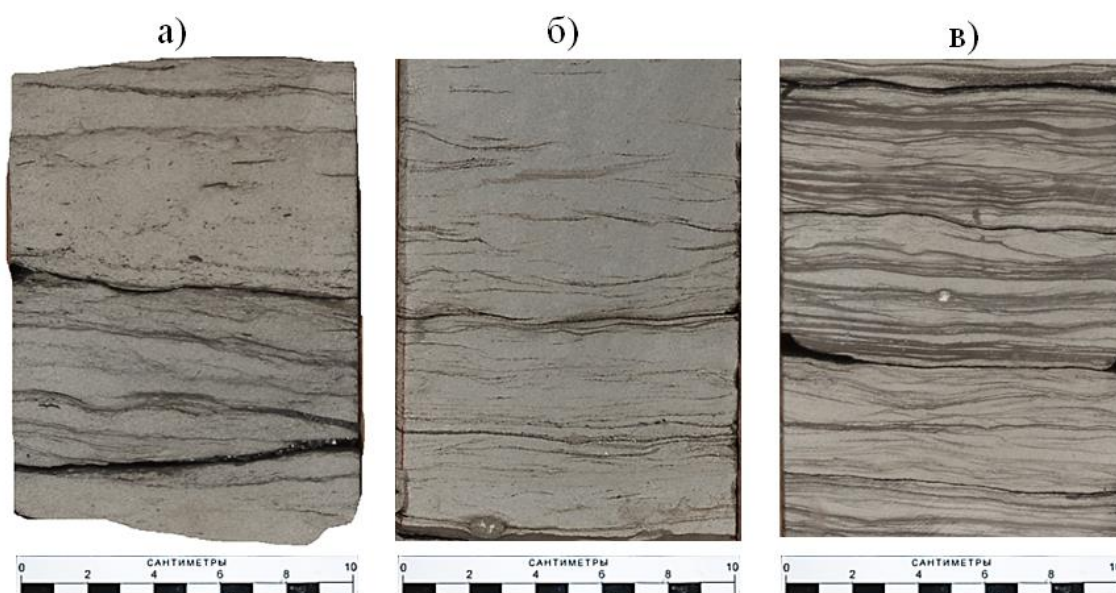


Рисунок 2.5а – Седиментологическая характеристика циклита С: Песчаники мелкозернистые, в основном кварцевые, с примесью слюды, полевого шпата, с многочисленными обломками ракушек, с включениями глинистой мелкой плоскоокатанной галечки, среднесортированные, чаще слоистые (за счет тонких, 1–3 мм по размеру глинистых слойков): с горизонтальной слоистостью, специфической мелкомасштабной волнистой, линзовидной полосчатого облика областей междельтовых заливов

Фация приморских маршей распространена вблизи каналов и занимает малые площади (до первых сотен метров). В литологическом отношении породы данной фации представлены углистыми глинами и алевролитами с обильными остатками корней растений и трещинами синерезиса. Отложения формировались

в условиях полного отсутствия гидродинамики на заболоченных территориях. Таким образом, данная фация не обладает коллекторскими свойствами.

Таким образом, нижняя часть комплекса пластов ПК₁₋₃ циклит «С» характеризуется высокими коллекторскими свойствами за счет петрофизических свойств, размера песчаных тел и их распределения в пространстве.

2.4.2 Циклит «В»

Породы, залегающие в среднем интервале пластов ПК₁₋₃ образованы в обстановке осадконакопления, соответствующей береговой и прибереговой зонам. Данная часть разреза включает в себя больше число фациальных групп. Наиболее характерной обстановкой для средней и верхней частей разреза является приливно-отливная (Рисунок 2.6). Коллекторские свойства циклита «В» обусловлены наличием мелких аккумулятивных прибрежных тел барового генезиса, навывных гряд и береговых кос, представленных мелко-тонкозернистыми песчаниками и алевролитами.

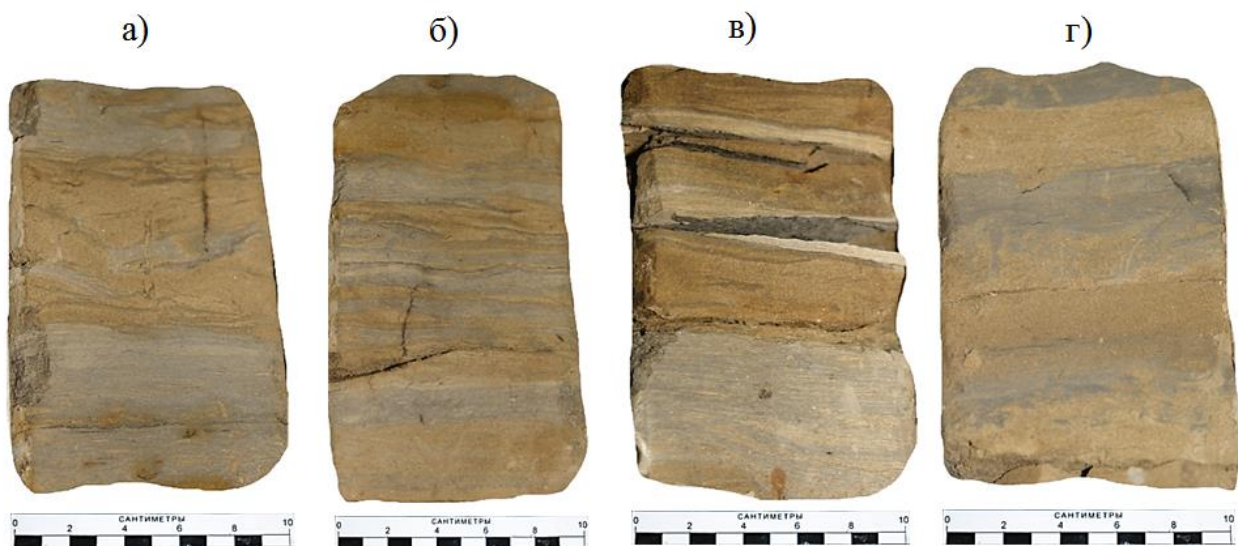


Рисунок 2.6 – Седиментологические особенности циклита В: а), б), в), г):

Переслаивание глин, алевролитов глинистых и песчаников тонко-, мелкозернистых, слабо окатанных, но хорошо сортированных, с преобладанием глинистого материала; с примесью слюды, полевого шпата, с тонкими прослоями углей (в), создающее мелкомасштабную (1-2 мм до 1 см) линзовидную, волнистую, горизонтальную слоистость, реже встречается

сложная косая слоистость типа «ёлочки»; слойки параллельны, часто прерывисты, иногда вогнуты, параллельны или образуют клиновидные (сходящиеся) серии, часто с включениями глинистой мелкой плоско окатанной гальки; с признаками биотурбации типа *Cylindrichnus*, *Arenicolites* и следами мелких деформаций осадка (Мессояхская гряда, глуб. – 850,5 м, покурская свита, гр. пластов ПК₁₋₃)

Данные седиментационные тела образовались в зоне перехода от прибрежно-континентальных условий осадконакопления к приливно-отливным и прибрежно-морским условиям осадконакопления (Рисунок 2.6а).

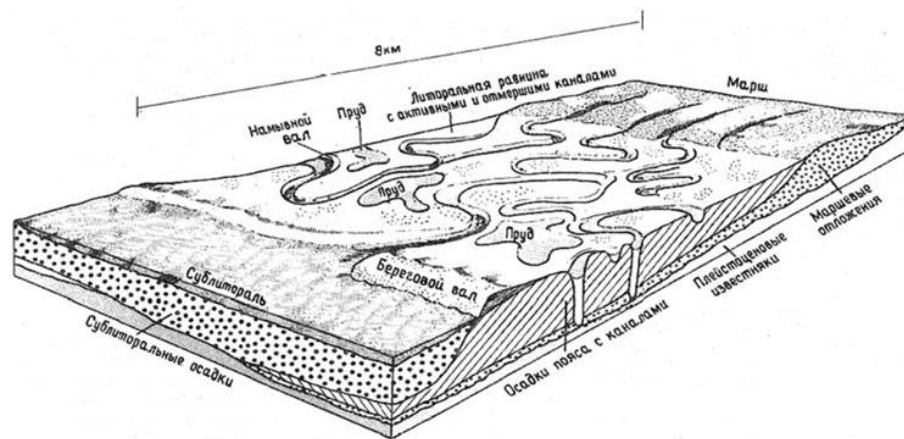


Рисунок 2.6а – Модель седиментационной обстановки приливно-отливной равнины (Reading, 1978)

В поперечном сечении отложения средней части разреза пласта ПК₁₋₃ образуют пластообразные глинистые, глинисто-алевритовые, песчано-алевритовые тела, которые вытянуты субперпендикулярно к береговой линии. Они характеризуются относительно малой мощностью (от 12 до 20 м).

Таким образом, коллекторские свойства среднего интервала пласта ПК₁₋₃ (циклита «В») характеризуются ухудшенными свойствами в сравнении с нижележащим циклитом «А». Причиной этому послужили меньшие размеры песчаных тел, их изолированное расположение, а также более тонкодисперсный состав пород с повышенным содержанием глинистого материала.

2.4.3 Циклит «А»

Верхняя часть разреза (циклит «А») может быть отделена от подстилающих отложений приливно-отличного комплекса (циклит «В») по наличию условной поверхности затопления, выраженной в уменьшении корневой деятельности, появлению биотурбаций определенных групп организмов, повышению количества монтмориллонита при снижении содержания каолинита (Рисунок 2.7). Эти признаки говорят о продолжающемся смещении условий осадконакопления в сторону морского седиментогенеза.

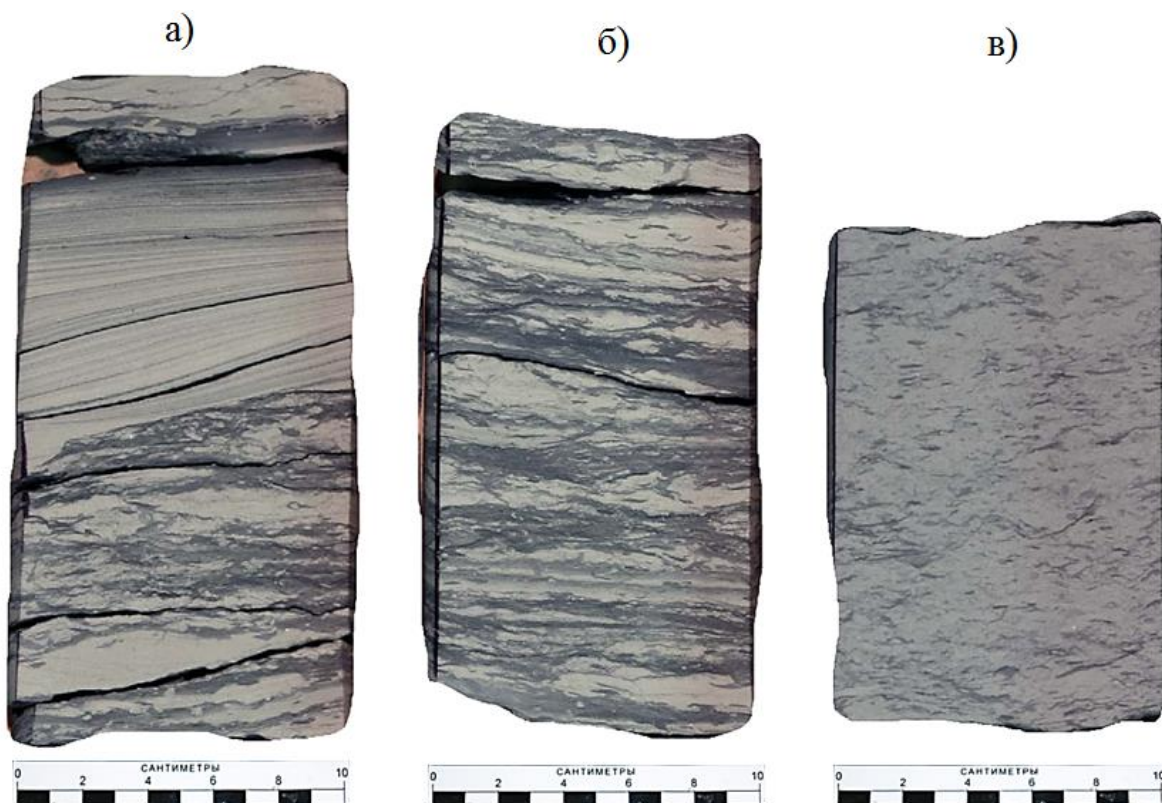


Рисунок 2.7 – Седиментологические особенности циклита А: Переслаивание тонкослоистое беспорядочное линзовидно-волнистое интенсивно биотурбированных песчаников тонкозернистых и алевропелитов, с крайне неравномерным распределением глинистого цемента в песчано-алевролитовых прослоях, в прослоях штормовых песчаников (а), с косой срезанной слоистостью (hummocky cross-bedding) («рябчиковый» тип коллектора) (гл. - 2288м, покурская свита, гр. пластов ПК₁₋₃).

Циклит характеризуется в большинстве своем плохими коллекторскими свойствами (за исключением песчаных отмелей) из-за высокой расчлененности разреза вследствие переслаивания песчаного и глинистого материала при изменении приливно-отливной энергетики, пониженного коэффициента

песчанности и большого разброса его значений (0,19–0,78) (Рисунок 2.8). Для интервала характерно уменьшения зернистости вверх по разрезу.

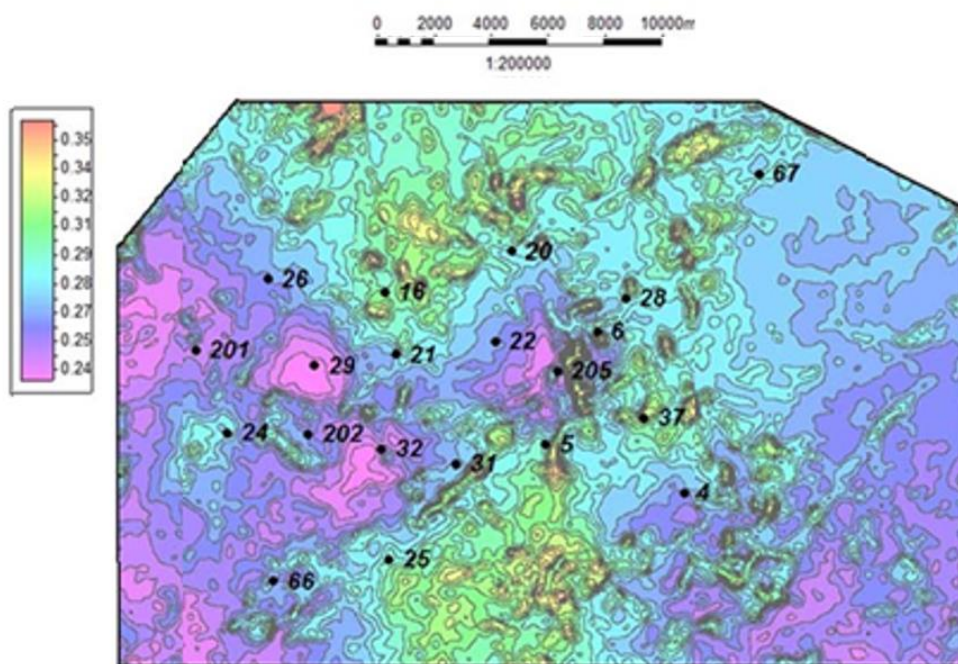


Рисунок 2.8 – Карта прогнозной пористости для верхнего интервала разреза ПК₁ (циклит «А») (Чухланцева, 2016)

В разрезе верхнего циклита выделяются следующие группы фаций приливо-отливных отмелей:

- песчаная приливо-отливная отмель;
- глинистая приливо-отливная отмель;
- смешанная приливо-отливная отмель;
- лагуны.
- приливо-отливные каналы.

Отложения песчаной отмели сложены массивными песчаниками различной зернистости – от средней до тонкой, которые образуют хороший коллектор (за исключением пачек с большим содержанием глинистой примеси). Породы формируют протяженные линзовидные тела (длина и ширина – от сотни метров до первых километров).

Для смешанной отмели характерен более тонкозернистый материал (средне-мелкозернистый песчаник или алевролит), отложенный в условиях

постоянно меняющегося гидродинамического режима. В ассоциации с глинистыми отмелями данные породы могут формировать широкие полосы маломощного коллектора с плохими свойствами, располагаясь между основными песчаными телами. Отложения данной фации встречаются в верхней части пласта по соседству с отложениями приливно-отливных каналов и песчаных приливно-отливных отмелей.

Отложения глинистой приливно-отливной отмели приурочены к фронту дельты. Они представляют собой сложную переслаивающуюся систему и сложены в основном глинистым алевролитом и аргиллитом, встречаются алевритовые песчаники с прослоями угля. Данная фация пород может представлять собой локальный маломощный барьер для ловушек в песчаных телах каналов и отмелей.

Отложения фации лагун состоят из алевролитов, присутствуют следы корней. Обстановка осадконакопления характеризуется в основном спокойными условиями для осаждения взвешенного тонкодисперсного материала. Некоторая неустойчивость гидродинамического режима могла служить причиной появления в разрезе линз песчано-алевритового материала.

Фация приливно-отливных каналов характеризуется более однородным распределением свойств коллектора внутри фации, низким значением расчлененности, высоким значением коэффициента песчаности (0,51–1) и хорошими коллекторскими свойствами песчаных тел, качество которых может быть ухудшено из-за биотурбации а также высокого содержания глин. Данная фация представляет собой мощные, но не непротяженные каналы тела с уменьшением зернистости вверх по разрезу (вплоть до алевролитов и глин).

2.4.4 Сводная характеристика циклитного строения пласта ПК₁₋₃

Основываясь на определении седиментационных обстановок, анализа результатов исследований керна, сейсморазведки, а также интерпретации ГИС, можно провести сравнение коллекторских свойств для трех циклитов пласта ПК₁₋₃ (Таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Сравнение свойств циклитов целевого объекта ПК₁₋₃

№	Свойство	ПК ₃ «Циклит С»	ПК ₂ «Циклит В»	ПК ₁ «Циклит А»
1	Длина	сотни метров (до первых километров)	Несколько десятков (до первых сотен) метров	От нескольких метров до десятков метров
2	Ширина	От сотни метров до первых километров	Несколько десятков (до первых сотен) метров	От нескольких метров до десятков метров
3	Мощность, м	20–50	12–20	5–12
4	Доминирующий литотип	Песчаник мелко-среднезернистый	Песчаник тонко-мелкозернистый	Переслаивание мелко-тонкозернистого песчаника и алевролита
5	Тела-коллекторы	Флювиально-дельтовые каналы	Бары, береговые намывные косы и гряды	Песчаные отмели
6	Выдержанность коллектора	Слившиеся песчаные тела без глинистых барьеров	Изолированные тела	Изолированные тела
7	Коэффициент песчаности	0.8–0.7	0.6–0.7	0,4–0,5
8	Коэффициент αПС для пород - коллекторов	0,43–0,86	0.4	0,11–0,42
9	Степень консолидации породы	Слабо сцементированные породы. Степень цементации снижается вверх по разрезу		
10	Запасы	Менее 30%	Более 70%	
11	Насыщение	Вода и нефтяная оторочка	Нефть	Газовая шапка и нефтяная оторочка

На основании изложенных выше фактов, для разработки комплекса пластов ПК₁₋₃ необходимы решения, учитывающие следующие факторы:

- Плохая сцементированность пород, ухудшающаяся вверх по разрезу;
- Низкая пластовая температура и, как следствие, повышенная вязкость пластового флюида;
- Наличие водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакте (ГНК);
- Высокая фациальная неоднородность, увеличивающаяся вверх по разрезу;

- Расчлененность месторождения на отдельные тектонические блоки
- блоки.

3 ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН ПО ТЕХНОЛОГИИ «FISHBONE»

3.1 Виды многозабойных скважин

Многозабойная скважина (МЗС) – скважина, состоящая из основного, как правило, горизонтального ствола, из которого в пределах продуктивного горизонта (пласта) пробурен один или несколько боковых стволов. Дизайн и геометрия многозабойной скважины определяется целями разработки, относительными глубинами целевых объектов и длиной боковых отводов (Рисунок 3.1).

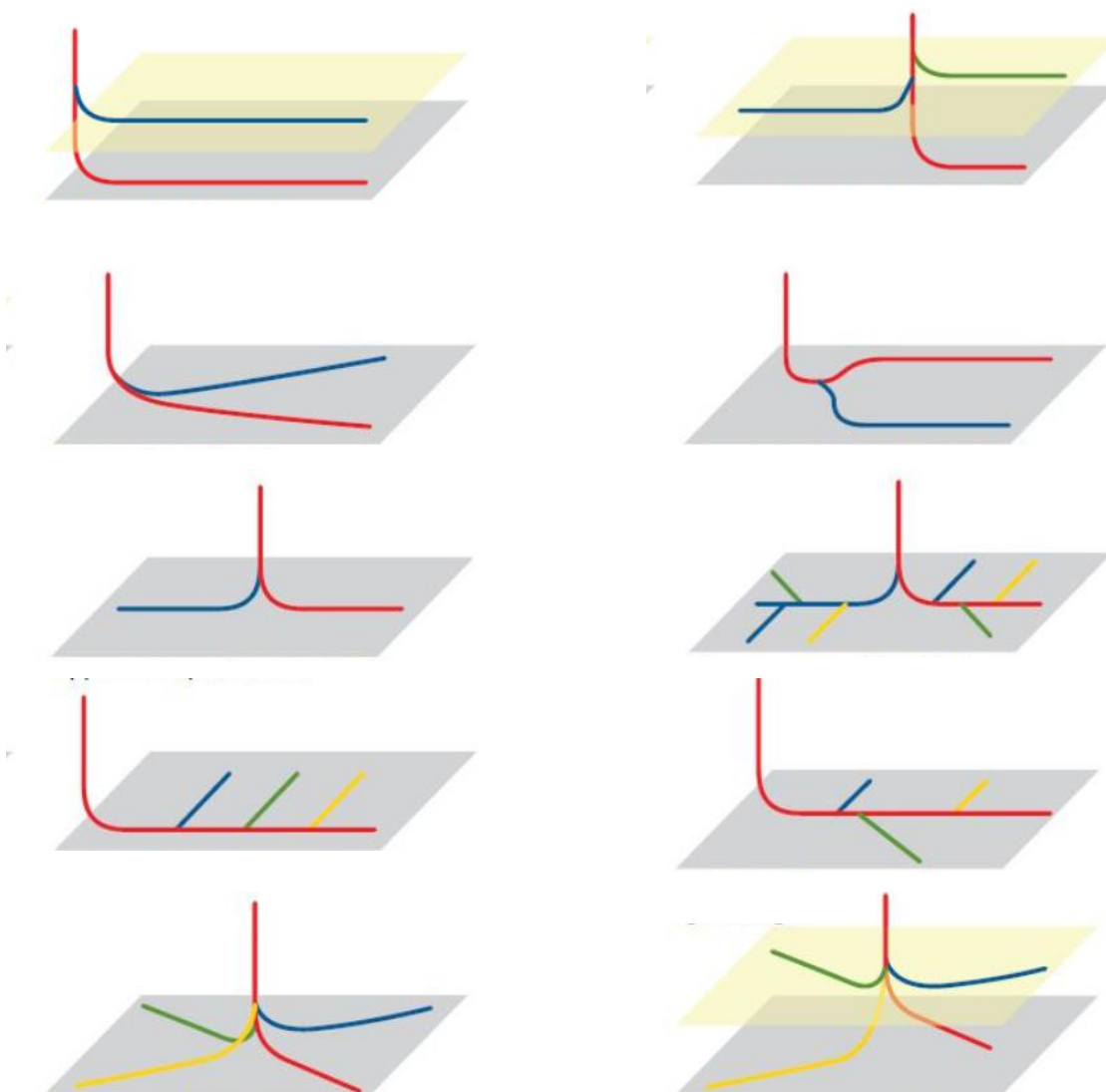


Рисунок 3.1 – Различные дизайны многозабойных скважин [56]

По схеме заканчивания горизонтально-разветвленные скважины (ГРС) по классификации TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) делятся на шесть уровней сложности в зависимости от степени их механической сложности, соединительных возможностей и обеспечения гидравлической изоляции. Сложность возрастает с возрастанием уровня (Рисунок 3.2).

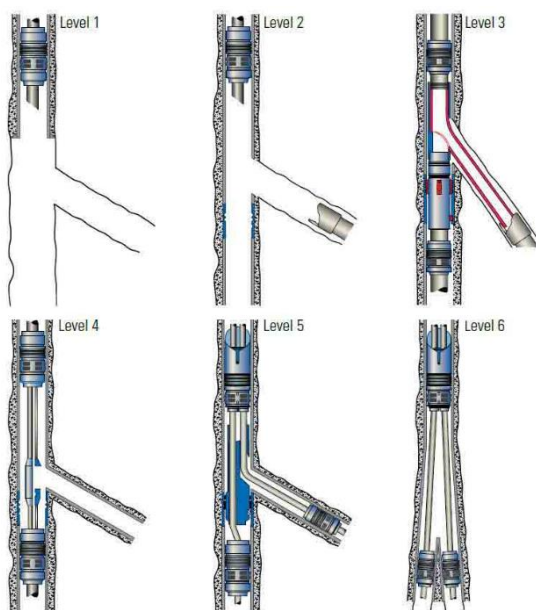


Рисунок 3.2 – Классификация многозабойных скважин по системе TAML для уровней 1–6

Уровень (TAML) № 1. Основной ствол скважины, боковые отводы и точка сочленения не закреплены обсадными трубами. Другой вариант данного типа – наличие подвешенного хвостовика в каждом стволе. Только свойства породы в месте разветвления стволов определяют его прочность и гидравлическую изолированность. Этот базовый дизайн предназначен для улучшения дренирования коллектора в консолидированных пластах. Преимущество данного дизайна заключается в низких затратах на бурение и процесс заканчивания. Однако, соединение с необсаженным стволом делает повторный вход в боковой ствол скважины и управление потоком из бокового ствола невозможным.

