

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт Нефти и газа
институт
Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело
21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов
добычи нефти»

**ПОДБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ
ВАНКОРСКОГО КЛАСТЕРА НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО
АНАЛИЗА ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ**

тема

Руководитель 
подпись, дата

старший преподаватель
должность, ученая степень

Н.М. Дадакин
инициалы, фамилия

Выпускник 
подпись, дата

И.А. Ксензов
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа дипломной работы по теме: Подбор оптимальных вариантов разработки Ванкорского кластера на основе комплексного анализа геолого-физической информации

Консультанты по разделам:

Безопасность и экологичность проекта

Е.В. Домаев

Е.В. Домаев 20.06.16.

подпись

дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

О.В. Помолотова

27.06.16.

подпись

дата

инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт Нефти и газа

институт
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Ксензову Игорю Андреевичу

фамилия, имя, отчество

Группа ГБ 12-03 Направление (специальность) 21.03.01

номер

код

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Подбор оптимальных вариантов разработки Ванкорского кластера на основе комплексного анализа геолого-физической информации

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР: Н.М. Дадакин, главный инженер проекта по Иркутской группе ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», старший преподаватель, кафедра РЭНГМ. ИНиГ СФУ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: Научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовому профилю, пакет геологической и геофизической информации по Ванкорскому месторождению

Перечень разделов ВКР: 1.Геологическая часть, 2. Технологическая часть, 3.Специальная часть, 4. Безопасность и экологичность проекта.

Руководитель ВКР


подпись

Н.М. Дадакин
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

И.А. Ксензов
инициалы, фамилия

27» июля 2016г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа Подбор оптимальных вариантов разработки Ванкорского кластера на основе комплексного анализа геолого-физической информации

Настоящая бакалаврская работа содержит 114 страниц, 21 таблица, 25 рисунков, 10 формул, 18 графиков.

СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ, АДАПТАЦИЯ, РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

Объектом исследования является геолого-гидродинамическая модель залежи углеводородов, основанная на комплексе геолого-геофизической и промысловой информации и предназначенная для принятия решений по оптимизации разработки.

Целью исследовательской работы является построение гидродинамической модели реального месторождения, проверка чувствительности модели к изменению параметров пласта, выявление зависимости модельных показателей разработки от изменения насыщения в пласте и подбор оптимальных вариантов разработки для объекта исследования.

В данной исследовательской работе представлены геолого-промысловая характеристика и состояние разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, проведен анализ чувствительности модели к различным параметрам, выбрана оптимальная система разработки продуктивного пласта Як-III-VII.

СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
Введение.....	6
1. Геологическая часть.....	7
1.1 Общие сведения о месторождении.....	7
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	11
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов	20
1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды.....	27
1.5 Запасы нефти и газа. КИН.....	37
2. Технологическая часть.....	42
2.1 Текущее состояние разработки.....	42
2.2 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения.....	44
2.3 Анализ состояния фонда скважин.....	46
2.4 Проектные показатели разработки Ванкорского месторождения.....	49
2.5 Мероприятия по контролю разработки и программа исследовательских работ.....	51
3. Специальная часть.....	52
3.1 Постановка цели и задач.....	52
3.2 Выбор объекта исследования.....	53
3.2.1 Обоснование выбора объекта исследования.....	53
3.2.2 Характеристика объекта исследования.....	54
3.2.3 Выбор оптимального участка пласта для исследования.....	56
3.3 Использование гидродинамического моделирования (ГДМ) для выбора оптимального варианта разработки объекта исследования.....	61
3.3.1 Понятие гидродинамического моделирования и гидродинамической модели.....	61
3.3.2 Актуальность использования ГДМ при разработке Ванкорского месторождения.....	62