Уровень (TAML) № 2. Основной ствол обсажен и зацементирован, боковые стволы имеют открытый забой или оснащены хвостовиком (фильтром). Сочленение гидравлически не изолировано. Зацементированный основной ствол значительно снижает риск обрушения ствола скважины и обеспечивает изоляцию между боковыми стволами. Помещая скользящие втулки и пакеры в основной ствол, операторы могут производить бурение по отдельности или совместно.

Уровень (TAML) № 3. Размещение хвостовика в боковом стволе и его механическое соединение с обсаженным и зацементированным основным стволом. Также возможно крепление у точки разветвления без цементирования. Это относительно недорогой вариант, который включает в себя возможности повторного входа, а также лучшее крепление стенок скважины, чем на уровнях 1 и 2. Используя скользящие муфты и пакера-пробки, операторы могут производить бурение по отдельности или совместно. Соединение уровня TAML-3 не обеспечивает гидравлическую изоляцию и используется только в консолидированных породах.

Уровень (TAML) № 4. Основной и боковой стволы обсажены и зацементированы (либо основной ствол обсажен, а боковой отвод оборудован фильтром-хвостовиком). Данный дизайн применим как для консолидированных, так и для разуплотненных пород, потому что основной ствол и ответвления обсажены и зацементированы в узле сочленения. Соединение обеспечивает полнопроходной доступ к боковому стволу, а механическая поддержка обеспечивается трубами и цементом. Однако, поскольку цемент может выдерживать только ограниченный перепад давления, соединение не обеспечивает гидравлическую изоляцию.

Уровень (TAML) № 5. Основной ствол и боковые отводы обсажены и зацементированы. Пакеры используются для подвески технологического оборудования, предназначенного для добычи. Сочленение стволов обеспечивает гидравлическую изоляцию, так как герметичность обеспечивается заканчиванием, включающим себя пакер на эксплуатационной НКТ выше узла

сочленения в основном стволе и пакер в боковом отводе скважины. Поскольку гидравлическая изоляция и поддержка обеспечиваются оборудованием заканчивания, изначально соединение может быть выполнено по уровню TAML № 2, 3 или 4 до установки заканчивания уровня 5 типа.

Уровень (TAML) № 6. Основной ствол имеет разветвление на забое и крепление оборудования для отдельной эксплуатации. Скважина данного дизайна отличается от скважины уровня TAML № 5 тем, что герметичность обеспечивается обсадной колонной основного ствола, а также цементируемым или обычным хвостовиком в боковом стволе. Стоимость и инженерная сложность исполнения такого дизайна пока не позволяют оборудовать скважины по TAML № 6, поэтому данный дизайн рассматривается как теоретический.

Профиль скважины, параметры ее отводов (места резки, длины, направления), определяются исходя из следующей информации: уровень неоднородности целевого объекта разработки, мощность пласта, устойчивость пород, литологическая характеристика коллектора, а также цели и задачи разработки (какие песчаные тела нужно ввести в эксплуатацию, а какие оставить нетронутыми). Боковые стволы/отводы могут располагаться в одной и той же горизонтальной плоскости на одной и той же истинной вертикальной глубине, или они могут быть в одной и той же вертикальной плоскости и располагаться параллельно, но на разных глубинах. Учитывая только эти особенности, может быть создано почти бесконечное количество комбинаций, которые могут охватывать несколько зон или простираются в разных направлениях в пределах одного резервуара.

Поскольку МЗС, которые выполнены по высоким уровням классификации TAML, более сложны, они более дорогостоящие, а их конфигурации более гибкие. Как и в случае с геометрией МЗС, инженеры выбирают уровень TAML, основываясь, прежде всего, на характеристиках залежи, стоимости и задачи скважины.

Применение многозабойных скважин позволяет добиться следующих результатов:

- повышения дебита скважин за счет увеличения поверхности фильтрации;
- увеличить нефтеотдачу пласта;
- ввести в промышленную разработку малодебитные месторождения с низкой проницаемостью коллектора или высоковязкой нефтью;
- повысить приемистость нагнетательных скважин.

3.2 Технология «Fishbone»

Проектирование скважин по технологии «Fishbone» (с английского языка – «рыбья кость») заключается в создании одного горизонтального ствола, от которого отходят несколько дополнительных ответвлений – боковых стволов скважины (Рисунок 3.3). Данный метод проектирования скважин позволяет произвести контролируемую интенсификацию притока к скважине за счет увеличения коэффициента охвата и вовлечения в разработку отдельных участков залежи.

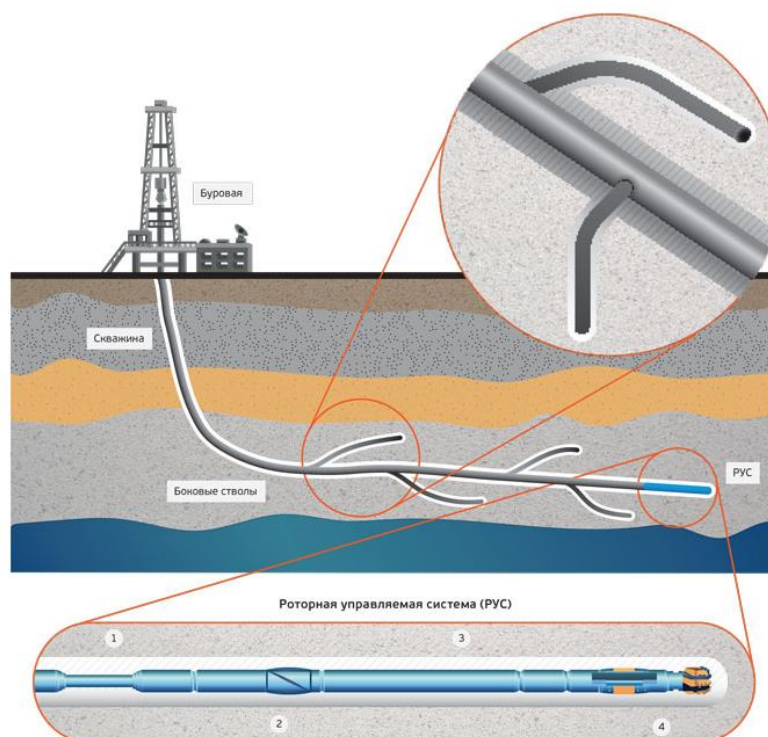


Рисунок 3.3 – Технология заканчивания скважин методом «Fishbone»: 1 – гибкое соединение, 2 – стабилизатор, 3 – контрольный блок, 4 – отклоняющийся блок (Минева и Минев, 2017)

Данная технология является альтернативой использования технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП). Направление горизонтальных стволов по технике «Fishbone» позволяет увеличить охват нефтенасыщенных участков по сравнению с традиционной горизонтальной скважиной (Иваницкий, 2018).

Использование данной технологии позволяет добиться следующего:

- снизить стоимость бурения скважины за счет уменьшения времени спускоподъемных операций и проведения буровых работ;
- получить возможность для переоценки запасов и включения в разработку ранее нерентабельных залежей и ловушек;
- повысить охват нефтенасыщенных участков залежи и разрабатывать её на более низких депрессиях с целью предотвращения конусообразования и повышения безводного времени работы скважин.

В процессе проектирования скважин по технологии «Fishbone» должны быть учтены не только длины предполагаемых боковых ответвлений, точки их зарезки и радиусы кривизны стволов, но и положение контактов, а также взаимное влияние отводов друг на друга (например, для предотвращения эффектов передавливания участков залежи из-за разности в пластовых давлениях или содержания газа).

Для обеспечения конструкции скважины, каждый боковой отвод должен быть запланирован на достаточном расстоянии от других стволов для обеспечения безопасной эксплуатации, короткого цикла бурения, экономически эффективного бурения, увеличения добычи нефти и газа. Расстояние между боковыми ответвлениями выбирается исходя из предполагаемых нагрузок и стрессов, геологических условий, а также планируемой продуктивности и стоимости скважины. Количество же боковых отводов выбирается исходя из требуемой продуктивности и степени охвата залежи, а также условий бурения.

Согласно мировой практике, в большинстве своем расстояние между двумя срезками боковых стволов принимается в диапазоне от 80 до 150 метров (Xing et al, 2012). Однако оно может быть другим для различных геологических условий месторождения. Влияние угла между боковым отводом и материнским отводом необходимо планировать также исходя из стабильности скважины, технических возможностей и возможной продуктивности. Пример влияния данного параметра представлен на Рисунке 3.4.

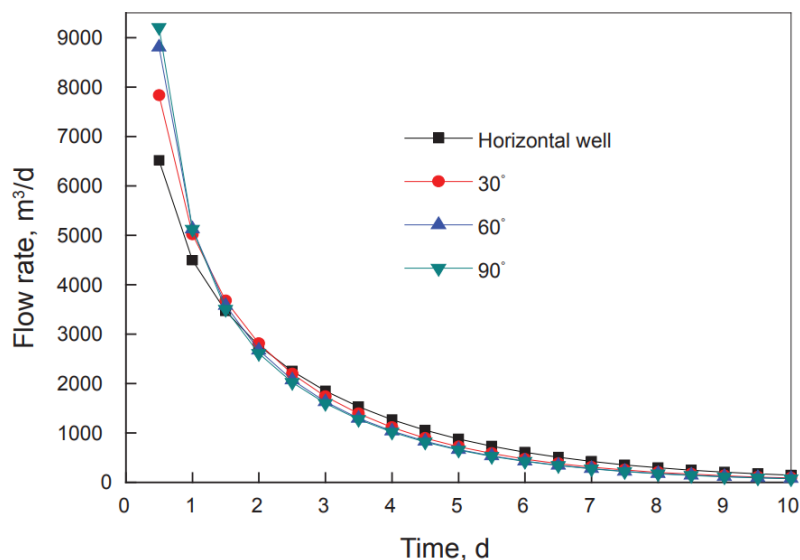


Рисунок 3.4 – Влияние угла между стволами на массовый расход флюида (Lian P. et al., 2012)

Пример типичной последовательности операций во время бурения скважины по технологии «Fishbone» (длина горизонтального ствола – 1000 м, девять боковых отводов длиной 150 м каждый на расстоянии 100 м друг от друга), примененная на Ванкорском нефтегазовом месторождении:

1. Бурение вертикального участка, а также секции набора зенитного угла не отличается от технологии строительства обычных горизонтальных скважин. При выходе на проектную глубину горизонтальной секции ствол обсаживается и цементируется.

2. При разбуривании башмака обсадной колонны используется компоновка бурильной колонны с роторно-управляемой системой (РУС).

Бурение выполняется до достижения точки предполагаемой зарезки первого бокового отвода (Рисунок 3.5).

3. РУС извлекается и заменяется на гидравлический забойный двигатель (ГЗД).

4. Разбуривание бокового отвода с помощью ГЗД.

6. Извлечение ГЗД из скважины, замена компоновки на РУС.

6. Продолжение бурения материнского ствола по заданной траектории до точки зарезки второго бокового отвода.

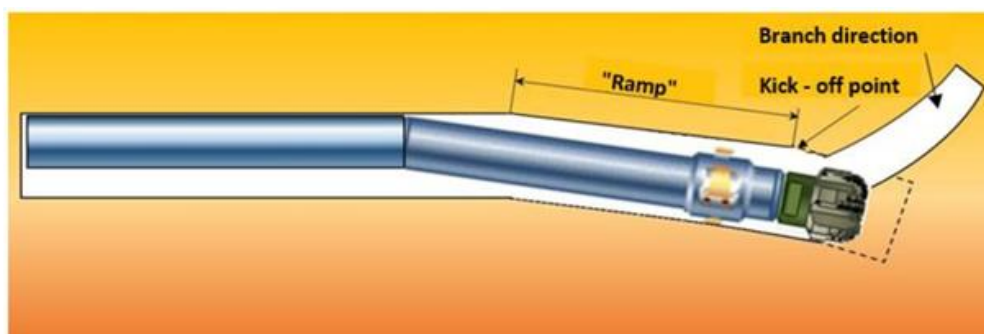


Рисунок 3.5 – Компоновка при бурении скважины по технологии «Fishbone» (Bazitov M. V., 2015)

Процедура повторяется для каждого планируемого бокового ствола. Диаметр отвода характеризуется меньшим диаметром в сравнении с материнским стволом, чтобы облегчить прохождение хвостовика по нему и предотвратить случайное попадание колонны в боковой ствол.

Важным аспектом построения скважины «Fishbone» является устойчивость ствола скважины, поскольку бурение боковых отводов проводится в условиях необсаженного материнского ствола. При бурении возможны осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазопроявления и прихват бурового инструмента (Курбасов и др., 2020).

Для предотвращения возможных проблем при прокладке скважин «Fishbone» необходимо построение геомеханической модели, а также учет ряда параметров и критериев, которые используются при оценке стабильности ствола скважин с большим отходом от вертикали (Simangunsong R. et al., 2006):

1. Разрушение при сдвиге:

- критерий Мора-Кулона;
 - критерий Друкера-Прагера;
 - модифицированный критерий Ладе.
2. Разрушение при растяжении;
 3. Оценка начальных напряжений;
 4. Оценка механических свойств пород.

3.3 Методы расчета продуктивности скважины «Fishbone»

Для определения продуктивности скважины, выполненной по технологии «Fishbone», могут быть использованы различные методы, такие как:

- 1) численные методы.
- 2) аналитические методы (различные математические модели продуктивности скважины, основанные на уравнениях изменения давления, притока к боковым отводам и основному стволу с учетом их взаимного влияния друг на друга).
- 3) методы, основанные на применении искусственного интеллекта.

Численные методы подразумевают собой применение гидродинамического моделирования для оценки эффективности скважин «Fishbone». Основной ствол и боковые отводы соединяют центры ячеек модели, для каждой из которых рассчитываются давления и перетоки флюида (Рисунок 3.6). Точность модели зависит от размера ячеек (уменьшение размеров сеточной модели приведет к более точному расчету модели, однако значительно вырастет время, необходимое для его выполнения).

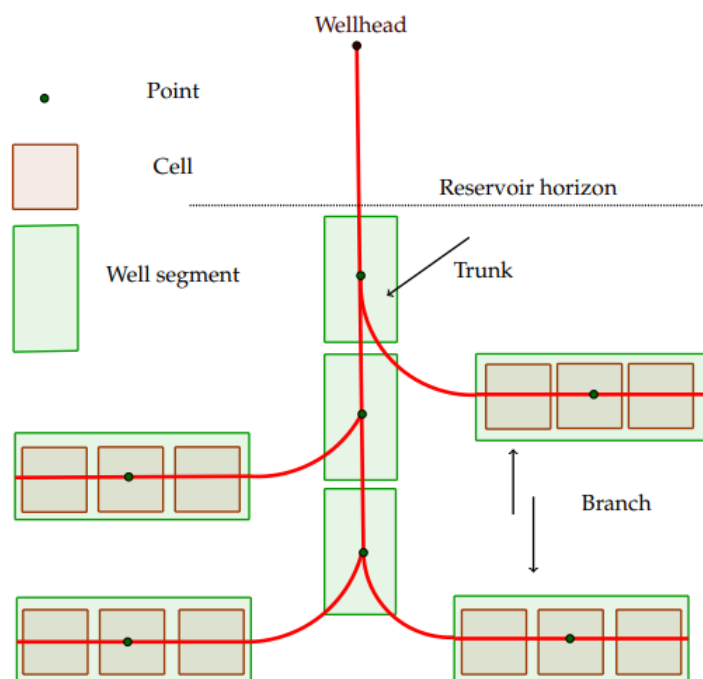


Рисунок 3.6 – Принципиальная схема многозабойной скважины (в том числе по типу «Fishbone») в ячейках сетки гидродинамической модели (Janiga, Podsobinski et al., 2020)

В последние несколько лет был получен ряд аналитических решений для неустановившихся давлений, режимов течения и коэффициентов продуктивности горизонтальных и многозабойных скважин, работающих в пределах ограниченных или бесконечно действующих резервуаров. В исследованиях было установлено, что многозабойное заканчивание по технологии «Fishbone» может быть лучшим выбором по сравнению с обычной горизонтальной скважиной в случаях сильной неоднородности пласта и наличия геологических факторов, ограничивающих возможности бурения длинных горизонтальных секций (Al-Rbeawi, 2018).

Для аналитического решения притока к скважине с открытыми материнским и боковыми стволами необходимо вывести уравнения для изменения давления и притока как для боковых отводов, так и для материнского ствола, учитывая взаимное влияние участков скважин друг на друга (Рисунок 3.7).

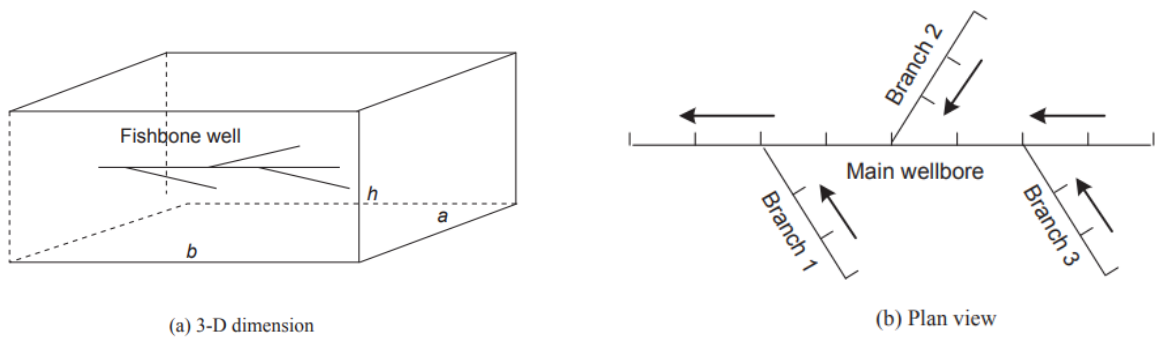


Рисунок 3.7 – Схема скважины «Fishbone» для вывода аналитического решения (Lian P. et al., 2012)

Например, падение давления, вызванное добычей бокового отвода с случайным расположением относительно материнского ствола в течение времени $t > 0$, описывается следующим выражением:

$$\begin{aligned}
 P_i - P(x, y, x, t) &= q * F(x, y, z, t) \\
 &= \frac{q}{\varphi * C_t * L} * \int_0^t \int_0^L (S_1 * S_2 * S_3) dRd\tau
 \end{aligned}
 \tag{3.1}$$

где S_i – это функция, значение которой зависит от координаты зарезки ствола, его длины, момента времени и угла между отводом и материнским стволом; φ – пористость, C_t – сжимаемость, L – длина горизонтального ствола.

Уравнения для падения давления и притока для каждой точки скважины решаются с помощью преобразования уравнений, записанных в виде матрицы (Рисунок 3.8).

$$\begin{bmatrix}
F_{1,1} & F_{1,2} & \dots & F_{1,s_0} & F_{1,(1,1)} & F_{1,(1,2)} & \dots & F_{1,(1,s_1)} & \dots & F_{1,(n,1)} & F_{1,(n,2)} & \dots & F_{1,(n,s_n)} & -1 \\
F_{2,1} & F_{2,2} & \dots & F_{2,s_0} & F_{2,(1,1)} & F_{2,(1,2)} & \dots & F_{2,(1,s_1)} & \dots & F_{2,(n,1)} & F_{2,(n,2)} & \dots & F_{2,(n,s_n)} & -1 \\
\dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
F_{s_0,1} & F_{s_0,2} & \dots & F_{s_0,s_0} & F_{s_0,(1,1)} & F_{s_0,(1,2)} & \dots & F_{s_0,(1,s_1)} & \dots & F_{s_0,(n,1)} & F_{s_0,(n,2)} & \dots & F_{s_0,(n,s_n)} & -1 \\
F_{(1,1),1} & F_{(1,1),2} & \dots & F_{(1,1),s_0} & F_{(1,1),(1,1)} & F_{(1,1),(1,2)} & \dots & F_{(1,1),(1,s_1)} & \dots & F_{(1,1),(n,1)} & F_{(1,1),(n,2)} & \dots & F_{(1,1),(n,s_n)} & -1 \\
F_{(1,2),1} & F_{(1,2),2} & \dots & F_{(1,2),s_0} & F_{(1,2),(1,1)} & F_{(1,2),(1,2)} & \dots & F_{(1,2),(1,s_1)} & \dots & F_{(1,2),(n,1)} & F_{(1,2),(n,2)} & \dots & F_{(1,2),(n,s_n)} & -1 \\
\dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
F_{(1,s_0),1} & F_{(1,s_0),2} & \dots & F_{(1,s_0),s_0} & F_{(1,s_0),(1,1)} & F_{(1,s_0),(1,2)} & \dots & F_{(1,s_0),(1,s_1)} & \dots & F_{(1,s_0),(n,1)} & F_{(1,s_0),(n,2)} & \dots & F_{(1,s_0),(n,s_n)} & -1 \\
\dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
F_{(n,1),1} & F_{(n,1),2} & \dots & F_{(n,1),s_0} & F_{(n,1),(1,1)} & F_{(n,1),(1,2)} & \dots & F_{(n,1),(1,s_1)} & \dots & F_{(n,1),(n,1)} & F_{(n,1),(n,2)} & \dots & F_{(n,1),(n,s_n)} & -1 \\
F_{(n,2),1} & F_{(n,2),2} & \dots & F_{(n,2),s_0} & F_{(n,2),(1,1)} & F_{(n,2),(1,2)} & \dots & F_{(n,2),(1,s_1)} & \dots & F_{(n,2),(n,1)} & F_{(n,2),(n,2)} & \dots & F_{(n,2),(n,s_n)} & -1 \\
\dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
F_{(n,n),1} & F_{(n,n),2} & \dots & F_{(n,n),s_0} & F_{(n,n),(1,1)} & F_{(n,n),(1,2)} & \dots & F_{(n,n),(1,s_1)} & \dots & F_{(n,n),(n,1)} & F_{(n,n),(n,2)} & \dots & F_{(n,n),(n,s_n)} & -1 \\
1 & 1 & \dots & 1 & 1 & 1 & \dots & 1 & \dots & 1 & 1 & \dots & 1 & 0
\end{bmatrix}
\begin{bmatrix}
q_1^m \\
q_2^m \\
\dots \\
q_{s_0}^m \\
q_{1,1}^m \\
q_{1,2}^m \\
\dots \\
q_{1,s_1}^m \\
\dots \\
q_{n,1}^m \\
q_{n,2}^m \\
\dots \\
q_{n,s_n}^m \\
\Delta p^m
\end{bmatrix}
=
\begin{bmatrix}
r_1^{m-1} \\
r_2^{m-1} \\
\dots \\
r_{s_0}^{m-1} \\
r_{1,1}^{m-1} \\
r_{1,2}^{m-1} \\
\dots \\
r_{1,s_1}^{m-1} \\
\dots \\
r_{n,1}^{m-1} \\
r_{n,2}^{m-1} \\
\dots \\
r_{n,s_n}^{m-1} \\
Q_{\max}
\end{bmatrix}$$

Рисунок 3.8 – Пример решения уравнения притока к скважине «Fishbone» (Lian P. et al., 2012)

Основная концепция некоторых аналитических решениях заключается в применении безмерных переменных для исключения характеристик пласта из расчетов (Salam Al-Rbeawi and Emre Artun, 2019). Например, коэффициент продуктивности в безразмерной форме выглядит следующим образом:

$$J = CJ_D = \frac{C}{(P_{wD} - P_{pD})} \quad (3.2)$$

где P_{wD} – полный перепад давления (сумма перепадов для линейного P_{DD} и нелинейного притока P_{ND}), рассчитываемый как:

$$P_{wD} = P_{DD}(x_{wD}, y_{wD}, z_{wD}, t_d) + P_{ND} \quad (3.3)$$

P_{pD} – перепад давления, необходимый для перехода от начального пластового к среднему давлению. Он рассчитывается по заданным формулам для пластов с различными емкостными свойствами. Значение C рассчитывается для коллектора, как:

$$C = \frac{k_H * h}{141.2 * \mu * B_o} \quad (3.4)$$

где μ – вязкость, kh – горизонтальная проницаемость, h – мощность, B_o – объемный коэффициент.

Основная проблема аналитических решений заключается в том, что большинство выведенных уравнений и методов может быть использовано только в условиях однородного резервуара с изотропными свойствами (Lian P. et al., 2012). Таким образом, применение данных уравнений для расчета продуктивности скважин «Fishbone» в условиях фациальной неоднородности месторождений континентального генезиса (изолированные тела, характеризующиеся переслаиванием песчаника различной зернистости и глинистого материала) может привести к завышенным значениям продуктивности.

Третья группа методов оценки эффективности скважин типа «Fishbone» основана на использовании методов машинного обучения и искусственного интеллекта (Hassan, Abdulraheem et al, 2017).

Дебит скважины можно оценить с помощью следующих инструментов машинного обучения:

- Искусственная нейронная сеть (ANN) (структура представлена на Рисунке 3.9);
- Адаптивная сеть на основе системы нечеткого вывода (ANFIS);
- Сеть радиально-базисных функций (RBF).

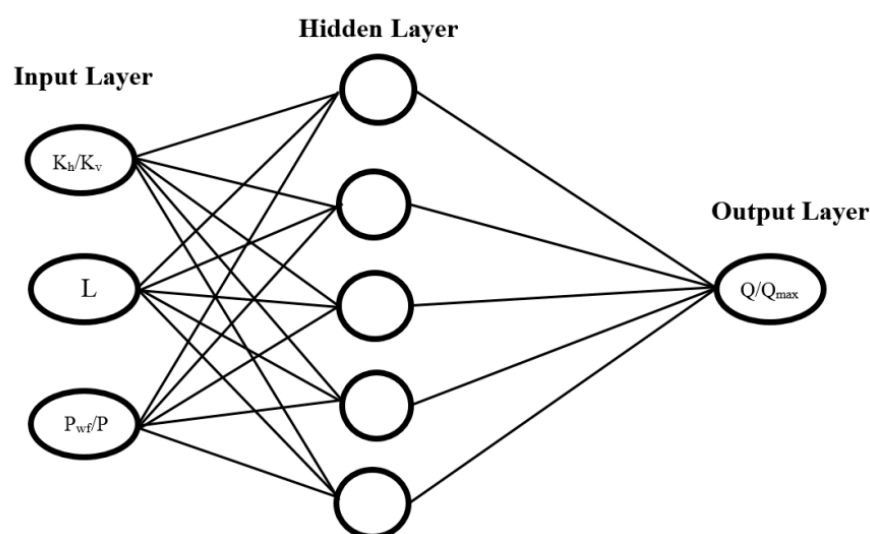


Рисунок 3.9 – Архитектура модели искусственной нейронной сети с входными, скрытыми и выходным нейронами

Искусственная нейронная сеть обучается на основе реальных/смоделированных данных о добыче, перепаде давления, конструкции скважины (число отводов, их длина), фильтрационных характеристиках пласта (Таблица 3.1). Затем она может быть использована для прогнозирования дебита для новых скважин.

Таблица 3.1 – Статистический анализ входных/выходных данных, используемых в методах оценки скважины «Fishbone» методом искусственного интеллекта

Параметр	К _h /К _v	Число отводов	Длина (ft)	Расстояние между отводами (ft)	Pwf (psi)	Дебит (scf/D)
Минимум	1	2	700	1300	14.7	0
Максимум	1000	14	3100	5200	4800	197903.226
Среднее	61	6.667	2759.523	2723.809	2359.558	81860.474
Мода	10	6	3100	2600	14.7	0
Диапазон	999	12	2400	3900	4785.3	197903.226
Стандартное отклонение	211.3	2.499	693.099	685.121	1551.738	48712.516
Асимметрия	4.192	1.412	-1.9159	2.0689	0.09535	-0.118
Экссесс	18.73	5.358	5.3081	9.503	1.7184	2.216
Коэффициент вариации	346.4	37.491	25.116	25.153	65.763	59.507

На основе выборки с приведенными характеристиками производилось обучение нейронной сети. После чего с ее помощью было получено математическое уравнение с использованием весовых коэффициентов между входными/скрытыми нейронами (w_1) и скрытыми/выходными нейронами (w_2):

$$\frac{q}{q_{max}} = \left[\sum_{i=1}^N w_{2i} \operatorname{tansig} \left(\sum_{j=1}^J w_{1i,j} x_j + b_{1i} \right) \right] + b_2 \quad (3.5)$$

$$\frac{q}{q_{max}} = \left[\sum_{i=1}^N w_{2i} \left(\frac{2}{1 + e^{-2(w_{1i,1}(\frac{k_h}{k_v})_j + w_{1i,2}L_j + w_{1i,3}(\frac{P_{wf}}{P_{avg}})_j + b_{1i})}} \right) \right] + b_2 \quad (3.6)$$

Основные недостатки подхода с применением машинного обучения:

- расчет модели с помощью нейронной сети основан не на физических уравнениях и законах, а лишь на анализе предоставленной для обучения выборки;
- для настройки нейронной сети, вывода уравнения для скважины «Fishbone» и получения точных прогнозных данных требуется огромный массив смоделированных/реальных данных для конкретного месторождения.

3.4 Опыт применения технологии «Fishbone» на Восточном Мессояхском месторождении

Месторождения Мессояхской группы (в частности, Восточно-Мессояхское нефтегазоконденсатное месторождение) характеризуются дельтовым генезисом, для которого свойственны ограниченность песчаных тел, высокая степень неоднородности. Таким образом, на разработку коллекторов данного типа накладываются ряд ограничений. Например, применение такого метода увеличения нефтеотдачи, как МГРП, является неэффективным на месторождениях Мессояхской группы, поскольку положение водонефтяного контакта характеризуется высокой степенью неопределенности. Таким образом, существенно возрастает риск прорыва трещины ГРП за пределы чисто нефтяной зоны и резкий рост обводненности (Рисунок 3.10).

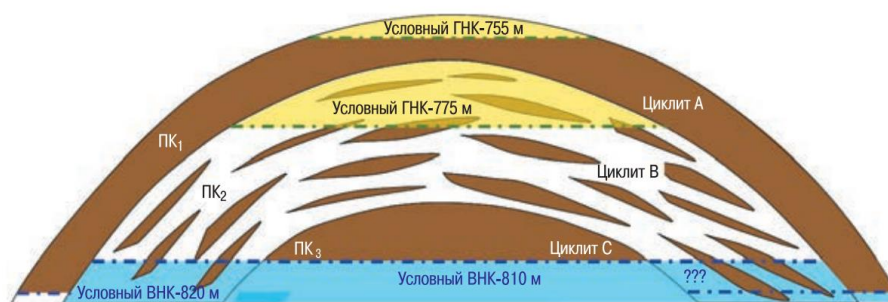


Рисунок 3.10 – Схематическое строение пласта ПК₁₋₃ (Сугаипов и др., 2017)

Согласно изначальному плану разработки, залежь пласта ПК₁₋₃ должна была разрабатываться с применением горизонтальных скважин (ГС), длина горизонтальной секции которых находилась в пределах от 600 до 1200 м. Данная

конструкция скважин показала высокую эффективность при разбурировании литологически однородных участков пласта ПК₁₋₃ [1] (Рисунок 3.11, а).

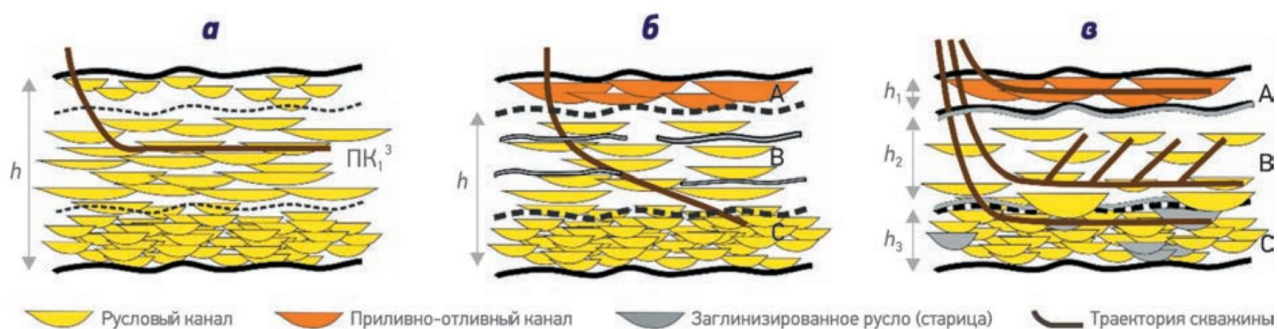


Рисунок 3.11 – Схематическое представление деления разреза на циклиты (А, В, С), а также заложения скважин на объекте Х в 2013 (а), 2014–2015 (б) и 2016 (в) гг. (Белозеров Б. В. и др., 2018)

Однако опыт разработки горизонтальных скважин в фациально-неоднородном циклите В показал, что горизонтальные скважины не могут обеспечить оптимального охвата пласта. Помимо этого, проблемой при бурении скважин в зоне циклита «В» является сложность геонавигации боковых стволов в дельтовой обстановке осадконакопления и обеспечения их устойчивости, а также расположение флюидоконтактов.

В ходе опытно-промышленных работ (ОПР) были пробурены многоствольные скважины различного дизайна. С целью сравнения показателей эксплуатации МЗС и одноствольных ГС был проведен анализ начальной продуктивности и темпов ее снижения. С учетом высокой неоднородности месторождения и небольшого числа пробуренных МЗС для получения представительной выборки рассматривались два типа разреза: пойменный (средняя проницаемость по стволам менее 0,9 мкм²) и русловый (более 0,900 мкм²). Анализ проводился в сравнении с одноствольными ГС, пробуренными в сопоставимых геологических условиях. Начальные параметры свидетельствуют о приросте продуктивности (до 60 %) при переходе от одноствольных скважин к многоствольным (Рисунок 3.12).

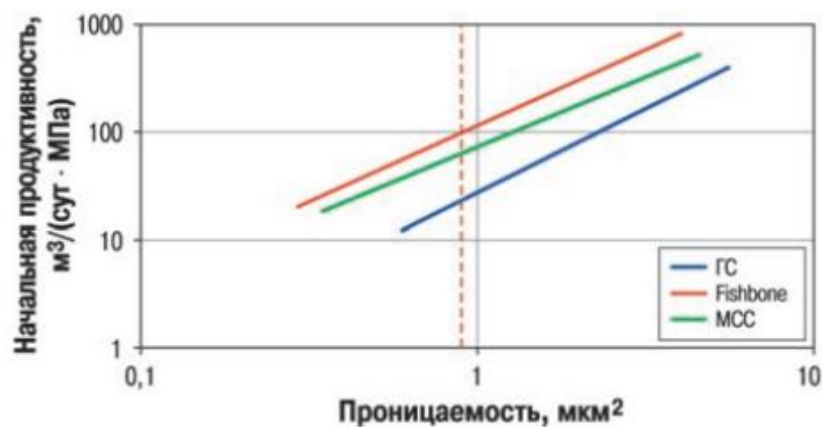


Рисунок 3.12 – Зависимость начальной продуктивности от проницаемости при различных типах заканчивания (Сугаипов и др., 2017)

Анализ темпов падения продуктивности показал, что за первый год эксплуатации фактическая интенсивность снижения продуктивности МЗС выше, чем в одноствольных ГС (до 25 %). Наиболее вероятной причиной подобной динамики продуктивности МЗС является осыпание необсаженных стволов.

Опыт бурения скважин по технологии «Fishbone» в 2019 году показал, что при дизайне с семью ответвлениями длиной 400 м эффективность добычи выросла на 20% (Курбасов, 2020). При истощении запасов боковые стволы могут обсаживаться, а также необходимо увеличивать количество боковых стволов (Рисунок 3.13).

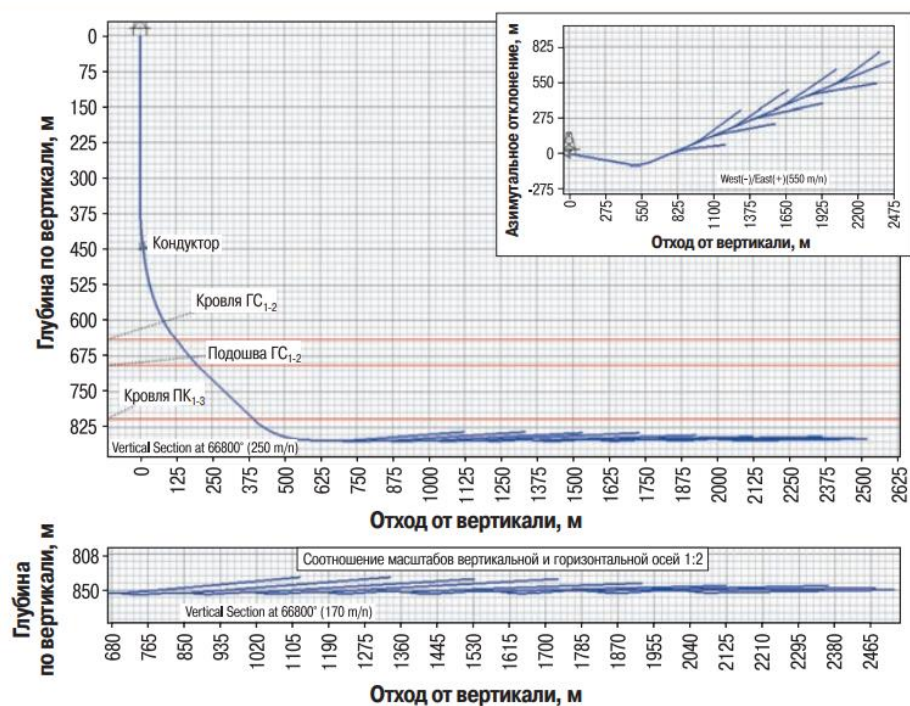


Рисунок 3.13 – Профиль скважины (ГС – газсалинская свита)

При строительстве скважин по технологии «Fishbone» был выделены ряд проблем:

- повышенная извилистость ствола, желобообразование. Скопление шлама в точках зарезки бокового ствола, что приводит к росту вероятности прихвата и потери бурового инструмента.
- недопуск хвостовика вследствие повышенной извилистости ствола и трения.
- спуск хвостовика не в основной ствол, а в боковое ответвление.
- возрастают усталостные напряжения в бурильной компоновке из-за продолжительного вращения в одной точке (в момент зарезки ствола), повышен риск выхода из строя инструмента.
- неоднородность разреза приводит в риск отражения инструмента от границ слоев и отклонения траектории скважины от планового профиля, а также осложнениям при срезке.

– успешность срезки в интервалах аргиллитов снижается, повышается вероятность отрицательного результата срезки – увеличение числа спускоподъемных операций и времени строительства скважины.

Данные риски могут быть нивелированы за счет совершенствования сервисных технологий (долотное сопровождения, применяемых технологий и программных продуктов для наклонно-направленного бурения), а также детальное изучение фациальной обстановки с атрибутивным анализом результатов сейсморазведки для определения распространения тел коллекторов, что можно будет использовать при навигации бурения.

Таким образом опытно-промышленные работы по внедрению скважин «Fishbone» в условиях фациальной неоднородности Восточно-Мессояхского месторождения доказали свою эффективность. Далее будет проведен анализ эффективности скважин «Fishbone» на синтетической модели месторождения с распределением петрофизических свойств, основанных на представлении об обстановки осадконакопления, основных типах песчаных тел, их возможной ориентации и масштабов.

4 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СКВАЖИН «FISHBONE»

4.1 Геологическое моделирование залежи с учетом её фациальной неоднородности

Для создания геологической модели использовались данные по 4 скважинам. Поскольку месторождение разделено тектоническими нарушениями на восемь блоков, для упрощения расчетов было принято решение анализировать продуктивность скважин для блока № 2, который занимает центральную часть поднятия. Причиной послужила относительная выдержанность блока (т.е. основное влияние на продуктивность будет оказывать именно фациальная неоднородность и метод заканчивания скважины, а не границы блоков). Также особенность данного блока заключается в том, что к нему приурочена самая

крупная залежь пласта ПК₁₋₃. Границами структурной карты послужили крупные дизъюнктивные нарушения на востоке и западе, а с севера и юга границы карты были проложены за внешним контуром нефтеносности (Рисунок 4.1).

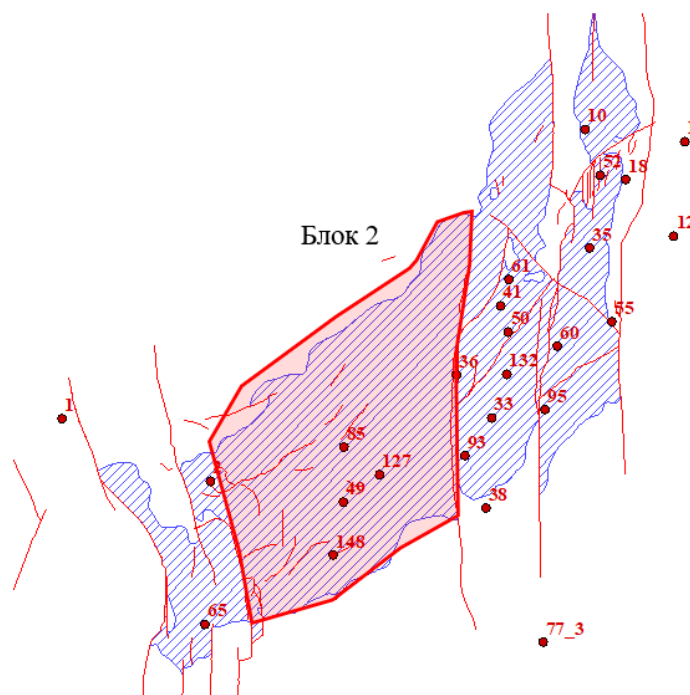


Рисунок 4.1 – Блок № 2 Восточно-Мессояхского месторождения

Карта кровли пласта ПК₁₋₃, а также координаты скважин были оцифрованы и импортированы в программное обеспечение «Petrel». Результаты геофизических исследований обработаны с помощью программного пакета «Techlog».

Пористость рассчитывалась на основе корреляции значений, полученных при анализе керна, с кривой αPS .

$$K_p (\text{проценты}) = 19.23 * \alpha PS + 17.90 \quad (4.1)$$

Средневзвешенное значение K_p коллекторов по керну составляет 29.2%, диапазон – от 23.2 до 35.0%. Средневзвешенные значения в нефтенасыщенной части разреза составляет 28.9%, в газонасыщенной – 27.6%.

Проницаемость была также определена на основании уравнения корреляции значений эффективной пористости и проницаемости, полученных из исследований кернa.

$$\log_{10}K_{permeability} = 0.25 * K_{п} (\text{проценты}) - 5.69 \quad (4.2)$$

Исходя из того, что породы слабосцементированны, а также наличия данных по исследованию кернa (коэффициент анизотропии меняется от 0,761 до 0.1 для разных образцов) в качестве среднего значения анизотропии (k_v/k_H) принималось значение 0.5.

По коллекторам средневзвешенное значение $K_{пр}$ составляет 386,5 мД при диапазоне от 5,2 мД до 4033 мД. Средневзвешенные значения в нефтенасыщенной части разреза составляет 318,1 мД, в газонасыщенной – 251,6 мД. Построение каркаса модели происходило на основе карты поверхности кровли пласта ПК₁₋₃ и отбивок границ циклитов по результатам ГИС (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Границы циклитов по скважинам (глубина по вертикали)

Горизонт	49	85	127	148
Циклит «А»	743,2–779,3	743,6–781,4	745,9–778,0	768,8–808,5
Циклит «В»	779,3–819,8	781,4–823,2	778,0–821,0	808,5–847,2
Циклит «С»	819,8–855,6	823,2–856.5	821,0–859,7	847,2–884,8

Ввиду отсутствия информации о проводимости разломов и их геометрии, локальные тектонические нарушения в пределах блока № 2 не учитывались при моделировании. Также моделируемые скважины по технологии «Fishbone» прокладывались в центральных зонах тектонического блока, где дизъюнктивные нарушения не выделены. Каркас модели при разделении каждого циклита на одинаковое число ячеек по вертикали (20 ячеек на слой) представлен на Рисунке 4.2.

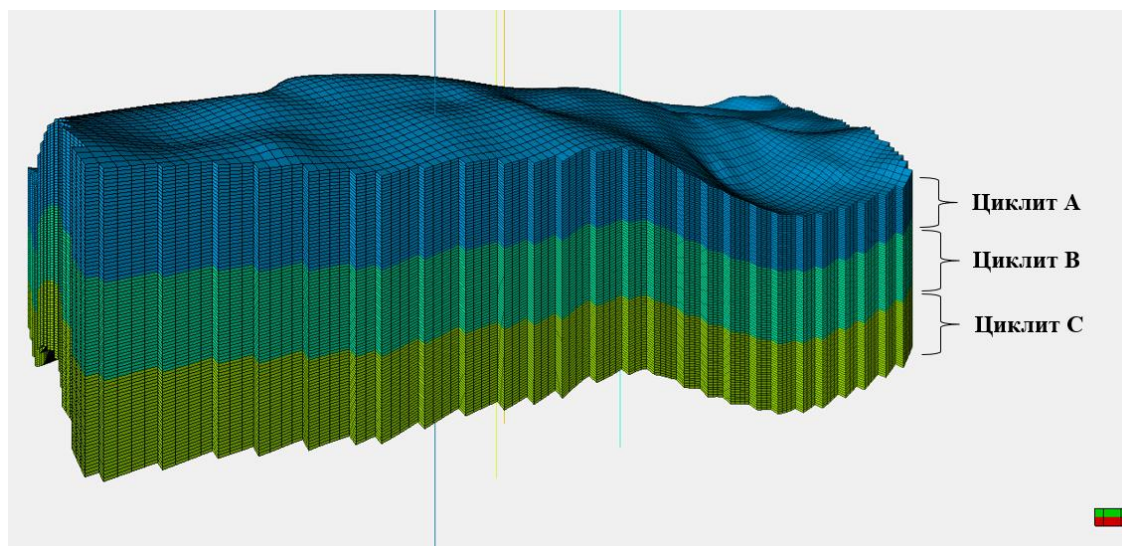


Рисунок 4.2 – Каркас модели пласта ПК₁₋₃ с тремя выделенными циклитами (при равномерном делении на ячейки)

Поскольку для данного блока циклит «С» практически полностью лежит ниже уровня ВНК, количество ячеек в вертикальной плоскости в нем было уменьшено в два раза относительно циклитов «А» и «В». Конечная каркасная модель состоит из 955500 ячеек и имеет размеры порядка 15x7 км.

Для учета фациальной неоднородности при распространении петрофизических свойств на весь каркас модели (пористость, проницаемость, песчаность), было применено объектное моделирование. Поскольку в исходные данные не включали атрибутивный анализ сейсмической информации (с помощью которой можно предсказать положение крупных каналов и тел коллекторов), размер песчаных тел, их ориентация и распространение задавались на основе концептуальной модели обстановки осадконакопления в определенном диапазоне (Приложение В).

На Рисунке 4.3 представлен циклит «С», коллекторскими телами которого являются дельтовых каналов, ориентированные на юго-запад.

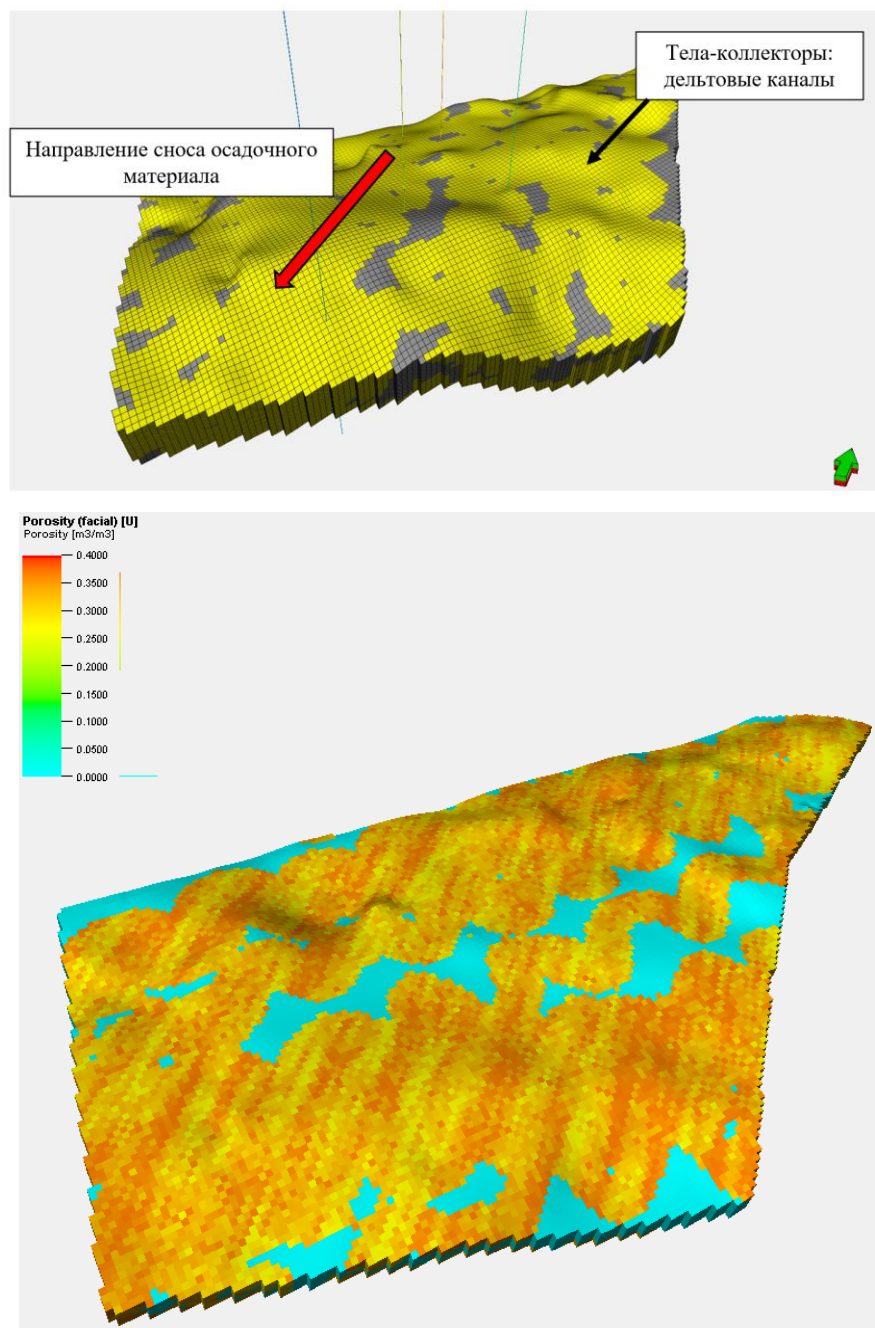


Рисунок 4.3 – Циклит С: карта распространение песчаных тел (дельтовых каналов) методом объектного моделирования (песчанистость = 0.75) и карта пористости

Верхние два циклита образовались в период формирования приливно-отливной обстановки. Циклит «В» отличается от «С» меньшей песчанистостью, другой ориентацией песчаных тел (сменяются на отмели и барьеры, ориентированные параллельно линии морского бассейна) (Рисунок 4.4).