3.3.3 Построение гидродинамической модели в рамках исследовательской работы.....	63
3.3.4 Размещение скважин.....	64
3.3.5 Анализ полученных результатов.....	67
3.3.5 Выводы. Выбор оптимальной системы разработки.....	75
3.4 Анализ чувствительности модели к изменению параметров.....	76
3.4.1 Понятие адаптации.....	76
3.4.2 Выделение проблемы и определение цели исследования.....	78
3.4.3 Практическая часть исследования.....	79
3.4.4 Анализ полученных результатов.....	81
3.4.5 Вывод по анализу чувствительности модели.....	89
4. Безопасность и экологичность проекта.....	90
4.1 Недостатки базовой конструкции по обеспечению безопасности труда...	90
4.2 Проектные решения по обеспечению безопасности труда.....	92
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	93
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	96
4.5 Обеспечение взрывопожарной безопасности	100
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	101
4.7 Экологичность проекта.....	103
Заключение.....	105
Список использованных источников.....	106
Приложение А.....	107

ВВЕДЕНИЕ

Основная цель современной разработки месторождений углеводородов направлена на наиболее полное извлечение их извлекаемых запасов при максимальной экономической рентабельности. Для достижения наиболее полного коэффициента охвата и коэффициента извлечения нефти используются передовые технологии. Одним из ключевых направлений по праву является компьютерное моделирование. Адаптация истории разработки и ее прогноз, позволяют оптимально и с наименьшими затратами, разрабатывать месторождения углеводородов.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ возможности разработки пласта ЯК-III-VII при помощи гидродинамического моделирования. Выбор оптимального варианта разработки будет основываться на свойствах модели пласта и объемах извлекаемых углеводородов при пяти-, семи-, девятиточечной системе разработки. Дополнительной целью исследования является проведение анализа чувствительности модели к изменению различных параметров пласта.

1. Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) открыто в 1988 году и расположено на двух лицензионных участках: на территории Туруханского муниципального района Красноярского края (Ванкорская площадь), и в Дудинском районе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района Красноярского края (Северо-Ванкорская площадь).

В 140 километрах находится ближайший населённый пункт – г. Игарка, а в 300 километрах к юго-западу от месторождения расположен районный центр – посёлок Туруханск. Район является слабо населённым, плотность населения составляет менее 1 человека на квадратный километр. В районе месторождения нет крупных населённых пунктов, автомобильные и железные дороги отсутствуют. В городе Игарка имеется речной порт и аэропорт, позволяющий принимать как пассажирские суда, так и тяжёлые грузовые самолёты.

Ближайшие месторождения, которые находятся в промышленной эксплуатации, а именно Южно- и Северо-Соленинское, Мессояхское, расположены на севере-северо-западе в 160-180 километрах от Ванкорского месторождения. В 200 км к западу-юго-западу от месторождения находится Заполярное месторождение, на котором располагается ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаза». В районе территориального расположения Ванкорского месторождения находится действующий нефтепровод Ванкор-Пурпе, по которому нефть поступает в систему «Транснефти». Протяжённость нефтепровода – 556 км.

Месторождение расположено на центральной части Нижне-Енисейской возвышенности. Рельеф местности – полого-холмистая заболоченная поверхность тундры и лесотундры, изрезанная большим количеством рек и озёр. Абсолютные отметки рельефа не превышают 50-100 метров. Болота, по

большой части, являются мохово-травянистыми, I категории. Территория района месторождения покрыта мелкими кустарниками, лишайниками, мхами. На берегах рек растут карликовые берёзы и лиственницы.

Климат района Ванкорского месторождения относится к резко континентальному. На территорию происходит постоянное вторжение холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана. Район характеризуется продолжительной холодной зимой, которая длится 8-9 месяцев (с октября по май), лето умеренно-тёплое. Для данной местности характерны большие годовые и суточные перепады температуры воздуха. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 10 °С. Наиболее холодными месяцами являются декабрь, январь, февраль, средняя температура в эти месяцы минус 26 °С, в отдельные дни возможно снижение температуры воздуха до минус 57 °С.