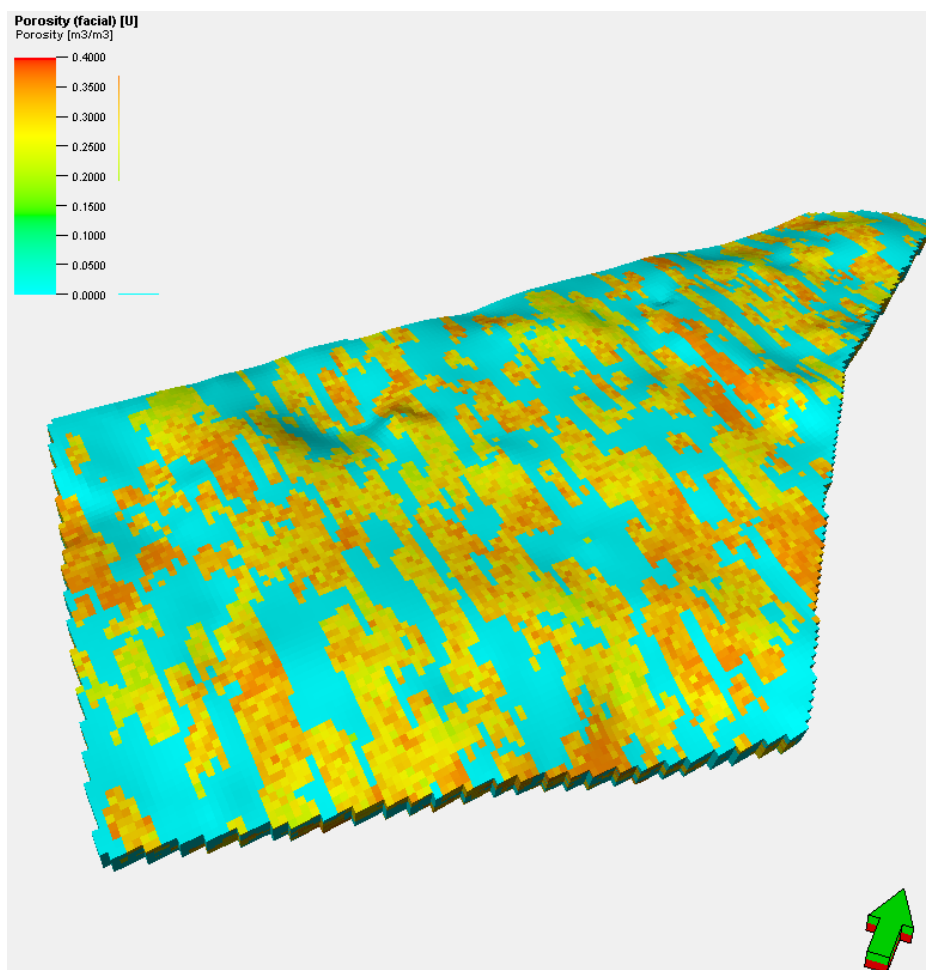
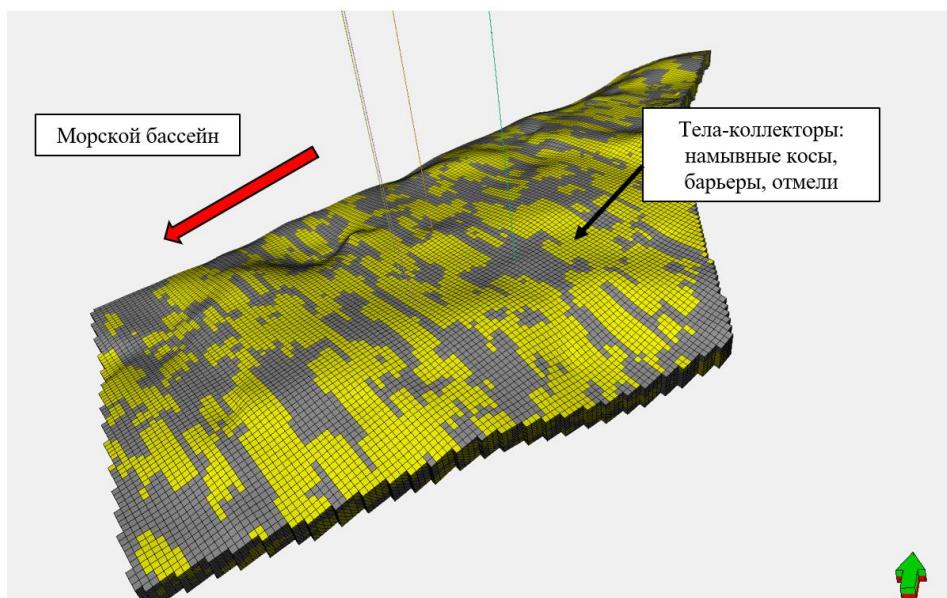


Рисунок 4.4 – Циклит «В»: распространение песчаных тел методом объектного моделирования (песчанистость = 0.6) и карта распространения пористости

Циклит «А» схож по литологическим свойствам с циклитом «В», однако характеризуется еще меньшей песчаностью и большей степенью изоляции песчаных тел – песчано-глинистых отмелей (Рисунок 4.5).

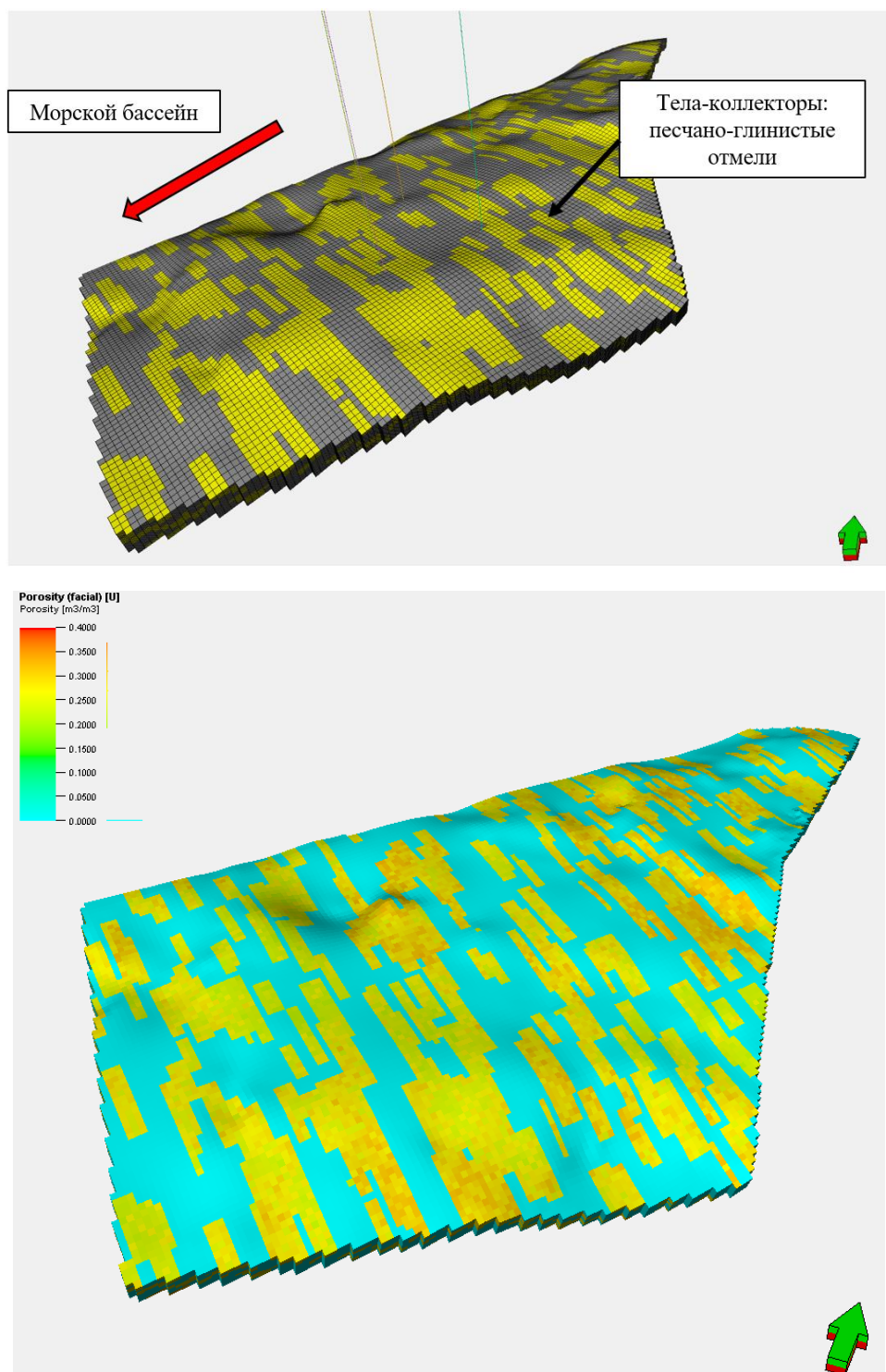


Рисунок 4.5 – Циклит «А»: распространение песчано-глинистых тел методом объектного моделирования (песчаность = 0.45)

4.2 Создание упрощенной гидродинамической модели

Построение упрощенной гидродинамической модели блока ПК₁₋₃ основывалось на ряде допущений:

1. Поскольку газ пласта ПК₁₋₃ на данный момент не является целью разработки и характеризуется особыми свойствами (т.к. в верхней части залежи происходит биодegradация нефти), а нефть пласта характеризуется повышенной вязкостью, PVT свойства были заданы на основе встроенных настроек для модели «Black oil», вид «Тяжелая нефть + газ» с подстроенными параметрами плотности и газосодержания (Рисунок 4.6).

2. Фазовые проницаемости для нефти, газа и воды были заданы на основе встроенных настроек для песчаника.

3. Уровень ГНК установлен на отметке -773 м, ВНК установлен на отметке -818 м,

4. Поскольку коллектор является слабосцементированным, модель уплотнения породы принята на основе категории «Unconsolidated sandstone».

Пластовое давление установлено 7.7 МПа, давление насыщения – 7.7 МПа (для имитации газовой шапки, образованной за счет биодegradации нефти).

Распределение насыщения в гидродинамической модели на момент начала разработки представлена на Рисунке 4.7.

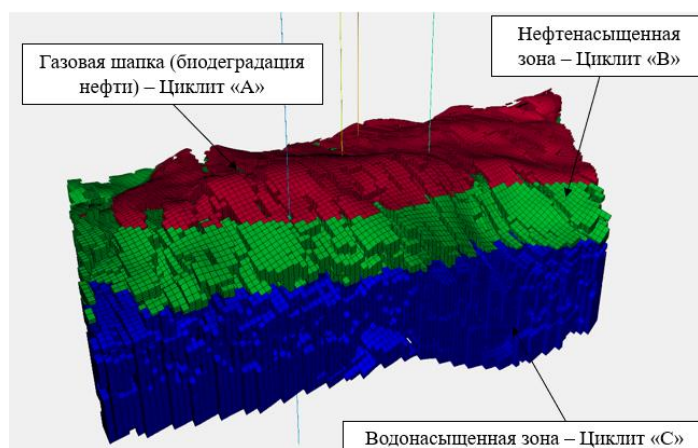


Рисунок 4.7 – Упрощенная гидродинамическая модель пласта ПК₁₋₃, параметр «Насыщение»

Поскольку динамика добычи по годам для отдельных скважин не была известна, для адаптации модели были использованы данные о средней дебите скважин горизонтального фонда. Согласно отчетам компании, при средней депрессии в 27 атмосфер, дебит со скважины составлял в среднем 120,4 тонн/сутки. При расчете модели начальный дебит показал в среднем за год значение в 122 тонн/сутки, что составляет 2,1% погрешности относительно истинного значения. Поскольку модель носит упрощенный характер, она может быть использована в расчетах.

4.3 Создание модели скважины «Fishbone» и её интеграция в гидродинамическую модель

Принимая во внимание всю изученную информацию о методах оценки эффективности эксплуатации скважин «Fishbone», можно сказать, что в рамках данной выпускной квалификационной работы применим только численный метод (создание гидродинамической модели) из-за отсутствия большого объема реальных/смоделированных данных по добыче и высокой неоднородности резервуара, что делает затруднительным вычисление продуктивности многозабойный скважин аналитическими методами или с помощью машинного обучения.

Конструкция скважины «Fishbone» для модели принималась исходя из опыта бурения подобных скважин на Восточно-Мессояхском месторождении (Таблица 4.2). Скважина была проложена в циклите В, характеризующимся высокой степенью неоднородности. Моделирование скважины проводилось в программе «Petrel». Основной ствол обсаживается фильтром-хвостовиком с щелевым фильтром до планируемого забоя материнского ствола. Боковые отводы не обсаживались. Боковые отводы бурились в горизонтальной плоскости, поскольку в рассматриваемом блоке месторождения близость ГНК и ВНК (нефтенасыщенная мощность составляет 45 м) при планировании скважин с

вертикальным дизайном «Fishbone» есть риск подтягивания конуса воды к горизонтальному стволу или газа в боковые отводы.

Таблица 4.2 – Конструкция скважины «F» (Курбасов и др., 2020)

Параметр	Единицы измерения	Значение
Глубина забоя по стволу (MD)	м	1958,52
Глубина забоя по вертикали (TVD)	м	795,5
Длина горизонтальной секции	м	1000
Число боковых ответвлений	шт.	8
Расстояние между ответвлениями (усредненное)	м	160
Расположение боковых ответвлений	-	в горизонтальной плоскости
Угол между ответвлением и боковым стволом	градусы (°)	30
Интенсивность набора угла	градусы (°) / м	2/10

Модель многозабойной скважины, выполненной по технологии «Fishbone», с восемью боковыми отводами представлена на Рисунке 4.8.



Рисунок 4.8 – Модель скважины типа «Fishbone» с восемью боковыми ответвлениями

Поскольку неизвестна активность водоносный горизонта в циклите «С», а также мобильности газа из газовой шапки, было принято решение расположить материнский ствол «Fishbone» на одинаковом расстоянии ГНК и ВНК.

4.4 Анализ эффективности скважин «Fishbone»

Эффективность скважин «Fishbone» различного дизайна сравнивалась с моделью горизонтальной скважины на основе достигаемой накопленной добычи нефти и величины обводненности продукции в условиях фациальной неоднородности пласта ПК₁₋₃. В качестве скважины-кандидата была создана синтетическая скважина, горизонт которой проложен в циклите «В» в центральной части залежи. Профиль и конструкция горизонтальной скважины принималась такой же, как и у материнского ствола многозабойной скважины, но бурились боковые отводы (Рисунок 4.1). Изначальный план пробной эксплуатации предполагал использование скважин с длиной горизонта 1000 м. Малая длина может быть обоснована слабосцементированным коллектором и риском осложнений в бурении более длинных горизонтов. Согласно опыту разработки месторождения, в горизонтальный участок скважины спущен фильтр-хвостовик, в среде «Petrel» данный элемент конструкции имитируется перфорацией обсадной колонны.

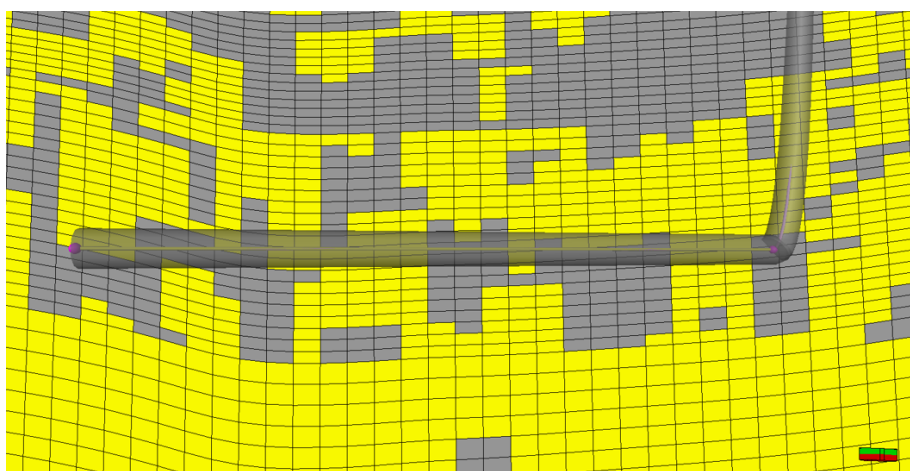


Рисунок 4.9 – Модель горизонтальной скважины - базовый вариант разработки

Как уже было сказано выше, в связи с ограниченной нефтенасыщенной мощностью, моделировались скважины, в которых боковые отводы располагались напротив друг друга в горизонтальной плоскости. В начале, для данного латерального дизайна скважин «Fishbone» была проанализирована зависимость эффективности дизайна скважины от угла между боковыми и материнским стволами. Было выбрано три угла: 30, 45 и 60 градусов. Результаты расчета на 1 год при депрессии 1 МПа представлены на Рисунке 4.2.

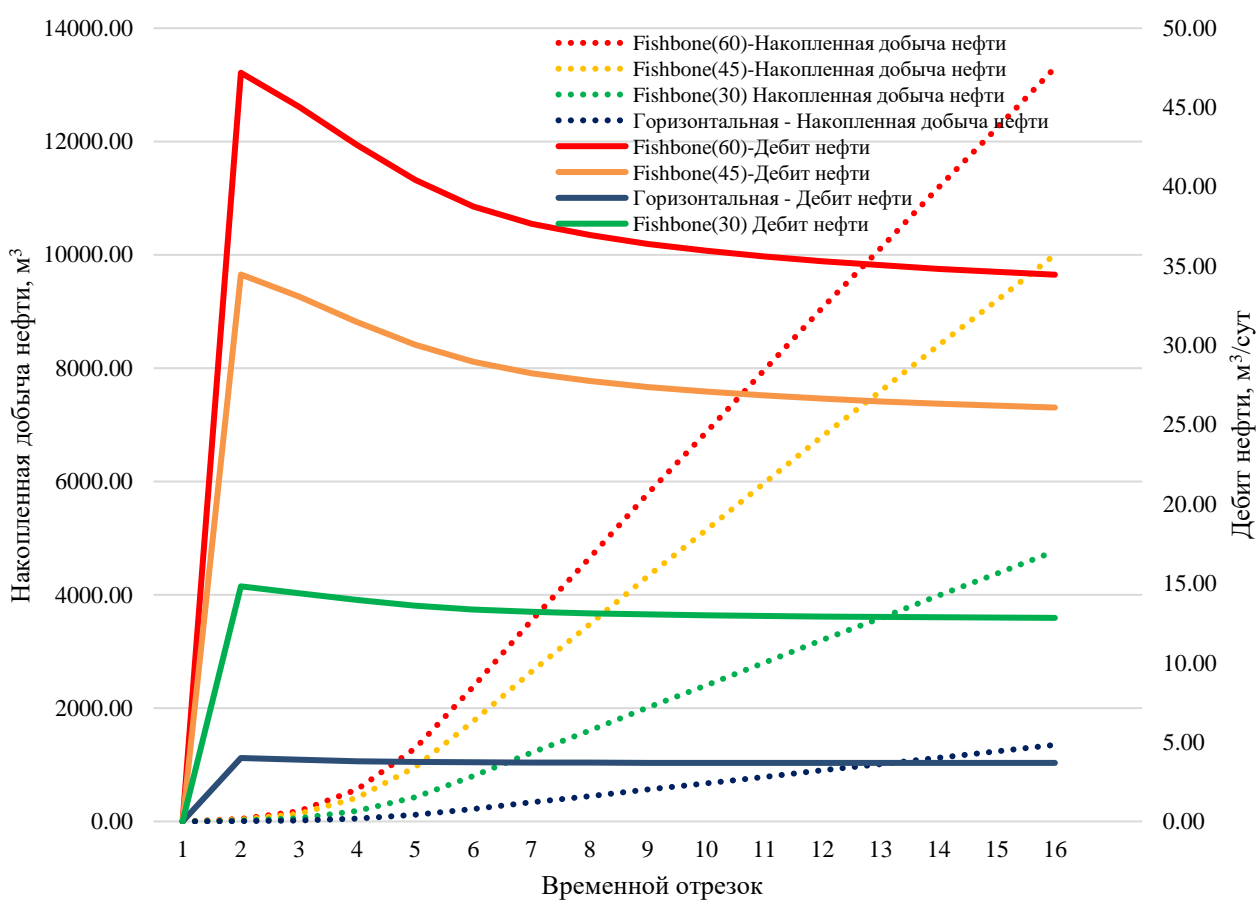


Рисунок 4.10 – Результат расчета модели (прогноз на год): эксплуатация скважин горизонтального дизайна и «Fishbone» (для углов 30, 45 и 60 градусов)

На основе полученных модельных данных можно установить, что больший угол между материнским стволом и боковыми отводами приводит к увеличению продуктивности и накопленной добыче нефти, за счет большего охвата залежи (при малых углах между боковыми и материнским стволами меньший объем пласта подвергается воздействию депрессии). Более того, скважина «Fishbone»

при различных вариантах углов между отводами и материнским стволом показывает себя эффективнее, чем эквивалентная горизонтальная скважина. Большой прирост добычи наблюдается при переходе от 30 к 45 градусам.

Далее был проведен анализ влияния числа боковых стволов на эффективность скважины «Fishbone». Боковые стволы размещались в противоположных направлениях в горизонтальной плоскости. Поскольку при изменении количества боковых стволов изменяется перераспределение давления вокруг скважины, было принято решение группировать боковые отводы относительно центральной части горизонтального ствола и увеличивать расстояние между ними с целью размещения отводов равномерно по всему материнскому стволу (Рисунок 4.3).

На практике расстояние между отводами выполняется на меньшем расстоянии, однако данное допущение необходимо для расчета дизайна с малым числом боковых стволов.

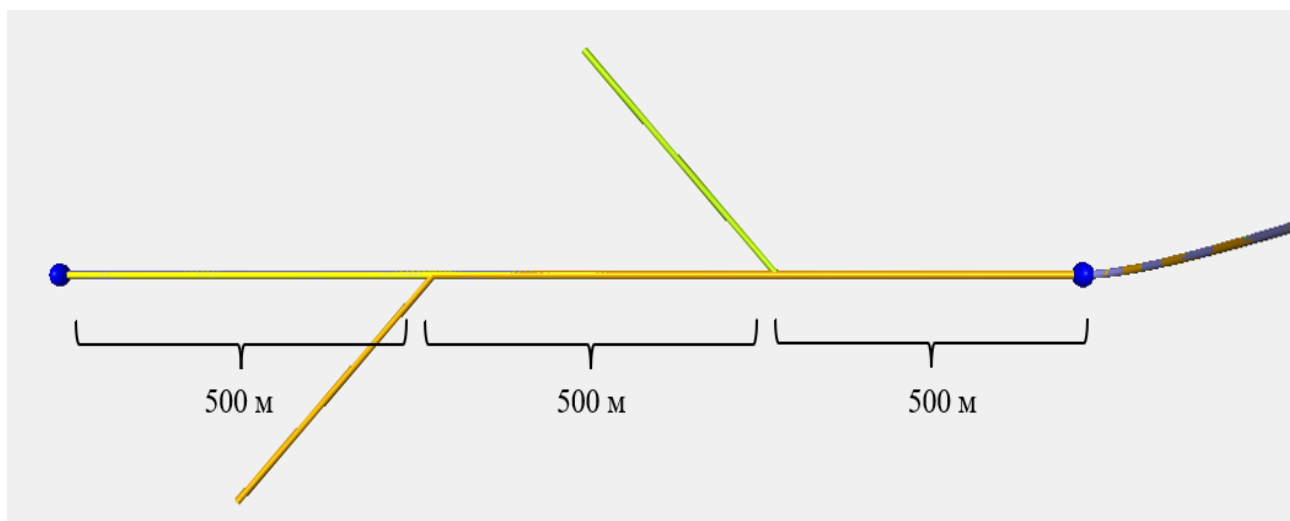


Рисунок 4.11 – Пример равномерного расположения боковых отводов

Для данного расчета длина материнского ствола составила 1500 м, длины отводов – 400 м. Количество боковых стволов: 2, 4, 6, 8 (FB–2..FB–8) Прогноз выполнялся на 20 лет при депрессии 2 МПа. Бурение отводов выполнялось в горизонтальной плоскости. Угол относительно материнского ствола – 45°.

Результаты моделирования представлены в Таблице 4.3 и на Рисунке 4.12. Также расчет проводился для двух горизонтальных скважин:

- горизонтальная скважина с длиной горизонта 1500 м (Н);
- горизонтальная скважина с длиной горизонта 2500 м (НL).

Таблица 4.3 – Влияние числа боковых отводов «Fishbone» на эффективность разработки на 20 лет: 2022–2042 гг.

Параметр	Анализируемые варианты					
	1	2	3	4	5	6
Дизайн	FB–2	FB–4	FB–6	FB–8	Н	НL
Дебит нефти на конец периода, м ³ /сут	16,4	19,6	29,1	32,2	10,5	20,6
Накопленная добыча нефти, тыс. м ³	203,05	217,63	300,75	341,31	113,15	193,86
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	191,48	205,22	283,61	321,85	106,70	182,81
Обводненность на конец периода, %	63	46	44	51	26	14
Год начала обводненности	2027	2028	2028	2027	2032	2031
Дополнительная добыча на ствол (в сравнении с горизонтальной), тыс. тонн	40,06	23,28	27,86	25,41	-	-

Обводненность скважин растет вследствие конусообразования над водонефтяным контактом. Причиной этому может служить наличия зоны хороших фильтрационно-емкостных свойств под скважиной. Исходя из полученных данных можно сделать вывод, что увеличение числа боковых стволов приводит к росту охвата залежи, повышению накопленной добычи нефти и газа. Несмотря на то, что продукция скважины «Fishbone» с латеральным расположением боковых отводов начинает обводняться раньше, значение накопленной добычи нефти за двадцать лет превышает значения эквивалентной горизонтальной скважины и скважины с увеличенным горизонтом (2500 м).

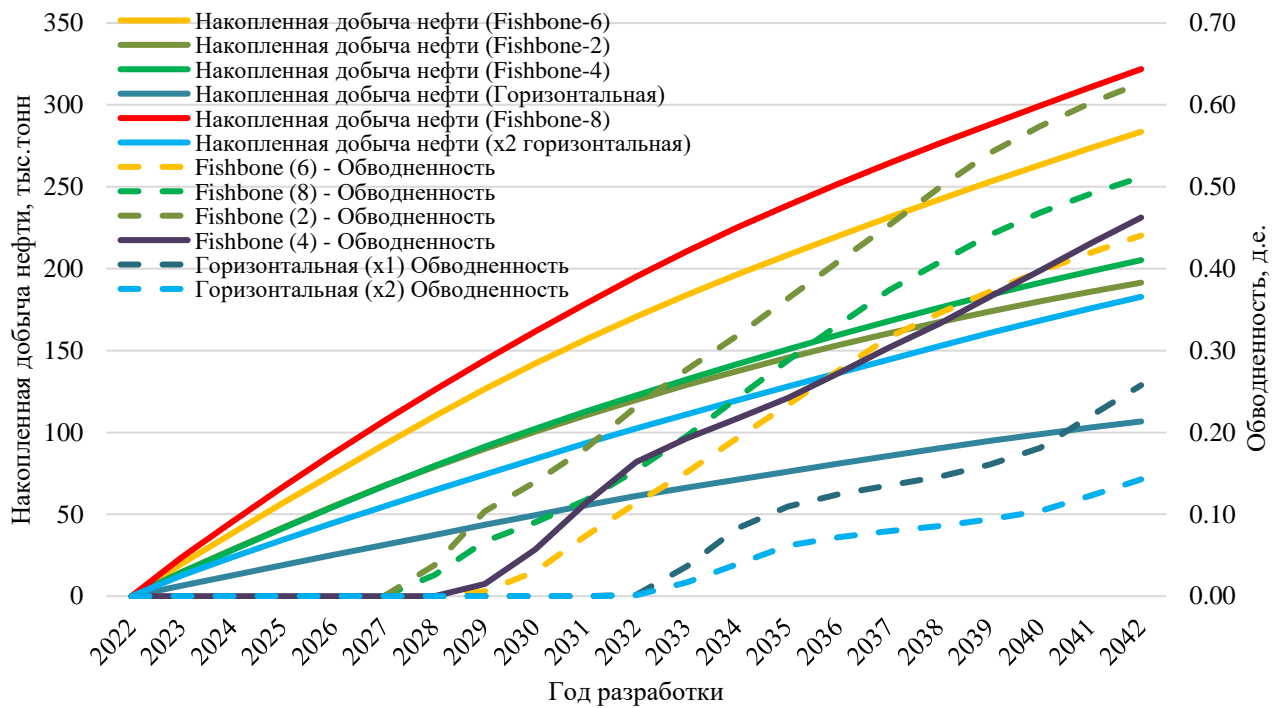


Рисунок 4.12 – Динамика изменения накопленной добычи нефти и обводненности в зависимости от числа боковых стволов «Fishbone»

Также было проведено исследование для определения степени интерференции между стволами и ее влияния на разработку. Скважина с 8 боковыми отводами (компоновка из Таблицы 4.3) была смоделирована с двумя значениями расстояний между отводами: 100 и 120 м. Депрессия составила 2 МПа. Длина материнского ствола – 1500 м. Горизонт моделирования – 20 лет. Результаты представлены на Рисунке 4.13.

При увеличении расстояний между боковыми отводами снижается их взаимное влияние друг на друга, таким образом, эффективность разработки повышается.

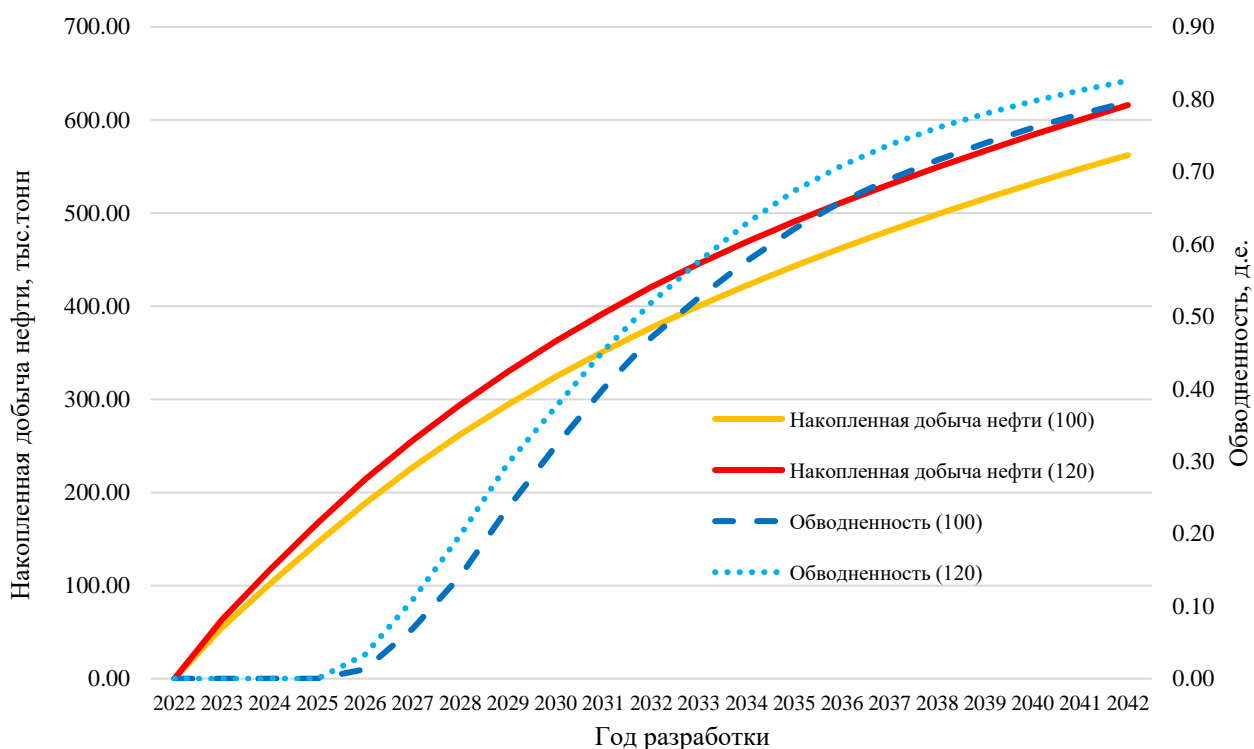


Рисунок 4.13 – Сравнение компоновок скважин «Fishbone» с 8 боковыми отводами и расстоянием между ними 100 и 120 м

Так как исследование на рассмотренной скважине могут быть искажены улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами в зоне, где располагается исследуемая скважина, было принято решение спланировать упрощенную систему разработки на секторе месторождения для оценки перспективности использования скважин «Fishbone». Изначальный план пробной эксплуатации залежи включал в себя однорядную систему размещения горизонтальных скважин. В этом варианте использовались скважины с горизонтальными стволами (длина – 1000 м, глубина горизонта по вертикали принималась равной для всех скважин – 795 м, расстояние между параллельными горизонтами добывающих и нагнетательных скважин – 600 м, интервал между устьями скважин одного ряда – 100 м). В рамках рассматриваемого исследования, учитывая упрощенный характер гидродинамической модели, в рамках базового варианта разработки было построено 4 ряда добывающих скважин и 4 ряда нагнетательных скважин на одной и той же глубине (Рисунок 4.14).

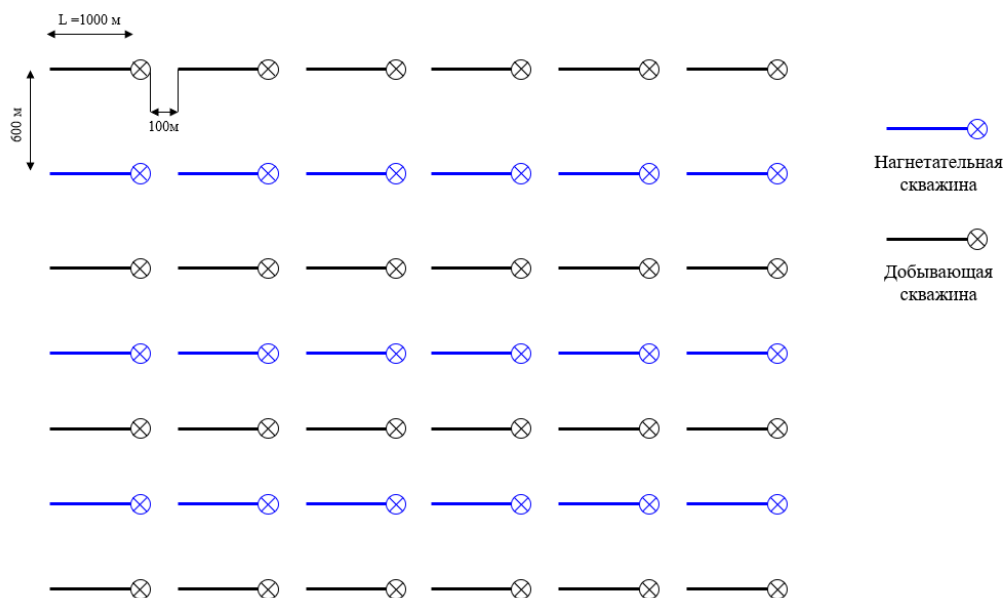


Рисунок 4.14 – Принципиальная схема базовой системы разработки: горизонтальные стволы с хвостовиками (Полянский, 2022)

Во втором – скважины размещались похожим образом, но заканчивались по технологии «Fishbone» (Рисунок 4.15).

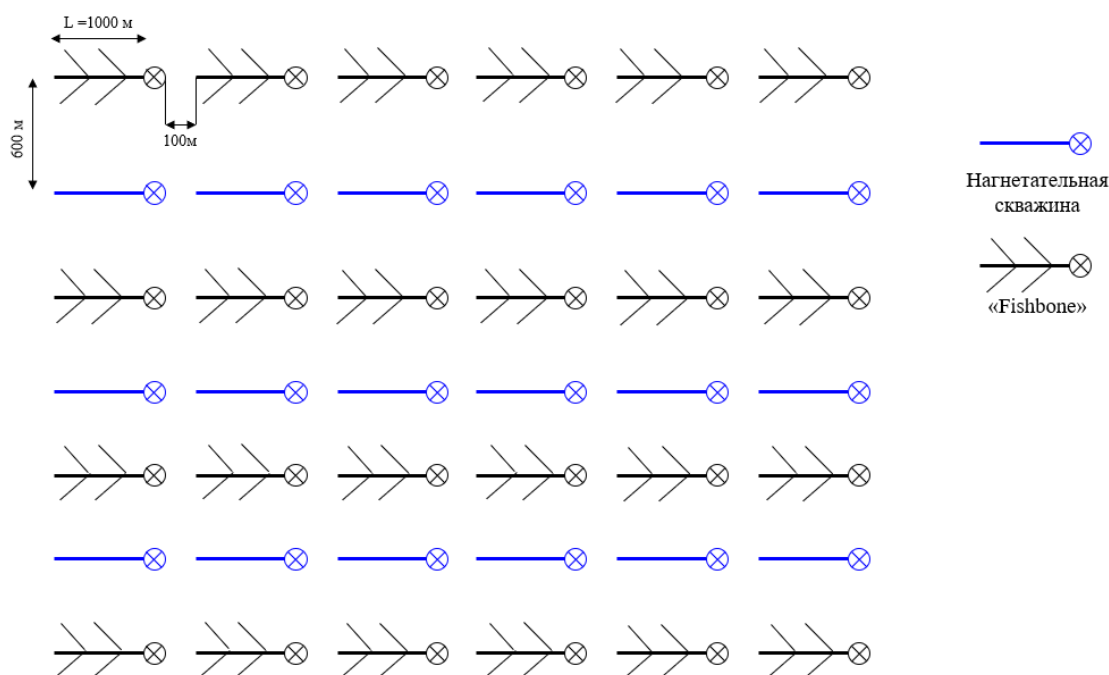


Рисунок 4.15 – Принципиальная схема системы разработки с применением «Fishbone» с 4 боковыми стволами (Полянский, 2022)

Конструкция скважины «Fishbone» для данного дизайна разработки представлена в Таблице 4.4

Таблица 4.4 – Конструкция скважин «Fishbone» для второго варианта системы разработки

Количество боковых стволов	4
Угол между материнским и боковым стволом	45°
Длина бокового ствола	300 м
Длина материнского ствола	1000 м
Расстояние между отводами	150 м

Также был смоделирован дизайн, при котором скважины заканчивались по технологии «Fishbone», но с 6 боковыми стволами.

На основании, проведенного генетического анализа условий осадконакопления данного региона было установлено, что основные песчаные тела циклитов «А» и «В», представленные песчаными и песчано-глинистыми отмелями, барьерами и намывными косами, имеют преимущественно северо-западное простирание. Соответственно было принято решение располагать горизонтальные (и материнские в случае «Fishbone») стволы в юго-западном направлении (азимут – 225 градусов) для того, чтобы пересечь стволами как можно больше песчаных тел. Поддержание пластового давления выполнялось на основе контроля забойного давления нагнетающих скважин. Снижение уровней добычи в конце разработки связано с недостаточной компенсацией пластового давления закачкой.

Прогноз разработки показал, что, несмотря на большую обводненность в сравнении с базовым вариантом разработки, фонды скважин «Fishbone» позволили получить дополнительные 4,6 и 5,4 млн тонн за 20 лет разработки (Рисунок 4.14).

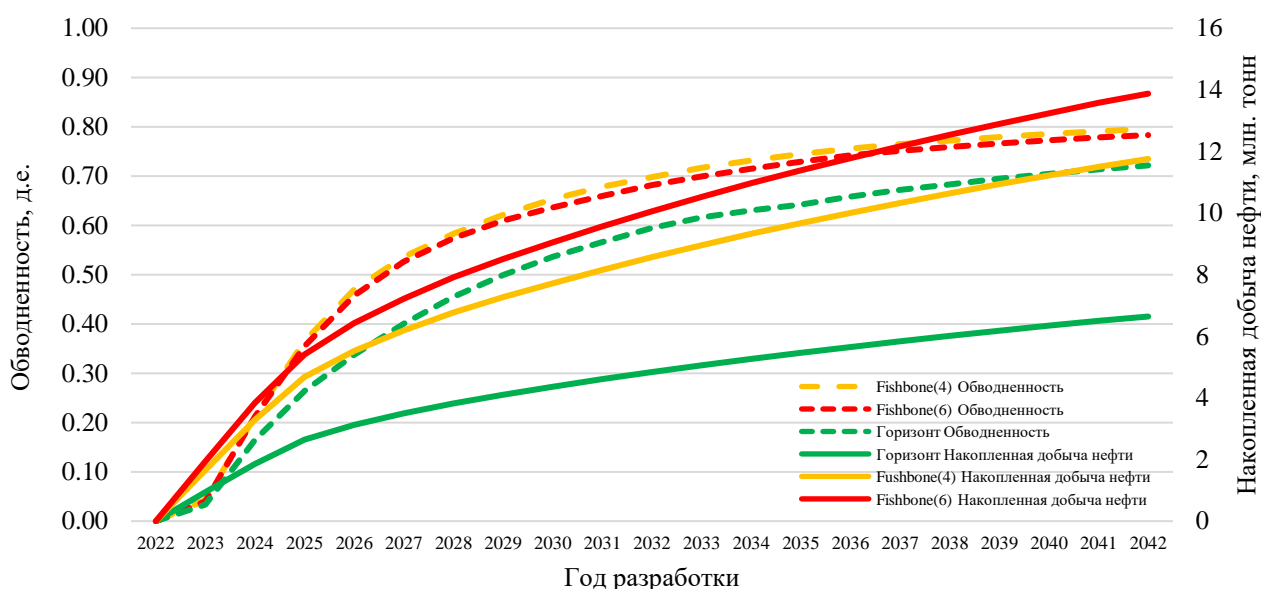


Рисунок 4.16 – Сравнение трех вариантов разработки: фонд горизонтальных скважин и фонд скважин «Fishbone» (4 и 6 боковых стволов)

Для уменьшения риска опережающей обводненности фонда необходимо производить регулировку депрессий, а также изменение положения горизонтального материнского ствола (для данного случая все скважины расположены на глубине 795,5 по вертикали).

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что скважина «Fishbone» является более эффективным инструментом разработки чем горизонтальная скважина в условиях фациальной неоднородности пласта ПК₁₋₃. Фонд скважин «Fishbone», несмотря на увеличенную обводненность в конце периода (в среднем, на 6-8% больше, чем в случае с горизонтальным фондом), позволил увеличить добычу нефти в два раза.

Подводя итог, следующие закономерности, влияющие на продуктивность скважин «Fishbone», были определены.

1. Горизонтальные скважины показывают малую эффективность в циклите «В» вследствие ограниченности возможностей бурения длинных горизонтов из-за слабой цементации пород, а также высокой фациальной неоднородности (изолированности песчаных тел и присутствия глинистых фаций). Решением задачи по оптимизации процесса заканчивания может являться скважина «Fishbone»

2. В ходе анализа скважины-кандидата было установлено, что дизайны «Fishbone» обладают большей продуктивностью в сравнении с горизонтальными скважинами, горизонты которых как равны по длине материнскому стволу «Fishbone», так и в два раза больше него.

3. При увеличении числа боковых стволов растёт охват залежи по площади, что увеличивает продуктивность скважины.

4. При увеличении угла между материнским и боковыми стволами уменьшается интерференция стволов, повышается охват залежи по площади и растёт максимальный дебит скважины.

5. При снижении расстояния между боковыми стволами повышается их взаимное влияние друг на друга, что приводит к снижению максимально возможной добычи нефти.

Таким образом, на основании проведенных расчетов и полученных зависимостей, а также изученных научных публикаций по рассматриваемой тематике следующие рекомендации могут быть предложены для оптимизации процесса заканчивания скважин на Восточно-Мессояхском месторождении.

Циклит «С»

На рассматриваемом блоке циклит почти полностью лежит ниже уровня ВНК, расчет не производился. На основании изученных работ и результатов опытно-промышленных работ можно сделать вывод, что циклит «С» в тектонических блоках с более низким ВНК целесообразно разрабатывать с помощью МЗС с двумя горизонтальными стволами за счет более коротких сроков строительства при сопоставимом приросте дебита (Коваленко и др., 2018), более простых условий бурения – отсутствие активного переслаивания песчаника и глин, а также менее разуплотненные породы, чем в кровле разреза.

Циклит «В»

Горизонтальные скважины показывают меньшую продуктивность, чем многозабойные скважины «Fishbone». Для принятой длины горизонтального ствола (1000 м) среди двух рассмотренных латеральных дизайнов «Fishbone» наибольшую эффективность показали дизайн с 6 боковыми стволами при одном

и том же угле в 45 градусов. Если рассчитанные прочностные свойства пород в области планируемой скважины позволят пробурить более длинные горизонтальные стволы, оптимальным решением будет бурение более длинного горизонта при одновременном увеличении количества отводов (8 и более) и угла между материнским и боковыми стволами для уменьшения взаимной интерференции отводов. Ориентацию материнских стволов необходимо планировать в юго-западном направлении с целью вовлечь в разработку большее количество изолированных песчаных тел (проводить скважины вдоль тел нецелесообразно в виду отсутствия точной информации об их положении, а также малого размера тел). При разработке тектонических блоков с большей нефтенасыщенной мощностью, а также уровнем ВНК в районе подошвы циклита «С» возможно выполнение вертикальных компоновок «Fishbone» (материнский ствол бурится в более консолидированном дельтовом канале, боковые отводы в вертикальной плоскости разбуривают изолированные тела циклита «В» снизу) (Белозеров и др, 2018).

Циклит «А»

Разработку газовой шапки циклита «А» можно производить только после выработки нефтяной оторочки в циклите «В» чтобы избежать резкого уменьшения пластового давления, а также после детального изучения термобарических свойств газа, образованного в ходе биodeградации нефти. Поскольку ориентация песчано-глинистых тел совпадает с циклитом «В» (но сами тела меньше по размерам), рекомендации к заканчиванию скважин для разработки этого объекта такие же, как и для циклита «В».

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Экономические расчеты для принятия инвестиционного решения являются неотъемлемой частью любого проекта. Они позволяют оценить экономическую эффективность каждого проектируемого варианта разработки и, с учетом полученных экономических расчетов, сделать выбор в пользу наиболее прибыльного варианта. Проектирование вариантов разработки любого месторождения должно исходить из экономических реалий, влияющих на характеристики проекта. Выбор инвестиционного решения должен происходить исходя из необходимости в максимизации прибыли от реализации добываемой продукции месторождения.

Таким образом, проектируемые варианты разработки месторождения должны обеспечивать максимальный доход от реализации продукции при минимальных затратах на содержание и обустройство системы разработки месторождения. Выбор наиболее выгодного варианта решения необходимо производить с учетом всевозможных рисков и неопределенностей, которые могут возникнуть при реализации проекта. Учет рисков и неопределенностей можно произвести с помощью построения спайдер-диаграммы, отражающей возможные неопределенности и их влияние на экономическую эффективность проектного решения.

Для выбора наиболее перспективных инвестиционных проектов с максимальными экономическими показателями используются различные методики, среди которых можно выделить следующие:

- Построение FAST диаграммы и проведение SWOT анализа;
- Различные механизмы, направленные на повышение эффективности структуры управления, организации труда и улучшения взаимодействия сотрудников предприятия;
- Технология «QuaD» позволяет оценить перспективность инвестиционного проекта на торговом рынке и является хорошим способом, позволяющим оценить характеристики новых технологий; Моделирование

различных вариантов спроса и предложений позволяет просчитать множество сценариев изменения рынка (Криницына и Видяев, 2014).

В процессе данной работы были спланированы три варианта разработки месторождения. Экономическая оценка была произведена для двух схем разработки:

1. рядная разработка добывающими и нагнетательными скважинами с горизонтальными стволами.
2. рядная разработка скважинами «Fishbone» с четырьмя боковыми стволами и горизонтальными нагнетательными скважинами.

Оценка экономической эффективности проекта производилась в условиях текущих рыночных цен, поэтому в качестве базисного года, по отношению к которому будут сдвинуты все денежные потоки, был выбран 2022 год. Все расчеты были проведены в условиях налогового законодательства Российской Федерации. Курс доллара к рублю был принят равным среднестатистическому значению за предшествующий год. Цена на нефть была выбрана, как среднеотраслевая цена реализации сорта нефти на внутренних и внешних рынках, отраженных в документации Министерства экономического развития Российской Федерации. Ввиду того, что на данном месторождении целевым ресурсом для разработки является нефть, принимается, что весь растворенный в нефти газ используется на собственные нужды месторождения. Газ из газовой шапки также в модели не добывался, с этой целью «Fishbone» имеет именно латеральный дизайн.

Ввиду ограниченности данных о стоимости бурения скважин, сравнительная стоимость для горизонтальных и многозабойных скважин была оценена на основании открытых источников (Рисунок 5.1). Можно сделать вывод, что в случае бурения многозабойной скважины по технологии «Fishbone» наибольшее рост стоимости образуется за счет увеличенного времени бурения (а соответственно, растут расходы на бурение, цены найма буровой установки и подрядчика по наклонно-направленному бурению).