Образование устойчивого снежного покрова происходит в начале октября. Снежный покров неравномерен по мощности: на равнинных участках – до 1 м; в оврагах, распадках – до 3 м. Среднегодовое количество осадков находится в районе 450 мм, наибольшее их количество приходится на август – сентябрь. Зимой преобладают южные и юго-западные ветры, в весенне-летний период – северные и северо-западные. Средняя скорость ветра – 5-7 м/с, максимальная – 25 м/с.

Ванкорское НГКМ расположено в зоне многолетнемерзлых пород. Средняя толщина этой зоны находится в пределах 450-480 м, толщина деятельного слоя составляет 0,5-1 м.

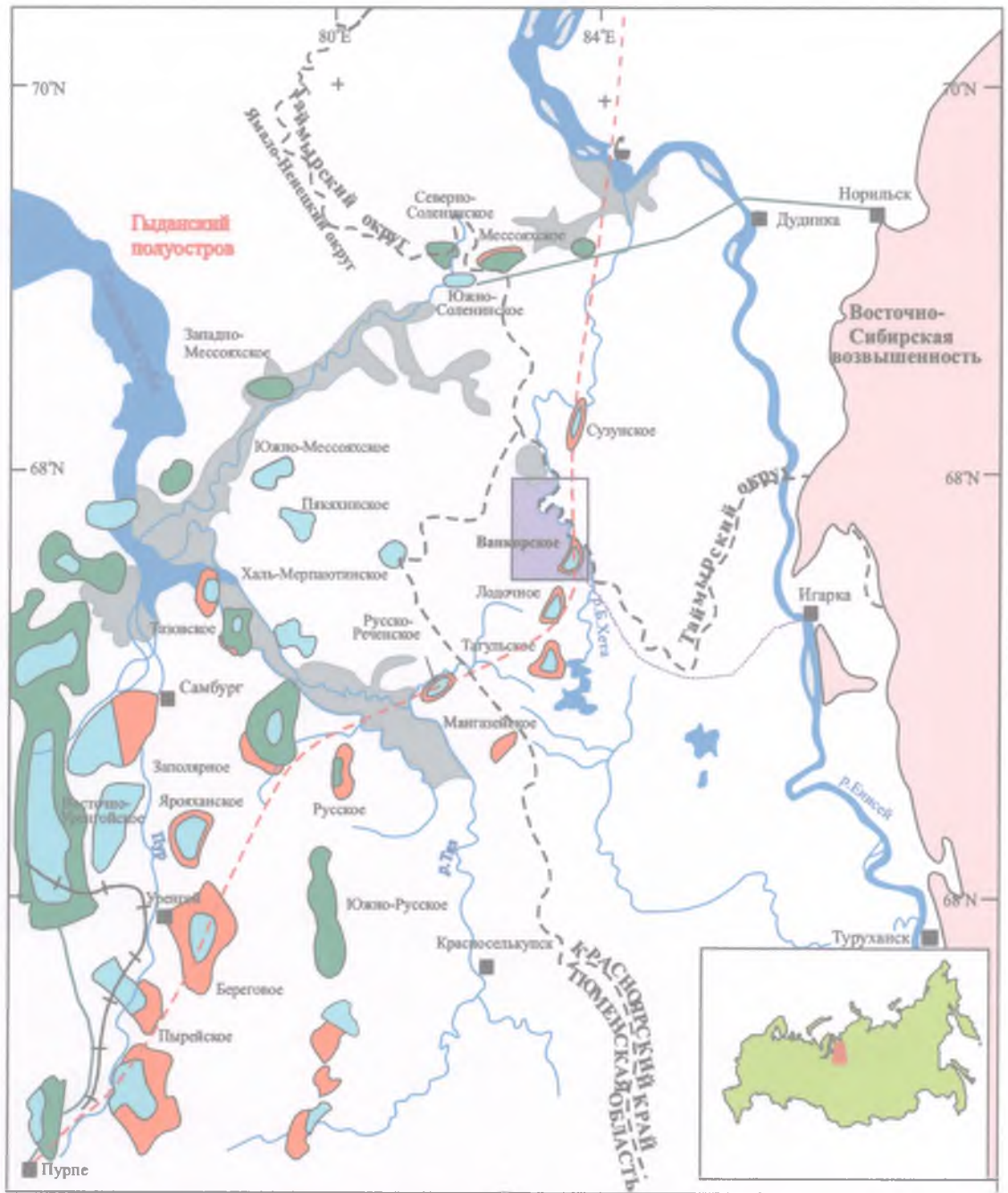
Гидрографическая сеть относится к бассейну реки Большая Хета и её притокам (р. Лодочная и др.). Река Большая Хета является судоходной в весенний период в течение 25-30 дней для судов водоизмещением до 1000 тонн. Река Большая Хета впадает в р. Енисей, которая протекает в 100 километрах восточнее месторождения. Ширина реки в устье – до 500 м, в районе месторождения – до 200 м. Река Лодочная судоходной не является, её ширина приблизительно 50 м, глубина – от 0,3 до 3 м. Ледоход на р. Большая Хета