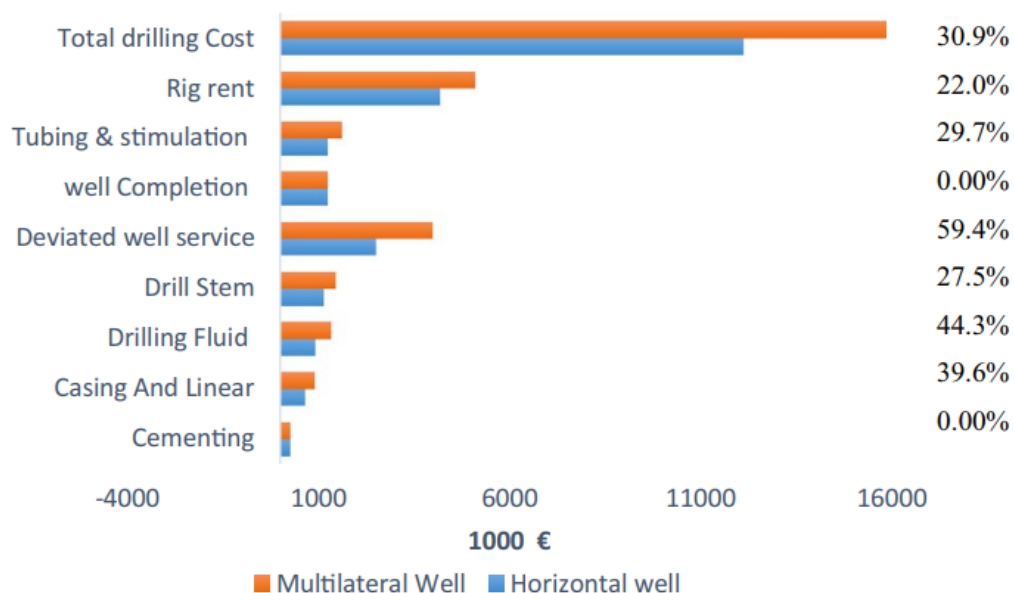


Рисунок 5.1 – График сравнительной стоимости для горизонтальной скважины и многозабойной скважины (Manshad et al., 2019)

Таким образом, исходя из проанализированных соотношений цен многозабойных скважин «Fishbone» и обычных горизонтальных скважин, а также информации из проектных документов по разработке месторождения, исходные данные для расчета экономической эффективности проекта могут быть представлены в виде Таблицы 5.1. В условиях Восточно-Мессояхского месторождения, поскольку планируется бурение боковых отводов без их обсадки, а также ограничения длины материнского ствола, основное увеличение стоимости скважины «Fishbone» происходит за счет увеличения времени работы буровой и команды по наклонно-направленному бурению. Было принято, что скважина «Fishbone» стоит в два раза больше горизонтального аналога.

В рамках исследования при моделировании все скважины на месторождении разбуривались в первый год, затем сразу вводились в эксплуатацию. Скважины эксплуатировались на средней депрессии в 20 атмосфер, что соответствует данным по проектной разработки месторождения.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета

Параметр	Единица	Значение
----------	---------	----------

	измерения	
Базовый год		2022
Величина ставки дисконтирования	%	20,00
Курс доллара, руб./долл.	руб./долл.	72
Цена реализации нефти марки "Urals" на внешнем рынке	\$/баррель	41,73
Цена нефти на внешнем рынке	тыс. руб/т	18,89
Цена нефти на внутреннем рынке (с НДС)	тыс.руб/т	13,152
Величина ликвидационного фонда, % от капитальных затрат	%	10,00
Экспортная пошлина.	тыс. руб/т	7,889
Налогообложение (консолидированная модель)		
Налог на прибыль, %	%	20
НДС	%	20
НДПИ	тыс. руб/т	6,099
Налог на имущество (от среднегодовой стоимости основных фондов)	%	2,20
Реализация нефти, %	%	100
Доля нефти для внутреннего рынка	%	70
Доля экспорта нефти, %	%	30
Эксплуатационные затраты		
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс. руб.	2500
Технологическая подготовка нефти	тыс. руб./т. жидк.	0,1
Сбор и транспорт нефти и газа	тыс.руб./т. жидк.	0,08
Расходы на энергию по извлечению нефти	тыс.руб./т. жидк.	0,03
Транспортировка нефти на экспорт	тыс.руб./тонна	2
Закачка воды	тыс.руб./м ³	0,03
Амортизационные отчисления		Метод убывающего остатка
Капитальные затраты		
Бурение наклонно-направленной скважины	тыс.руб.	150000
Бурение скважины «Fishbone» с 4-мя отводами,	тыс. руб.	300000
Бурение скважины «Fishbone» с 6-тью отводами	тыс. руб.	360000

На основе исходных данных был рассчитан чистый дисконтированный доход проекта. Поскольку через 20 лет разработки прирост дебита скважин «Fishbone» относительно дебитов горизонтальных скважин снижается за счет обводнения, наибольший прирост накопленного NPV (Net Present Value) приходится на первые 10 лет разработки (Рисунок 5.2). Для рассматриваемой

модели фонд скважин «Fishbone» позволил добиться повышения NPV в два раза для обоих вариантов разработки с применением различного числа боковых стволов. Срок окупаемости для базового дизайна – 4 года, срок окупаемости для дизайнов «Fishbone» – 3,5 года.

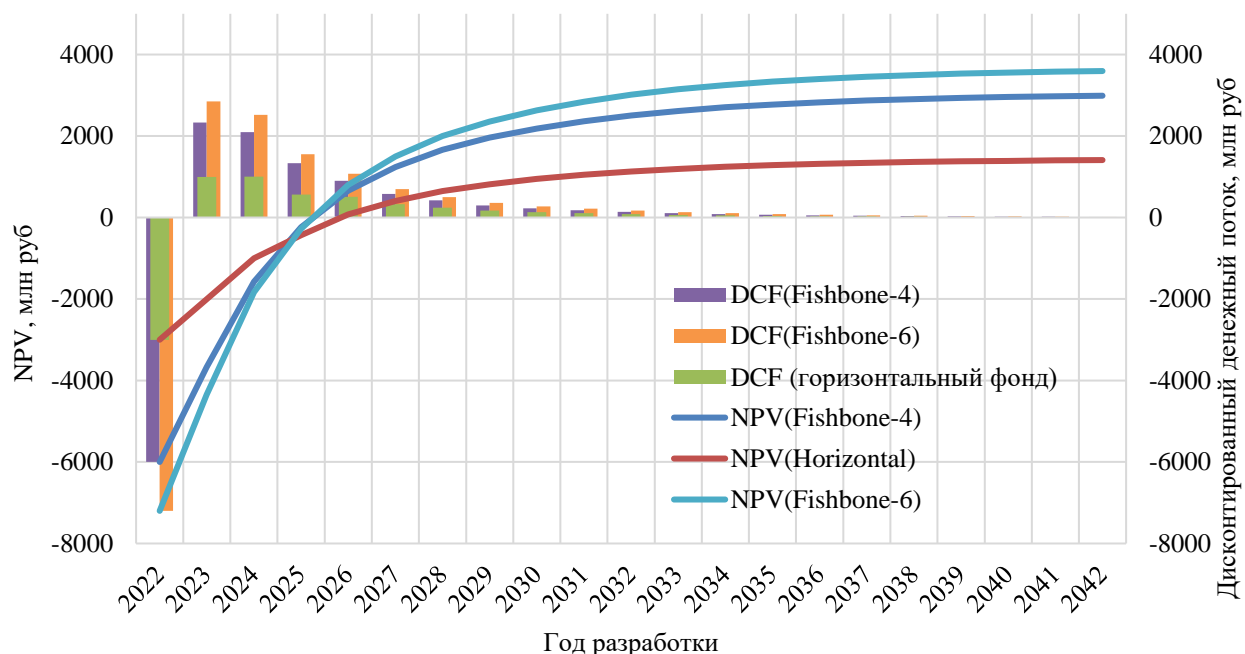


Рисунок 5.2 – Накопленный чистый дисконтированный поток и дисконтированные денежные потоки для каждого года разработки (для горизонтального фонда и фонда «Fishbone» (4 и 6 боковых стволов))

Основной рост NPV обеспечивается добычей нефти за первые 10 лет разработки. Малое увеличение накопленного чистого дисконтированного дохода объясняется повышающейся обводненностью продукции и соответствующим снижением добычи при увеличении влияния дисконтирования. Для повышения NPV возможна корректировка системы разработки (для того, чтобы отсрочить время повышения обводненности). Стоит заметить, что продуктивность «Fishbone» может быть ухудшена вследствие осыпания боковых стволов. Для оценки возможного риска, полученный приток от горизонтальных скважин умножался на коэффициент увеличения продуктивности от скважин «Fishbone», который был характерен для скважин рассматриваемого месторождения (порядка 60 %). Затем, с каждым годом, он уменьшался на 25% вследствие

осыпания боковых стволов и ухудшения продуктивности (Сугаипов и др., 2017). При достижении значения начальной продуктивности горизонтального ствола (обсаженного фильтром-хвостовиком), добыча принималась идентичной для фонда горизонтальных скважин. Несмотря на гораздо худшие результаты, накопленный NPV для скважин «Fishbone» выше на 4 % в сравнении с горизонтальными скважинами (Рисунок 5.3). Таким образом, прирост NPV для скважин «Fishbone» зависит в большей степени от цены бурения скважины, а также от сохранения продуктивности МЗС (осыпания стволов приводит к понижению NPV).

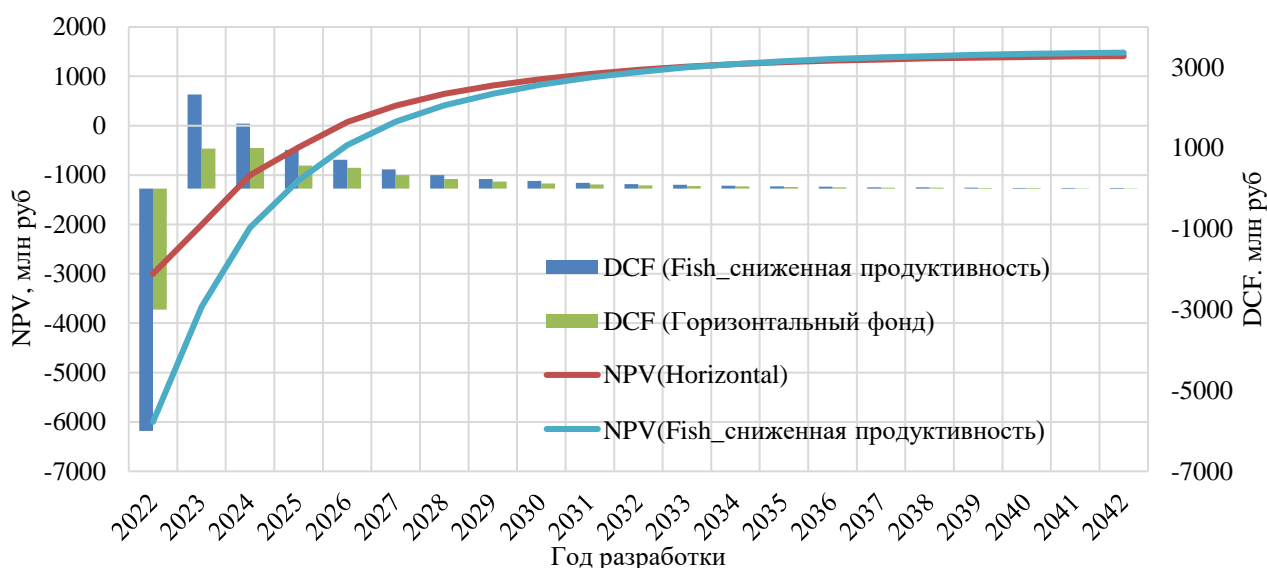


Рисунок 5.3 – Накопленный чистый дисконтированный поток и дисконтированные денежные потоки для каждого года разработки (для горизонтального фонда и фонда «Fishbone» с 4 боковыми стволами и ухудшающейся продуктивностью)

Рассмотрим структуру операционных затрат для двух сценариев разработки – применение горизонтальных скважин и скважин «Fishbone» с четырьмя боковыми отводами (Рисунок 5.4). На основании графиков, можно сказать, что самые большие статьи операционных расходов – это затраты на извлечение жидкости из пласта и транспортировку углеводородов. При внедрении скважин «Fishbone» выросли затраты на электроэнергию для

поднятия флюида на поверхность, а также на подготовку и утилизацию попутно-добываемой воды вследствие более быстрой обводненности.

Доля операционных затрат (Горизонтальные) по категориям, %



Доля операционных затрат (Fishbone-4) по категориям, %



Рисунок 5.4 – Структура операционных затрат для двух сценариев разработки

Полный расчет экономической эффективности добычи представлен в Таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Экономический расчет разработки месторождения для двух сценариев

Горизонтальный фонд скважин									
Год	Объем добычи		Прибыль, млн. руб.	Капитальные затраты, млн. руб.	Операционные затраты, млн. руб.	Налоги, млн. руб.	Денежный поток, млн. руб.	Дисконтированный денежный поток, млн. руб.	Накопленный чистый денежный доход, млн. руб.
	нефти, тыс.тонн	воды, тыс.м ³							
2022	0.00	0.00	0.00	3000.00	0.00	0.00	-3000.00	-3000.00	-3000.00
2023	938.86	34.74	13963.99	900.00	5590.42	6283.80	1189.78	991.48	-2008.52
2024	923.16	192.99	13730.52	600.00	5503.30	6178.74	1448.48	1005.89	-1002.63
2025	781.75	297.70	11627.22	750.00	4665.65	5232.25	979.32	566.73	-435.90
2026	480.70	259.43	7149.64		2871.99	3217.34	1060.31	511.34	75.44
2027	374.40	265.67	5568.59		2239.43	2505.87	823.29	330.86	406.31
2028	327.18	289.98	4866.35		1959.33	2189.86	717.16	240.17	646.48
2029	279.97	296.40	4164.10		1678.52	1873.85	611.74	170.72	817.20
2030	254.27	311.59	3781.83		1526.13	1701.83	553.88	128.82	946.02
2031	247.26	342.15	3677.55		1485.61	1654.90	537.04	104.08	1050.10
2032	233.08	362.35	3466.75		1402.05	1560.04	504.67	81.51	1131.61
2033	219.76	373.63	3268.53		1323.16	1470.84	474.53	63.87	1195.47
2034	208.06	376.17	3094.50		1253.61	1392.52	448.37	50.29	1245.76
2035	197.12	375.11	2931.79		1188.44	1319.31	424.04	39.63	1285.39
2036	188.87	386.46	2809.10		1139.79	1264.10	405.22	31.56	1316.95
2037	181.22	393.57	2695.30		1094.53	1212.89	387.89	25.18	1342.13
2038	174.66	399.49	2597.83		1055.75	1169.03	373.06	20.18	1362.31
2039	168.62	407.17	2508.03		1020.11	1128.61	359.30	16.19	1378.50
2040	162.96	412.35	2423.71		986.58	1090.67	346.47	13.01	1391.52
2041	157.28	415.63	2339.28		952.91	1052.68	333.69	10.44	1401.96
2042	143.12	393.60	2128.61		867.71	957.87	303.02	7.90	1409.87
Фонд скважин «Fishbone» (4 отвода)									
2022	0.00	0.00	0.00	6000.00	0.00	0.00	-6000.00	-6000.00	-6000.00
2023	1661.78	73.77	24716.27	900.00	9895.67	20222.40	2798.28	2331.90	-3668.10
2024	1633.99	442.50	24303.02	600.00	9745.69	19884.29	3020.98	2097.90	-1570.20
2025	1383.69	796.51	20580.17	750.00	8270.43	16838.32	2298.66	1330.24	-239.96
2026	850.84	753.79	12654.86		5096.57	10353.97	1863.60	898.73	658.77
2027	662.69	765.69	9856.40		3977.00	8064.33	1444.02	580.32	1239.09
2028	579.12	809.81	8613.43		3481.35	7047.35	1256.04	420.64	1659.73

2029	495.55	813.17	7370.46		2984.00	6030.38	1069.76	298.55	1958.28
2030	450.05	848.75	6693.85		2714.67	5476.78	966.94	224.88	2183.16
2031	437.64	923.32	6509.26		2643.91	5325.75	936.18	181.44	2364.60
2032	412.56	954.11	6136.15		2495.86	5020.48	879.02	141.97	2506.57
2033	388.97	984.73	5785.29		2356.71	4733.42	825.20	111.06	2617.63
2034	368.26	1005.12	5477.26		2234.28	4481.39	778.21	87.28	2704.91
2035	348.90	1017.75	5189.27		2119.54	4245.77	734.56	68.65	2773.56
2036	334.30	1036.20	4972.11		2033.39	4068.09	701.27	54.62	2828.18
2037	320.75	1042.19	4770.68		1953.02	3903.29	670.85	43.54	2871.73
2038	309.15	1046.59	4598.16		1884.16	3762.13	644.83	34.88	2906.60
2039	298.47	1054.80	4439.21		1820.88	3632.08	620.69	27.98	2934.58
2040	288.43	1057.23	4289.97		1761.25	3509.98	598.24	22.47	2957.05
2041	278.38	1054.14	4140.53		1701.31	3387.70	575.98	18.03	2975.08
2042	253.31	989.68	3767.64		1549.36	3082.61	522.84	13.64	2988.72
Фонд скважин «Fishbone» (6 отводов)									
2022	0.00	0.00	0.00	-7200000.00	0.00	0.00	-7200.00	-7200.00	-7200.00
2023	1940.62	81.67	28863.68	-900000.00	11555.98	23615.74	3419.04	2849.20	-4350.80
2024	1907.38	514.61	28369.18	-600000.00	11376.17	23211.15	3626.89	2518.67	-1832.13
2025	1560.00	859.45	23202.50	-750000.00	9322.64	18983.87	2688.73	1555.98	-276.15
2026	1018.12	859.26	15142.85		6096.79	12389.60	2231.78	1076.28	800.13
2027	792.97	880.90	11794.21		4757.42	9649.80	1729.40	695.01	1495.14
2028	692.97	934.81	10306.87		4164.37	8432.89	1504.41	503.82	1998.96
2029	592.97	926.67	8819.53		3568.73	7215.98	1282.01	357.79	2356.75
2030	538.54	943.52	8009.88		3245.37	6553.54	1160.06	269.79	2626.54
2031	523.69	1016.53	7789.00		3160.02	6372.82	1123.93	217.83	2844.37
2032	493.67	1058.85	7342.54		2983.09	6007.53	1055.30	170.44	3014.80
2033	465.44	1083.00	6922.70		2816.07	5664.03	991.42	133.43	3148.24
2034	440.66	1105.61	6554.11		2669.48	5362.45	935.28	104.90	3253.13
2035	417.49	1125.40	6209.50		2532.38	5080.50	882.84	82.51	3335.65
2036	400.02	1149.56	5949.64		2429.39	4867.89	842.92	65.65	3401.30
2037	383.81	1160.12	5708.62		2333.36	4670.69	806.38	52.34	3453.64
2038	369.93	1164.89	5502.18		2250.93	4501.78	775.27	41.93	3495.57
2039	357.15	1169.10	5311.97		2174.98	4346.16	746.61	33.65	3529.22
2040	345.14	1171.75	5133.40		2103.62	4200.05	719.75	27.03	3556.26
2041	333.12	1170.01	4954.57		2031.97	4053.74	693.05	21.69	3577.95
2042	303.12	1094.82	4508.37		1850.23	3688.66	629.37	16.42	3594.37

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Административно Восточно-Мессояхское месторождение приурочено к Тазовскому району Тюменской области Ямало-Ненецкого автономного округа. Территория Восточно-Мессояхского месторождения находится в северной части Западно-Сибирской низменности, на юго-западе Гыданского полуострова. Ближайшими населенными пунктами являются п. Антипаюта, п. Находка и п.Тазовский, расположенные в 115 км на северо-запад, в 108 км на юго-запад и в 104 км на юг соответственно от границы Восточно-Мессояхского лицензионного участка. Территория характеризуется суровыми климатическими условиями, вечной мерзлотой, слабым экономическим развитием.

На рассматриваемом промысле реализованы как оборудование для бурения скважин (буровые установки, емкости для цементажа, насосные станции), так и кусты для добычи углеводородов, включающие фонтанные арматуры, выкидные линии, замерные установки.

Целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов в процессах бурения, заканчивания и эксплуатации скважин на Восточно-Мессояхском месторождении и решение вопросов обеспечения защиты от них на основе требований действующих нормативно-технических документов. Решения, представленные в данной работе, будут актуальны для месторождений Восточной и Западной Сибири, разрабатываемых в условиях крайнего севера.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по бурению и заканчиванию скважин (в том числе, по технологии «Fishbone») должны проводиться в соответствии с требованиями РД 08-435-02 «Положение о порядке организации одновременного ведения работ по бурению, освоению, вскрытию дополнительных продуктивных отложений, эксплуатации и ремонту скважин на кустовой площадке». Эти работы выполняются преимущественно лицами, которые работают вахтовым методом. Работодатель обязан соблюдать трудовое законодательство при привлечении сотрудников к

выполнению тяжелых работ в опасных и (или) вредных производственных условиях (ст. 224 ТК РФ). Согласно Трудовому Кодексу Российской Федерации (статья 298), определенная категория лиц не может быть привлечена к работе вахтовым методом, а именно:

- лица, не достигшие восемнадцати лет;
- беременные женщины;
- женщины, имеющие детей в возрасте до 3-ех лет;
- работники, у которых есть противопоказания к работе вахтовым

методом, подтвержденные медицинским заключением.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Работодатель обязан обеспечить лиц, привлеченных для выполнения работ на производственных объектах, средствами индивидуальной защиты, специальной одеждой и обувью. Рабочее место должно быть оборудовано необходимыми инструментами. Рабочие зоны в закрытых помещениях должны быть хорошо освещены, оборудованы вентиляцией и средствами пожаротушения.

При проектировании объектов необходимо предусматривать максимально возможное размещение аппаратуры и оборудования вне зданий. При этом необходимо руководствоваться «ВУПП-88. Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности». При производстве работ планировка рабочего места оператора по добыче нефти и газа должна обеспечивать безопасность труда, минимизацию движений и оперативную эвакуацию при аварийных ситуациях. Расстояния между аппаратами, колоннами, теплообменниками и другим оборудованием, расположенными внутри одной технологической установки, следует принимать, исходя из условий максимального удобства обслуживания, ремонта и

выполнения требований по охране труда и пожарной безопасности в соответствии с указаниями. При организации рабочих мест операторов, а также во всех местах опасного производственного объекта, где возможно воздействие на человека вредных и опасных производственных факторов, должны быть предупредительные знаки и надписи. Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним в темное время суток должны быть освещены (освещение должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении). Расстояние между отдельными механизмами должно быть не менее 1 м., а ширина рабочих проходов – 0,75 м. Объекты, для обслуживания которых требуется подъем рабочего на высоту до 0,75м., оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75м – лестницами с перилами.

5.2 Производственная безопасность

Поскольку технология «Fishbone» предполагает процессы бурения, резки боковых стволов и заканчивания скважин, рассмотрим основные опасные и вредные факторы при выполнении работ на буровой установке (Таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по бурению, заканчиванию и эксплуатации скважин [3]

Факторы	Этап работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности [4]
Повышенный уровень вибрации		+	+	ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [6]

Климатические и погодные условия	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [5]
Повышенное значение напряжения				ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [7]
Химические реагенты (вредные вещества)	+	+		ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» [8]

5.3 Производственная безопасность

Работники на месторождении, выполняющие работы по бурению, заканчиванию и последующей эксплуатации скважины, подвержены воздействию ряда вредных факторов:

1. Уровень шума и вибрации на рабочем месте

Вблизи работников буровой команды/операторов добычи нефти и газа (в зависимости от этапа работ со скважиной) могут располагаться различные источники повышенного шума и вибрации: машины КРС, агрегаты для обработки призабойной зоны, роторные столы, буровые насосы, верхние приводы, цементировочные емкости. Постоянное воздействие сильного шума может не только отрицательно повлиять на слух, но и вызвать другие вредные последствия – звон в ушах, головокружение, головную боль, повышенную усталость. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника снижается, а также растет число травм. Уровень максимально допустимых шума и вибрации для работников промысла регламентируется нормами ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ и ГОСТ 12.1.012-90 соответственно. Значение уровня звука на рабочем месте не должен превышать 40-45 дБ, а на открытой местности – не более 80 дБ. Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-90. При значении уровня вибрации 92 дБ частота составляет 63 Гц. Для защиты от шума необходимо обеспечивать

персонал средствами для защиты слуха – наушники, беруши. Чтобы защитить персонал от вибрации, необходимо предоставлять им виброизолирующую обувь, подметки и специальные стельки – СИЗ от вибрации для ног. Руки же от воздействия вибрации защищают прокладки и вкладыши, а также специализированные рукавицы и перчатки.

2. Климатические условия

При проведении работ на промысле сотрудники могут быть подвержены воздействию неблагоприятных погодных условий, поскольку специфика работы со скважинным оборудованием не всегда позволяет обустроить помещение в качестве рабочей зоны. Территория, на которой расположено Восточно-Мессояхское месторождение, характеризуется суровой и продолжительной зимой. Средняя многолетняя температура воздуха: января (самого холодного месяца) -26,7 °С; июля (самого теплого месяца) – плюс 3,4 °С; абсолютный минимум – минус 60 °С; абсолютный максимум – плюс 32 °С. Повышенная температура и воздействие солнечных лучей может привести к солнечным ударам, обморокам, снижению работоспособности. Пониженная температура может привести к обморожениям частей тела. Высокая скорость ветра вызывает преждевременное охлаждение организма (Таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1– 15,1	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

Для защиты персонала от влияния температур необходимо обеспечивать его теплой одеждой, при понижении температуры ниже определенного значения – останавливать погоду. При высоких температурах (в летнее время) нужно обеспечить системы местного кондиционирования воздуха (в помещениях),

оборудование помещений для отдыха, регламентация времени работы, перерывы. На открытой территории применяются переносные тенты, навесы и т.д. Для предотвращения обезвоживания организма должно быть предусмотрено обеспечение работников питьевой водой в достаточных количествах.

3. Повышенное значение напряжения

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения). Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление». Уровни напряжения описываются ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов».

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12–36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений,

защитное заземление, зануление, защитное отключение. Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

4. Воздействие химических реагентов и токсичных веществ

Выполнение работ на стадии бурения, заканчивания и эксплуатации скважин предполагает наличие в непосредственной близости от сотрудников емкостей с химическими составами и реагентами (буровой раствор, кислоты, щелочи, жидкости глушения и т.д.).

Взаимодействие с реагентами должно проходить в строгом соответствии с РД 153-39-026-97 «Требования к химпродуктам, обеспечивающие безопасное применение их в нефтяной отрасли», а также ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности». Реагенты нефтяного промысла (кислоты, щелочи, ксилол, толуол, взаимные растворители и т.д.), а также добываемые флюиды могут оказывать вредный эффект на кожу человека, а также при попадании на слизистую оболочку (глаза). Помимо этого, при нарушении целостности сосудов под давлением, данные вещества могут отрицательно влиять на экологию почв.

Для обеспечения безопасности необходимо не только обеспечить персонал средствами СИЗ (перчатки, защитные очки), но и организовать систему определения концентрации вредных веществ в воздухе (газоаналиторы), обеспечение опрессовки сосудов под давлением во избежание утечки реагентов (Таблица 5.3).

Таблица 5.3 – ПДК вредных веществ [9]

Вещество	Объем, мг/м ³
----------	--------------------------

Аммиак	20
Бензин-растворитель	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной O ₂	4
Керосин	300
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ -C ₅	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды C ₁ -C ₁₀	300
Хлор	0,1

Для определения последствий нарушений герметичности трубопроводов (выкидных линий, коллекторов и промысловых трубопроводов, был проведен расчет количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов на участках трубопровода.

Количество продукта, которое может вытечь из дефектного отверстия при аварии, является вероятностной функцией, зависящей от следующих случайных параметров:

- места расположения и площади дефектного отверстия;
- продолжительности утечки с момента возникновения аварии до остановки перекачки (от нескольких минут при крупных разрывах и нескольких дней при мелких, которые трудно зафиксировать приборами);
- времени прибытия дежурного персонала и времени выполнения мер до полного прекращения истечения продукта.

Расчет количества продукта, вытекшего из аварийных участков трубопровода, производится в три этапа.

- первый: истечение продукта с момента повреждения до остановки перекачки;
- второй: истечение продукта из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия арматуры;
- третий: истечение продукта из трубопровода с момента закрытия арматуры до прекращения утечки.

Общий объем аварийного выброса нефти составляет:

$$V = V_1 + V_2 + V_3$$

где V_1 – объем аварийного выброса нефти в напорном режиме (первый этап);

V_2 – объем аварийного выброса нефти в безнапорном режиме (второй этап);

V_3 – объем аварийного выброса нефти с момента закрытия арматуры до прекращения утечки (третий этап).

Для выявления наибольшего экологического ущерба, наибольшей степени поражения персонала, обслуживающего нефтепровода, расчет произведен на полный разрыв трубы в точке, приведенной в Таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Точка полного разрыва трубы

Наименование трассы	Точка, ПК
Нефтесборный коллектор	т. А, ПК 60+00,00

Объем аварийного выброса нефти V_1 , вытекшей из трубопровода за интервал времени τ_1 , с момента возникновения аварии до остановки перекачки, определяется из выражения:

$$V_1 = \omega_1 \cdot \tau_1,$$

где ω_1 – объемный расход нефти, м³/с:

$$\omega_1 = \frac{Q}{24 * 3600},$$

где Q – суточный расход нефти на рассматриваемом участке, м³/сут.

Время τ_1 при разрыве трубопровода на полное сечение принимается равным 4 минутам (240 с).

Объем аварийного выброса нефти V_2 , вытекающего в безнапорном режиме, зависит от высотного положения места аварийного разрыва.

$$V_2 = \omega_2 \cdot \tau_2,$$

где τ_2 – время до выравнивания напора в трубопроводе;

ω_2 – объемный расход нефти для данного режима истечения, м³/с:

$$\omega_2 = \mu \cdot f \cdot \sqrt{2gh}$$

где μ – безразмерный коэффициент расхода с учетом сопротивления грунта;

f – площадь аварийного отверстия, m^2 ;

g – ускорение свободного падения, m^2/c ;

h – напор в аварийном отверстии, м:

$$h = Z_i - Z_m - h_T - h_a,$$

где Z_i – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка трубопровода;

Z_m – геодезическая отметка в точке разрыва трубы;

h_T – глубина заложения трубопровода;

h_a – напор, создаваемый атмосферным давлением, $h_a = 10$ м вод. ст.

Объем аварийного выброса нефти V_3 , вытекающего с момента закрытия арматуры до прекращения утечки из участков трубопровода, прилегающих к аварийному отверстию и находящихся выше по отношению к нему, находится из выражения:

$$V_3 = \frac{\pi * d^2}{4} * L ;$$

Где L – длина прилегающих к аварийному отверстию участков трубопровода, с которых нефть поступает к месту разрыва самотеком, м. Расчетные значения сведены в Таблицу 5.5

Таблица 5.5 – Расчетные значения выбросов при реализации аварии на трубопроводе

			«Гильотинный» разрыв трубы
--	--	--	----------------------------

Аварийная точка	Расход нефти, м ³ /с	Длина прилегающих участков, находящихся выше точки разрыва, м	Объем вытекшей жидкости нефти в напорном режиме V ₁ , м ³	Объем вытекшей нефти в безнапорном режиме V ₂ , м ³	Объем вытекшей нефти из прилегающих участков трубопровода V ₃ , м ³	Общий объем вытекшей нефти V, м ³
т. А, ПК60+00,00	2,33	4002,0	699	-	9037,1	9736,1
Примечание – плотность нефти, 850,0 кг/м ³						

Расчет показал, что при заданных параметрах трубопровода утечка составит 9736,1 м³. Анализ объема возможной утечки необходим для планирования мероприятий по ликвидации последствий утечки, подбор соответствующего оборудования и компоновки наборов для ликвидации разливов нефтепродуктов (ЛАРН) на запланированных участках трубопровода.

Основными же мероприятиями по снижению воздействия данного опасного фактора будут являться:

- контроль газовой смеси газоанализаторами;
- исключение причин возникновения пожаров или взрывов;
- применение оборудования во взрывобезопасном исполнении;
- соблюдение правил пожарной безопасности в рабочей зоне.

5.4 Экологическая безопасность

Источниками воздействия на окружающую среду является технологическое оборудование месторождения, техника и транспортные средства (грузовики, транспорт, вертолет, техника), в процессе эксплуатации которых в окружающую среду поступают выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, сбросы в водоемы, образование отходов производства и потребления. Негативное воздействие на окружающую среду регламентировано соответствующими разрешительными документами, выданными природоохранными надзорными органами для месторождения. Основным

источником загрязнения атмосферы являются постоянные, технологически неизбежные выбросы.

Наибольшее негативное воздействие на недра оказывает строительство эксплуатационных скважин. При бурении скважин потенциальными источниками загрязнения недр являются материалы для приготовления, утяжеления и химической обработки буровых и тампонажных растворов, отходы бурения (выбуренный шлам, отработанные буровые растворы, сточные буровые воды), поступление нефти и минерализованных пластовых вод в горизонты подземных вод в результате перетоков по затрубному пространству скважин в случае его некачественного цементирования, нарушения целостности обсадных колонн, либо несоответствия конструкции скважин геолого-техническим условиям разреза. При строительстве эксплуатационных скважин возможны осложнения, сопровождающиеся загрязнением подземных вод (поглощение бурового раствора; обвалы стенок скважин; нефтегазопроявления в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды; разжижение промывочной жидкости агрессивными пластовыми водами). Основные компоненты окружающей среды, источники и последствия их загрязнения, а также меры по предотвращению указаны в Таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при работе на Восточно-Мессояхском месторождении

Компоненты окружающей среды	Источник воздействия	Вред экологии	Природоохранные мероприятия
Литосфера	Строительство кустовых площадок. Утечки реагентов и сырья. Промышленные и бытовые стоки. Отходы производства.	Разрушение почв. Загрязнение водоемов. Нарушение естественной экосистемы.	Обеспечение герметичности оборудования с соответствием 1 классу герметичности по ГОСТ 24856-2014, закачка буровых отходов в специальные поглощающие скважины. Рекультивация земель: при разливе нефти необходимо ее собрать, внести удобрения и высадить растения.

Гидросфера	Сооружение скважин, вскрытие водоносных горизонтов. Утечки реагентов и сырья. Промышленные и бытовые стоки. Отходы производства.	Загрязнение подземных вод, природных водоемов. Нарушение естественной экосистемы водоема. Сероводородное заражение.	Изоляция водяных горизонтов цементированием, сбор и обеззараживание отходов буровых работ. Контроль уровня загрязнения водоемов, его предотвращение.
Атмосфера	Выхлопные трубы, продукты сгорания. Факелы. Утечки газового сырья. Работа двигателей и агрегатов.	Повышение выброса углекислого газа и других газов.	Установка насадок-фильтров на транспорт. Контроль ПДК на наличие утечек, уменьшение доли сжигаемого газа – реализации закачки газа или его использования.

Для очистки пластовых вод на месторождении должна предусматриваться система очистных сооружений. Пластовые воды должны собираться и закачиваться в нагнетательные скважины для системы поддержания пластового давления (ППД). Основные пути защиты воздушного бассейна от загрязнений: создание технологических процессов, исключая выбросы в атмосферу, разработка эффективных методов очистки газов от вредных примесей, создание санитарно-защитных зон и научно обоснованное размещение предприятий. С целью предотвращения негативного воздействия на атмосферу в месте производства работ необходимо постоянно проводить анализ газовой среды специальными приборами газоанализаторами.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварийные остановки и несчастные случаи могут произойти по следующим причинам:

- выделение газов на наружных площадках;
- метеорологические условия;

- нарушение параметров технологического режима, из-за которых происходит срабатывание блокировок приводящих к остановке технологических модулей подготовки газа, насосов и другого оборудования;
- воспламенение газа и нефтепродуктов (возникновение искры в области утечки);
- отравление персонала вредными для здоровья веществами;
- нарушение герметичности;
- несоблюдение обслуживающим персоналом правил техники безопасности, низкая трудовая дисциплина, недостаточная квалификация кадров.

Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера. На рассматриваемом объекте возможно возникновение следующих ЧС:

- пожары, взрывы, угроза взрывов;
- выход из строя оборудования;
- аварии с выбросом (угрозой выброса) химически опасных веществ (ХОВ):
- метеорологические и агрометеорологические опасные явления (бури, град, заморозки и т.п.);

Наиболее типичная ЧС это – выход из строя оборудования, как следствие аварии и нарушение герметичности.

Для исключения возникновения аварий и поломок необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он дает указания о переходе на нормальный режим работы.

В случае возникновения чрезвычайных ситуаций (ЧС) необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия

по спасению людей, если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при работе с буровой установкой, а также фонтанной арматурой на Восточно-Мессояхском месторождении. Наиболее опасным фактором может являться негерметичность запорной арматуры и трубопроводов, которые могут привести к утечкам нефтепродуктов и возгоранию. Проведение анализа газовоздушной среды, постоянных осмотров и ремонтов оборудования поможет избежать аварий и вынужденных остановок работы объектов месторождения. Эффективным инструментом для обеспечения безопасности на промысле является принцип анализа рисков – часть системного подхода к принятию организационно-технических решений, процедур и практических мер по решению задач предупреждения и уменьшения опасности аварий для жизни людей и их здоровья, ущерба имуществу и окружающей природной среде.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы было проанализировано геологическое строение группы пластов ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения. Было установлено, что циклитное строение залежи обусловлено тремя отдельными этапами седиментогенеза, характеризующимися различными условиями осадконакопления – от дельтовых условий в подошве разреза до приливно-отливных отмелей в кровле.

В процессе работы на основании отечественных и зарубежных научных публикаций и пособий была проанализирована технология строительства многозабойных скважин дизайна «Fishbone», основные особенности конструкций, а также типовые дизайны, которые применяются в отрасли. Также проанализирована информация о методах оценки эффективности «Fishbone» на этапе проектирования конструкций скважин и процесса разработки. Был изучен ряд публикаций, в которых приводится аналитическое решение для определения эффективности скважин «Fishbone». Недостатками аналитических решений является допущение об изотропности свойств пласта коллектора, что для рассмотренного объекта исследования создаст значительную погрешность в исследовании. Изучив опыт разработки Восточно-Мессояхского месторождения, было установлено, что стандартные методы увеличения притока к скважине, такие как скважины с длинным горизонтом и проведение МГПР неэффективны на рассматриваемом месторождении ввиду слабой цементации пород, риска обрушения стенок скважины и снижения продуктивности, а также риск прорыва трещины ГРП в чисто водяную часть залежи, что приведет к росту обводненности. Помимо этого, на основе результатов опытно-промышленных работ, проведенных на Восточно-Мессояхском месторождении по опробованию технологии «Fishbone», можно сделать вывод, что она показала себя достаточно эффективно для разработки центрального циклита «В» ввиду большего охвата песчаных тел, а также возможности добычи флюида на меньших депрессиях, что позволяет отсрочить приход воды в добывающую скважину. Изучив

применяемые конструкции скважин, в дальнейшем они будут использованы в исследовании в процессе моделирования.

Далее в ходе выпускной квалификационной работы для оценки влияния фациальной неоднородности на разработку месторождения была построена упрощенные геологическая и гидродинамические модели. В качестве объекта моделирования был выбран центральный блок месторождения, который содержит большую часть запасов месторождения, а также характеризуется малым числом дизъюнктивных нарушений. Адаптация модели проводилась на основании анализа средневзвешенного коэффициента проницаемости по модели, а также по данным по добыче на стадии опытно-промышленных работ – при величине средней депрессии в 20 атмосфер средние суточные добычи флюида показали достаточную степень сходимости.

В среде построенной модели были проанализированы различные компоновки и дизайны скважин «Fishbone» – латеральные конструкции с различным числом боковых стволов и углов между материнским и боковыми стволами. Было доказано, что многозабойная скважина «Fishbone» является более эффективной для разработки циклита «В», чем горизонтальная скважина.

На основании проведенного исследования и изученных источников были сформулированы рекомендации по оптимизации заканчивания скважин. Циклит «С», согласно практическому опыту, рекомендуется разрабатывать горизонтальными скважинами. Согласно модели, циклит «В» эффективнее разрабатывать многозабойными скважинами «Fishbone» латерального дизайна с 6 боковыми отводами с юго-западной ориентацией материнских стволов. Также можно повысить продуктивность скважин за счет дальнейшего увеличения числа стволов и расстояния между ними, а также углов между боковыми отводами и материнским стволом. Подобные дизайны «Fishbone» могут быть использованы для разработки нефтенасыщенных толщин циклита «А» в других тектонических блоках из-за схожего строения песчаных тел с циклитом «В».

Цели и задачи были выполнены в полном объеме.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Нормативные документы

1. ВУПП-88. Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Миннефтехимпром. Введ. с 01.01.88.
2. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Москва: ФГУП «Стандартинформ», 2017. – 16 с.
3. ГОСТ 12.1.004. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 81 с.
4. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. – 27 с.
5. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – 49 с.
6. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. – 31 с.
7. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – 12 с.
8. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности». – 6 с.
9. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания". – С. 18
10. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. – С. 7.

Опубликованная

11. Байков В.А., Жданов Р.М., Муллагалиев Т.И., Усманов Т.С. – «Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами», Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, №1. – С. 1-7
12. Бакиров Д. Л., Фаттахов М. М. Многозабойные скважины: практический опыт Западной Сибири //Тюмень: Тюменский дом печати. – 2015. – 232 с.
13. Белозеров Б. В. и др. Стратегия учета латеральной неоднородности пласта ПК₁₋₃ при сопровождении бурения горизонтальных скважин на Восточно-Мессояхском месторождении //ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – №. 1. – С. 2.
14. Жагрин А.В., Шлёнкин С.И., Кулишкин Н.М., Харахинов В.В., Попова О.И., Коняев Д.Н., Уникальная Мессояха. Новые данные об известном нефтегазоконденсатном объекте. // Oil & Gas journal, 2010 г., № 7–8 (41), С. 70 – 73.
15. Загребельный Е. В. и др. Определение оптимального типа заканчивания горизонтальной скважины и способа вывода ее на режим на примере разработки пласта ПК 1-3 Восточно-Мессояхского месторождения //Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 5. – С. 40-43.
16. Иваницкий А.В. Технология бурения ФИШБОН // Научно-практический электронный журнал «Аллея Науки». №2(18), 2018г., С. 2-3
17. Кааров Ж. З. Повышение эффективности разработки Маччобинского нефтегазоконденсатного месторождения с использованием технологии «Fishbone» // Colloquium-journal, 2019. – №. 13-3. – С. 130-132.
18. Керимов В. Ю., Шилов Г. Я., Скрипка А. А. Влияние АВПод на нефтегазоносность разрезов Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений / Геология, геофизика и мониторинг месторождений нефти и газа. – М.: Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина, – 2010. – № 3. – С. 7-13.

19. Коваленко И. В., Сохошко С. К., Подчувалова Е. А. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА В РАЗНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРЕДПОСЫЛКАХ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА ПК1-3 ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ //Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – №. 5. – С. 97-102.
20. Креницына З.В., Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие /Креницына З.В., Видяев И.Г.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – С. 73
21. Кулишкин Н. М., Харитонов В. В. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности Мессояхской гряды на севере Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – № 1 (19). – С. 39–48
22. Курбасов Е. Г., Бастриков С. Н., Лавринов С. Н. Инновации и риски технологии вскрытия изолированных залежей боковыми ответвлениями из основного горизонтального ствола (на примере Мессояхской группы месторождений) //Нефтяное хозяйство. – 2020. – №. 8. – С. 38-41.
23. Листойкин Д. А., Ридель А. А., Коваленко И. В. Гидродинамические исследования скважин как инструмент корректировки геологических данных и оценки влияния подстилающих вод на разработку пласта ПК 13 Восточно-Мессояхского месторождения //ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – №. 1. – С. 52-57.
24. Минева О. К., Минев В. С. Преимущества технологии строительства многоствольных высокотехнологичных скважин типа " Рыбья кость" //Геология, география и глобальная энергия. – 2017. – №. 2. – С. 77-83.
25. Нестеров И. И. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины. – 1976. – 86 с.
26. Промзелев И.О., Купоросов Д.Н., Брусиловский А.И., Чухланцева Е.Р., Тихомиров Е.В. Особенности свойств нефти пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения. // Газовая промышленность, №11. – 2015. – С. 69–72.

27. Особенности геологического строения и нефтегазоносность Среднемессояхского вала / С.Е. Агалаков, А.Н. Бабурин, С.Н. Беспалова и др. // Горные ведомости. – 2004. – №1. – С. 48–72.
28. Сальникова Ю. И., Абдрашитова Р. Н., Бешенцев В. А. Гидрогеохимические условия Западно-и Восточно-Мессояхского месторождений //Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – №. 2. – С. 4.
29. Сугаипов А. А. и др. Выбор оптимальной технологии заканчивания скважин в нефтяных оторочках континентального генезиса на примере пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского и Тазовского месторождений //Нефтяное хозяйство. – 2019. – №. 4. – С. 66-69.
30. Сугаипов Д. А. и др. Опыт применения многоствольных скважин в пластах аллювиального генезиса Восточно-Мессояхского месторождения //Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 12. – С. 49-51.
31. Сучков Б. М. Горизонтальные скважины. – Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 424 с.
32. Чухланцева Е.Р. Комплексирование методов литофациального и геолого-геофизического моделирования в целях геометризации верхнесеноманских залежей Мессояхской зоны нефтегазонакопления: диссертация на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук: спец. 25.00.16 Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ); науч. рук. О. С. Чернова. — Томск, 2016. – 208 с.
33. Чухланцева Е.Р., Чернова О.С. Сеноманские дельтовые природные резервуары Западной Сибири (на примере пластов ПК₁₋₃ Мессояхской группы месторождений) // Меловая система России и ближнего зарубежья. Материалы VII Всероссийского совещания с Международным участием (о. Русский, 10–15 сентября 2014 г.). Владивосток: Изд-во Дальнаука, 2014. – С. 325–328.
34. Akhmetov, M. et al. Drilling Extended Reach Well with Eight Fishbone Sidetracks: East Messoyakha Field //SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2019. – 15 p.

35. Al-Rbeawi, S., Artun, E. Fishbone type horizontal wellbore completion: A study for pressure behavior, flow regimes, and productivity index //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – T. 176. – P. 172-202.
36. Alyan, M., Al Sowaidi, A. Assessment of fishbone well design performance in a tight carbonate compared to single extra-long MRC lateral //SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. – OnePetro, 2019.–16 p.
37. Bazitov, M. V. et al. First fishbone well drilling at Vankorskoe field //SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2015. – 12 p.
38. Cuiyu, M. et al. Study on steam huff and puff injection parameters of herringbone well in shallow and thin heavy oil reservoir //The Open Petroleum Engineering Journal. – 2013. – T. 6. – №. 1. – 7 c.
39. Ding, Z. P. et al. A new technique: Fishbone well injection //Petroleum science and technology. – 2012. – T. 30. – №. 23. – C. 2488-2493.
40. Fangzheng, J., Caineng, Z. O. U., Zhi, Y. Geological theory and exploration & development practice of hydrocarbon accumulation inside continental source kitchens //Petroleum Exploration and Development. – 2020. – T. 47. – №. 6. – C. 1147-1159.
41. Garrouch, A. A., Ebrahim, A. S. Assessment of the stability of inclined wells //SPE Western Regional Meeting. – OnePetro, 2001. – 10 p.
42. Hassan, A., Elkatatny, S., Abdulraheem, A. Application of artificial intelligence techniques to predict the well productivity of fishbone wells //Sustainability. – 2019. – T. 11. – №. 21. – C. 6083.
43. Hassan, A. et al. New approach to quantify productivity of fishbone multilateral well //SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – OnePetro, 2017. – 11 p.
44. Ibelegbu, C. Productivity index in horizontal wells // Journal of scientific and industrial research : JSIR. - New Delhi: Council, ISSN 0022-4456, ZDB-ID 4104080. - Vol. 63.2004, 12 – P. 979-984
45. Janiga, D. et al. End-Point Model for Optimization of Multilateral Well Placement in Hydrocarbon Field Developments //Energies. – 2020. – T. 13. – №. 15. – C. 6.

46. Joshi, S. Horizontal and Multilateral well technology //Tulsa, Oklahoma. – 2007., Kayode O. Multilateral well modeling from compartmentalized reservoirs: дис. – Memorial University of Newfoundland, 2018 – С. 22
47. Krason, J., and Finley, P.D., 1993, Messoyakh gas field–Russia, West Siberia Basin, in Beaumont, E.A., and Foster, N.H., eds., Structural traps VII, in Atlas of oil and gas fields: American Association of Petroleum Geologists Treatise of Petroleum Geology, P. 197–220.
48. Le Heron, D. P. et al. Evolution of Mesozoic fluvial systems along the SE flank of the West Siberian Basin, Russia //Sedimentary Geology. – 2008. – Т. 208. – №. 1-2. – С. 45-60.
49. Lian, P. et al. A model for coupling reservoir inflow and wellbore flow in fishbone wells //Petroleum Science. – 2012. – Т. 9. – №. 3. – С. 336-342.
50. Manshad, A. K. et al. Economic and productivity evaluation of different horizontal drilling scenarios: Middle East oil fields as case study //Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – Т. 9. – №. 4. – С. 2449-2460.
51. Okon, A., Appah, D., Akpabio, J. Water coning prediction review and control: developing an integrated approach //Journal of Scientific Research and Reports. – 2017. – Т. 14. – №. 4. – С. 1-24.
52. Reading, H. G. (Ed.) (1978). Sedimentary Environments and Facies. 2nd ed. Blackwell Scientific Publications, P. 615.
53. Simangunsong R., Villatoro J. J., Davis A. K. Wellbore stability assessment for highly inclined wells using limited rock-mechanics data //SPE annual technical conference and exhibition. – OnePetro, 2006. – 13 p.
54. Sun, E. et al. Study on Productivity Model of Herringbone-Like Laterals Wells and Optimization of Morphological Parameters Considering Threshold Pressure Gradient in Heavy Oil Reservoirs //World Journal of Engineering and Technology. – 2019. – Т. 7. – №. 02. – С. 302.
55. Surikova E. S., Solmin A. E., Guseva S. M. Regional model of the geological structure of the Yamal and Gydan oil-and-gas areas //IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2018. – Т. 193. – №. 1. – 9 с.

56. The Defining Series: Multilateral Wells [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-multilateral-wells>.
57. Torvund, S. et al. First installation of multilateral drilling stimulation technology in tight sandstone formation //SPE Western Regional Meeting. – OnePetro, 2016. 8 p.
58. Vernikovskiy, V. et al. Geodynamics and oil and gas potential of the Yenisei-Khatanga Basin (Polar Siberia) //Minerals. – 2018. – Т. 8. – №. 11. – С. 510.
59. Voronin, A. et al. An Analysis of Rotary Steerable Systems for Sidetracking in Open Hole Fishbone Multilateral Wells in Vostochno-Messoyakhskoye Field //SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2017. – 15 p.
60. Xiance, Y. et al. A comparison between multi-fractured horizontal and fishbone wells for development of low-permeability fields //Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition. – OnePetro, 2009. – 11 p.
61. Xing, G. et al. Fishbone well drilling and completion technology in ultra-thin reservoir //IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2012. – 5 p.
62. Zhou, X., Zeng F., Zhang L. Improving Steam-Assisted Gravity Drainage performance in oil sands with a top water zone using polymer injection and the fishbone well pattern //Fuel. – 2016. – Т. 184. – С. 449-465.

Фондовая


63. Подсчет геологических запасов нефти, газа и конденсата, технико-экономическое обоснование КИН и КИК Восточно-Мессояхского месторождения // Отчет по договору / Отв. Исполнитель Касаткин В.Е. – Санкт-Петербург, ООО «Газпром нефть НТЦ», 2011 – 172 с.
64. Литолого-фациальная модель пласта ПК₁₋₃ Мессояхского месторождения // Отчет по договору / Отв. исполнитель Филиппович Ю.В. и др. – Москва, Halliburton Consulting & Project Management, 2012 – 54 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А


(справочное)

LITERATURE REVIEW


Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Полянский Владислав Александрович		10.06.2022

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		10.06.2022

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Макаровских А.В.	—		10.06.2022

A.1 Description of the research object

Vostochno-Messoyakhskoe field is in the northwestern part of the West Siberian basin of Russia. In stratigraphic terms, the considered field consists of a pre-Paleozoic metamorphic basement, intermediate structural level (thick layer of Paleozoic rocks) and a sedimentary cover, represented by deposits of various ages – from the Mesozoic era to the Quaternary period. The sedimentary environment under which Vostochno-Messoyakhskoe field was formed changed from deep-water conditions with carbonate rock at the base of the structural stage to deposits with continental genesis at its top (Krason and Finley, 1993).

At the Vostochno-Messoyakhskoye field in the sedimentary cover of the Mesozoic age eight petroleum systems were discovered according to drilling data. Those systems were formed at the period from the early Jurassic period to the Turonian age. The most significant volume of reserves is accumulated at sediments of the Cretaceous age.

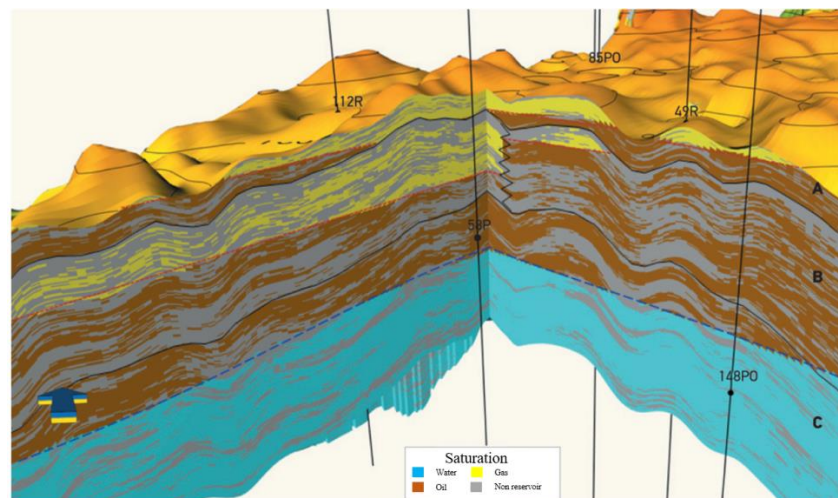


Figure A.1 – Geological cross-section of formation PK₁₋₃

The main productive reservoir of Vostochno-Messoyakhskoe field is PK₁₋₃ formation (Figure A.1). It is a massive-type reservoir which contains oil and gas. This formation is discovered by well 35 in 1989. The deposit is the largest in size (26 x 12 km) in the field and lies in a complexly interbedded stratum of highly porous sandstones, siltstones and mudstones of the Pokurskoe suite (Cenomanian). The

effective thickness of the reservoir varies from 95 to 121 m, the effective oil and gas pay thickness changes from 5.1 to 67.5 m.

Formation PK₁₋₃ is characterized by relatively shallow depth (800 m), low formation temperature (16 °C) and consists of unconsolidated sandstone. Formation fluid has high viscosity (111 mPa*s) and the content of resinous fractions in the composition. All these factors create opportunities and risks of reducing well productivity.

It refers to the upper part of the Pokurskoe suite occurring at a depth of about 900 m. This reservoir can be divided into three intervals (cyclites), each of which corresponds to a certain stage of the sedimentation process (Figure A.2):

- lower (cyclite C): main lithotype is sandstone with medium/fine grain size;
- medium (cyclite B): main lithotype is sandstone with fine/very fine grain size;
- upper (cyclite A): main lithotype cannot be highlighted, the interval is presented by interlaying of very fine sandstone and siltstone.

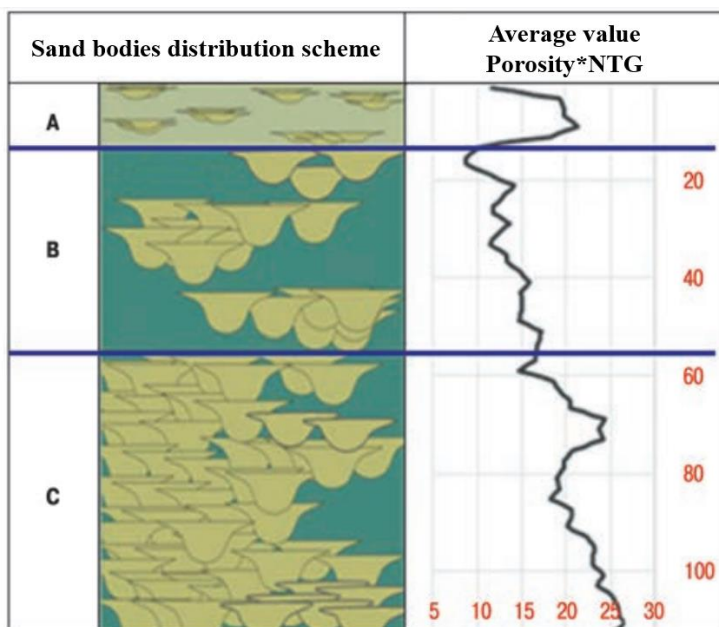


Figure A.2 – Schematic diagram of the PK₁₋₃ formation cyclite structure (NTG - net-to-gross ratio)

At the same time, more than 70% of all reserves of the PK₁₋₃ formation are accumulated in cyclites A and B, which imposes additional restrictions on the

development of the reservoir associated with the heterogeneity of the distribution of sand bodies and the position of contacts in the middle and upper cyclites.

Factors complicating the development process of the object in question:

- the target formation lies at a shallow depth (about 800 m) and is composed mainly of unconsolidated sandstone, which increases the risk of collapse of open horizontal wells and sand production;
- deltaic genesis of deposits, implying a large number of heterogeneities and uncertainties;
- uncertainty in OWC and GOC position (due to block structure of the field and presence of numerous impermeable faults) which limits the use of multi-stage hydraulic fracturing technology;
- high viscosity of oil;
- presence of gas cap with unique properties due to its origin (oil biodegradation).

When drilling horizontal wells in the underlying, purely oil cyclite C, due to the good properties of the reservoir, there is a risk of pulling the water cone to the wellbore of the production well and appearing of water in produced fluid (water cut). Drilling horizontal wells in the overlying cyclites A and B also does not provide maximum reservoir coverage and creates the possibility of complications in drilling (collapse of well walls in a weakly cemented reservoir).

A.2 «Fishbone» well design concept

Design of fishbone (herringbone pattern) well is classified as a type of multilateral well construction (Figure A.3).

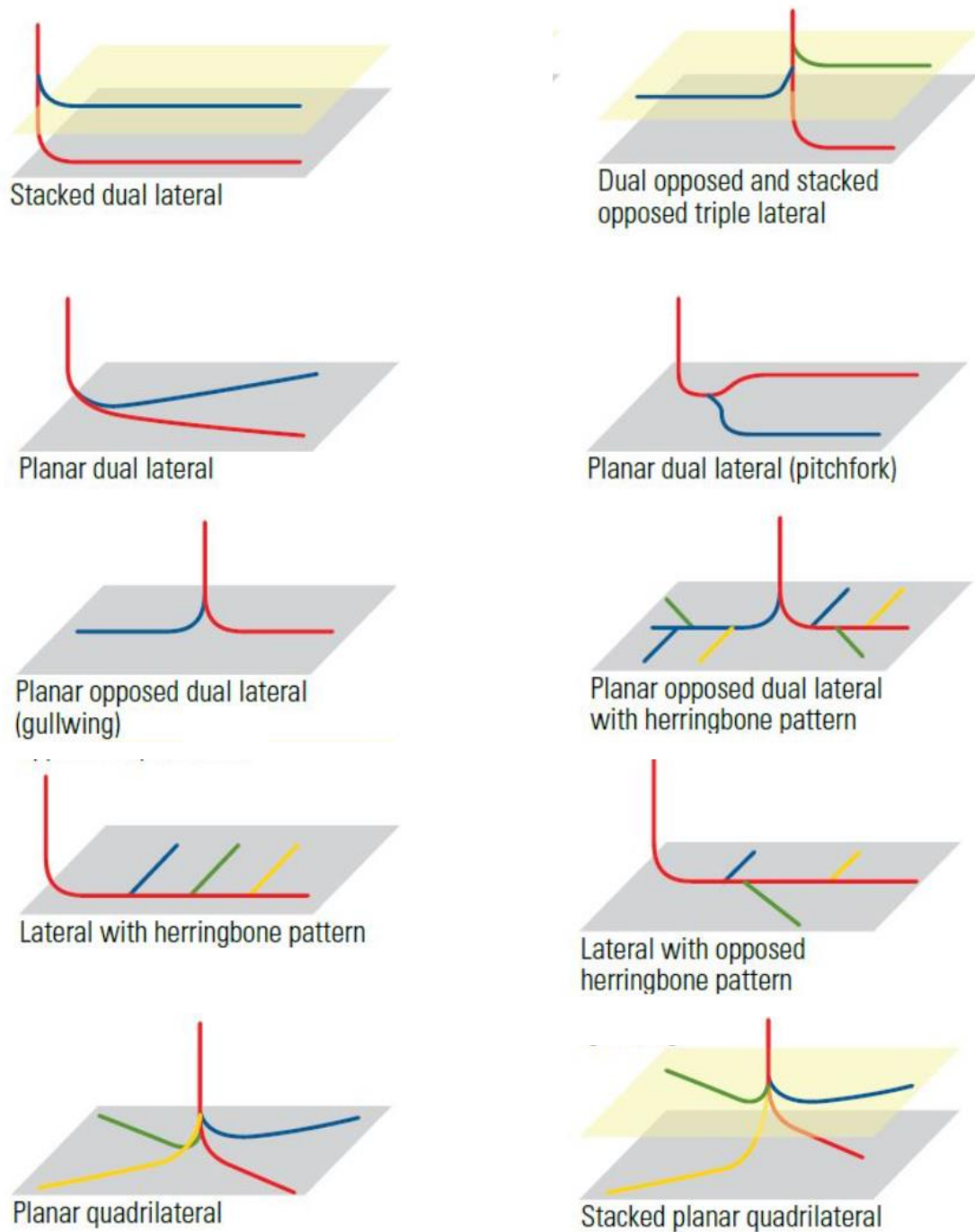


Figure A.3 – Various designs of multilateral wells

Drilling the well with fishbone technology consists in the creation of one horizontal wellbore, from which several additional branches extend – sidetracks of the well (Figure A.4). This method of well design allows for controlled stimulation of the inflow to the well by increasing the sweep efficiency and involving individual sections of the reservoir in the development.

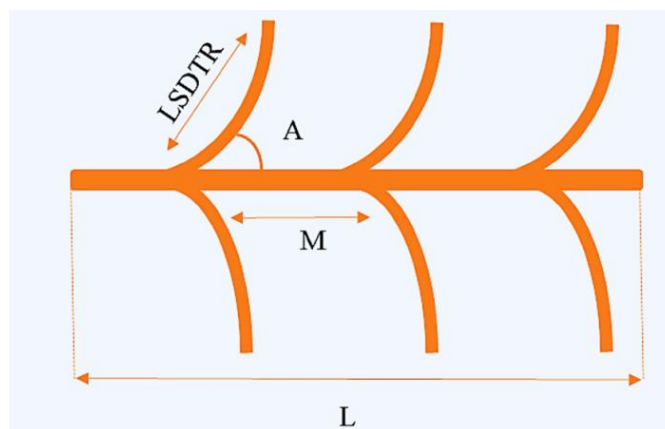


Figure A.4 – Schematic draw of fishbone well with six branches and its characteristics: L – length of main borehole, LSDTR – sidetrack length, M – space between sidetracks, A – angle between main borehole and sidetrack hole (Manshad et al., 2019)

This method is an alternative to the use of hydraulic fracturing (HF) technology. For example, in some cases HF cannot be used under conditions of fluid contact uncertainties and relatively thin formations because of coning and premature water cut risks. For such engineering task fishbone well with accurately calculated parameters (trajectory of main borehole, number of sidetracks and its length) can be an optimal option. In some researches based on mathematical models it was demonstrated that fishbone wells become more attractive than multi-fractured horizontal wells in reservoirs with relatively high-vertical permeabilities (Manshad et al., 2019). It also should be said that for the field considered in the article the net present value (NPV) of design with fishbone horizontal wells increases, but not proportionally, with the number of rib holes and number of wells. The NPV increases with rib hole length and decreases with rib hole spacing.

Employment of fishbone technology allows achieving the following effects:

- Reduction of the well drilling cost by decreasing the time of tripping and drilling operations;
- Opportunity to re-evaluate reserves and include previously unprofitable reservoirs and traps in the development;
- Increased coverage of oil-saturated areas of the reservoir

– Field development at lower drawdown in order to prevent coning and increase the waterless time of well operation.

A.3 Optimal «fishbone» pattern determination criteria

Performance of fishbone well depends on four different sections of data, such as:

1. Reservoir characteristics (can be estimated with a simulation model);
2. Multilateral well configuration;
3. Wellbore stability and completion design;
4. Productivity and economic feasibility.

Geological parameters of formation (porosity, permeability, net-to-gross ratio, thickness, heterogeneity) influence the productivity of the well and required pressure differential to obtain a target flow rate.

Fishbone well configuration (number of sidetracks, their length, angles and distance between them) influences the pressure differential distribution and increases the area of contact between formation and borehole.

Stability of the main borehole is also an important question. In order to prevent its collapse which can decrease productivity of the whole well with plenty of sidetracks, it has to be cased. Consequently, a well has to be completed with the assembly of TAML level № 2 or higher. All possible loads have to be estimated with geo-mechanical model to determine optimal well completion design (Garrouch and Ebrahim, 2001). Rock stresses should be accurately calculated with the use of different rock failure criteria (shear or tensile failures, Mohr-Coulomb and Drucker-Prager criteria).

All parameters which have been described above are considered during the evaluation of economic efficiency. For example, a fishbone well with cased sidetracks and main borehole may be unprofitable in the considered field with low flow rates. Then, a simple horizontal well with installed liner can be an optimum option. Each

proposed design of fishbone should be estimated with the use of plenty of economical parameters (NPV, IPR, payback period, etc.) before decision is made.

The procedure of optimum parameters for a multilateral (fishbone) well construction can be represented by the following diagram (Fig. A.3.1).

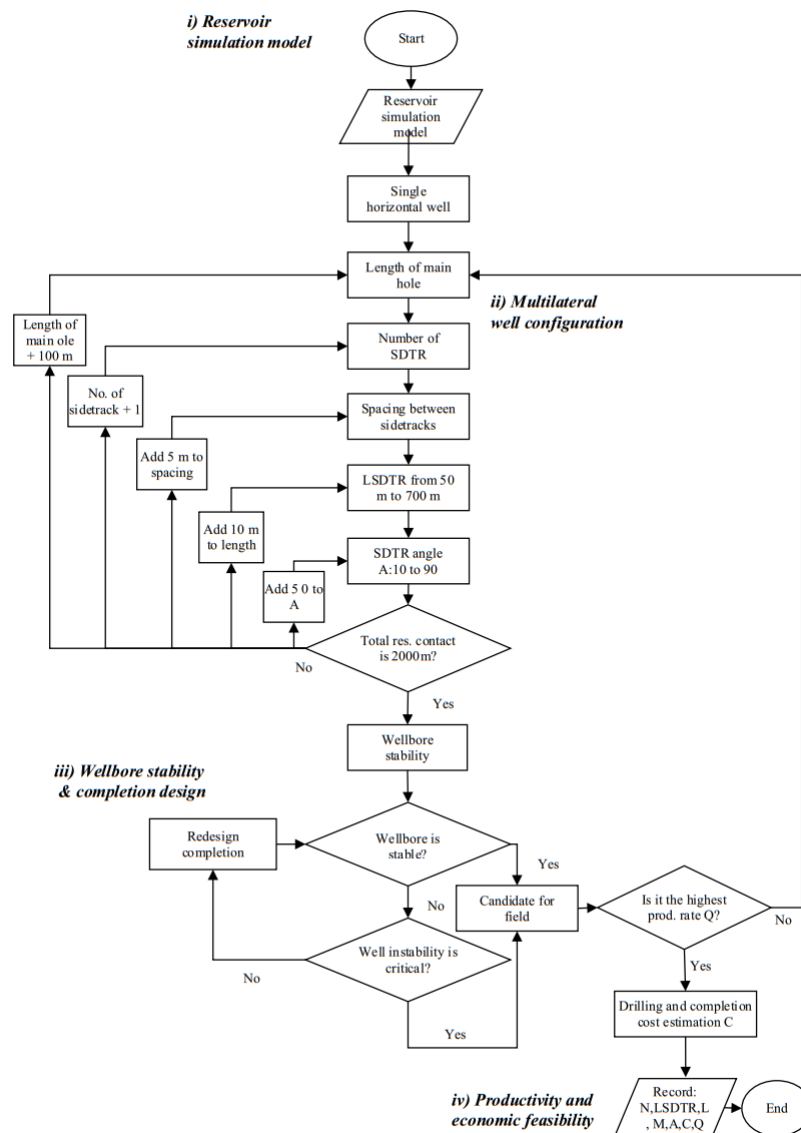


Figure A.5 – Schematic flowchart for selection of optimal multilateral (fishbone) well characteristics (Manshad et al., 2019)

Thus, using this flowchart, fishbone well design with maximum efficiency and safety can be determined under conditions of the considered field.

A.4 Assessment methods of «fishbone» well productivity

In order to estimate productivity of wells which are drilled with a fishbone technology, the following approaches can be implemented:

- Numerical methods;
- Analytical methods (mathematical models of pressure behavior, flow modes, and productivity index for each sidetrack, main borehole and its mutual interference to derive an equation for the whole fishbone assembly);
- Artificial Intelligence Techniques.

The first method assumes using hydrodynamic models as a tool for well parameters estimation. Fishbone main borehole and sidetracks connect centers of each grid cell which it goes through. The accuracy of such a model depends on grid sizes (fining of grid cells makes the model to be more adequate and compatible to real data) (Figure A.6).

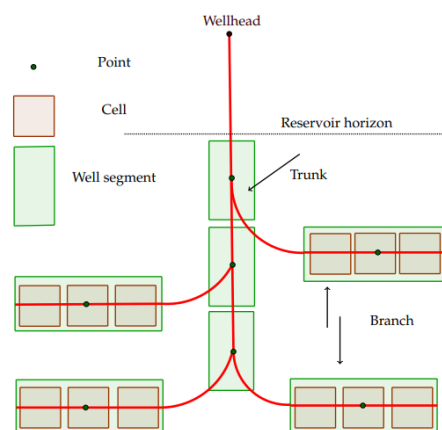


Figure A.6 – Multilateral (fishbone) well representation scheme (Janiga, Podsobinski et al., 2020)

In the last couple decades several analytical solutions for pressure transient behaviors, flow modes, and productivity index of single horizontal well depleting finite and infinite acting reservoirs were presented. It has been pointed out in these studies that multilateral completion could be a better choice comparing to single horizontal well completion for the cases of severe reservoir heterogeneity and the presence of geological constraints affecting horizontal drilling (Al-Rbeawi, 2018). The main idea of the considered solution is to exclude formation characteristics from derivation (by introducing a dimensionless pressure, time, etc.). Productivity index is very well

documented as the production rate that can be obtained by a pressure drop of (1.0) psi. In dimensionless form it can be written as:

$$J = CJ_D = \frac{C}{(P_{wD} - P_{pD})} \quad (4.1)$$

where P_{wD} is the total pressure (sum of Darcy and non-Darcy flow pressures) calculated by:

$$P_{wD} = P_{DD}(x_{wD}, y_{wD}, z_{wD}, t_d) + P_{ND} \quad (4.2)$$

and P_{pD} is the pressure drop required to change reservoir pressure from initial to average reservoir pressure and calculated by formulae for different reservoirs (Salam Al-Rbeawi and Emre Artun, 2019).

The main problem of analytical solution equations is that they do not take into account heterogeneity of the reservoir. In other words, most of equations can be used only under conditions of infinitely homogeneous and isotropic formation with relatively equal porosity and permeability (Lian P. et al., 2012). Thus, applying analytical equations to the fields with continental genesis (isolated sand bodies with high clay content and heterogeneity), inaccurate value of fishbone well productivity will be determined.

The third method that can be used to estimate productivity is artificial intelligence techniques (Hassan, Abdulraheem et al, 2017). In recent research papers some models were proposed. They investigate the significance of reservoir parameters, number of laterals, permeability ratio (K_h/K_v), length of laterals and lateral spacing on the productivity of the fishbone well (Table A.1). These data should be used by neural network to perform «machine learning».

Table A.1 – Statistical analysis of the input/output data used in artificial intelligence techniques

Parameter	K_h/K_v	N laterals	Length (ft)	Distance (ft)	Pwf (psi)	Flow rate (scf/D)
Minimum	1	2	700	1300	14.7	0
Maximum	1000	14	3100	5200	4800	197903.226
Mean	61	6.667	2759.523	2723.809	2359.558	81860.474
Mode	10	6	3100	2600	14.7	0

Range	999	12	2400	3900	4785.3	197903.226
Standard Deviation	211.3	2.499	693.099	685.121	1551.738	48712.516
Skewness	4.192	1.412	-1.9159	2.0689	0.09535	-0.118
Kurtosis	18.73	5.358	5.3081	9.503	1.7184	2.216
Coeff. of variation	346.4	37.491	25.116	25.153	65.763	59.507

For accurate forecast, huge data sample should be used (in the considered article more than 250 data sets were utilized to develop and validate the model reliability).

The production rate can be estimated using the following tools:

- artificial neural network (ANN) (Figure A.7);
- adaptive neuro fuzzy inference system (ANFIS);
- generalized neural network (GRNN);
- radial basis function network (RBF).

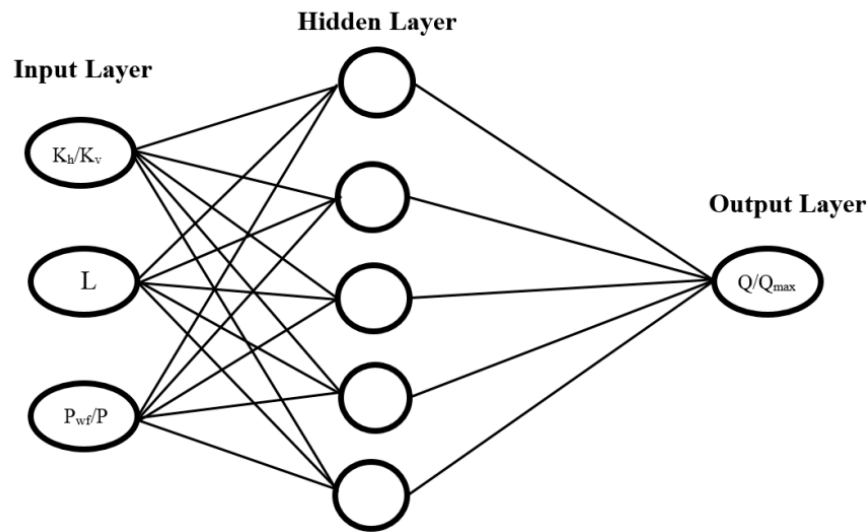


Figure A.7 – Artificial neural network model architecture with input, hidden, and output layer

The artificial neural network model was used to extract a mathematical equation, the weights between input/hidden layers (W_1) and hidden/output layers (W_2) were used to derive the equation. The proposed model to predict the fishbone productivity is given by the following equations.

$$\frac{q}{q_{max}} = \left[\sum_{i=1}^N w_{2i} \text{tansig} \left(\sum_{j=1}^J w_{1i,j} x_j + b_{1i} \right) \right] + b_2 \quad (4.3)$$

$$\frac{q}{q_{max}} = \left[\sum_{i=1}^N w_{2i} \left(\frac{2}{1 + e^{-2(w_{1i,1}(\frac{kh}{kv})_j + w_{1i,2}L_j + w_{1i,3}(\frac{P_{wf}}{P_{avg}})_j + b_{1i})}} \right) \right] + b_2 \quad (4.4)$$

where b_1 – Bias for hidden layer neuron j , b_2 – Bias for output layer of ANN model, i – index for input parameters, j – index for hidden layer neurons, kh/kv – permeability ratio, Q – flow rate, Q_{max} – absolute open flow, w_{1i} – weights vector between input and hidden layer for ANN model, w_{2i} – weights vector between hidden and output layer for ANN model, x_i – input parameters, P_{wf} – flowing bottom hole pressure, P_{avg} – average reservoir pressure, psia.

Main disadvantages of such an approach:

- neural network model calculation is not based on physical principles;
- huge massive of modeled/real data is required to derive an equation.

Taking into account all surveyed information about fishbone performance assessment techniques, it can be said that only a numerical method (creation of the hydrodynamic model) is applicable in the framework of this graduation project due to the lack of production data and high heterogeneity of reservoir.

ПРИЛОЖЕНИЕ В Параметры для создания итераций распределения свойств методом объектного моделирования

Характеристика песчаных тел		Циклит С	Циклит В	Циклит А
Ориентация в горизонтальной плоскости,		225	135	135
Длина, м	Минимальная	800	200	150
	Средняя	1200	400	300
	Максимальная	1600	600	450
Ширина, м	Минимальная	100	40	30
	Средняя	700	150	100
	Максимальная	1000	300	225
Мощность, м	Минимальная	20	12	5
	Средняя	30	16	10
	Максимальная	50	20	12
Песчанистость		0.75	0.6	0.45