начинается в середине апреля и заканчивается в середине июня, в то же время, когда заканчивается ледоход на Енисее. Ледостав начинается в начале октября. Продолжительность навигации составляет 130 суток.

Завоз необходимых материалов и оборудования в г. Игарка происходит водным путём по реке Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск – Игарка составляет 1747 км. Основной объём грузов на Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение может завозиться только в зимнее время, после того, как происходит достаточное промерзание болот и начинают функционировать временные зимние дороги (зимники). Расстояние от г. Игарка до площади месторождения по зимнику составляет в среднем 150 км.

Энергоснабжение объектов Ванкорского производственного участка обеспечивает газотурбинная электростанция (ГТЭС) с установленной мощностью 206 МВт, являвшаяся до 2015 года единственным источником энергоснабжения. В настоящее время осуществлено подключение Ванкорской ГТЭС к электрическим сетям Федеральной сетевой компании (ОАО «ФСК ЕЭС») на уровне напряжения 110 кВ с обеспечением подключения дополнительных электрических нагрузок до 60 МВт.

На рисунке 1.1 представлена обзорная карта района Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | | | |
|--|---------------------------|--|---|
| | Болота | | Лицензионная территория СИП "Енисейнефть" |
| | Действующий газопровод | | Сухой газ |
| | Проектируемый нефтепровод | | Газовый конденсат |
| | Железная дорога | | Нефть |
| | Зимняя дорога | | |

0 100 км

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района Ванкорского НГКМ

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

В геологическом строении Ванкорского НГКМ участвуют метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Скважины Ванкорского месторождения вскрывают юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем, юрские отложения вскрыты не в полном объеме, в самой глубокой скважине Вн-11 забой находится в вымских отложениях средней юры.

Период эпоха	Ярус	Свита	Литология	Продуктивные пласты	УВ насыщенные сторизонты	Литологическое описание	
ВЕРХНИЙ МЕЛ-К ₂	Маастрихт К _{2m}	Танайская К _{2tn}				Пески, супеси, бутылки галька, гравий, валуны	
	Кампанский К _{2k}	Салпадинская К _{2sl}				Глины и алевролиты мелководного шельфа	
	В. турон-сантон К _{2t-st}	Нарочная К _{2ns}				Ритмичное чередование песков, алевролитов, глин, суглинков. (приливо-отливная равнина)	
	С. альб-сеноман К _{2al-s}	Долгачовская К _{2d}		Дл-I-III	0	Глины мелководного шельфа	
НИЖНИЙ МЕЛ-К ₁	ап-с альб К _{2a-a2}	Яселевская К _{2jak}		Яс-I-VII	0000	Переслаивание аргиллитов, песчаников с прослоями алевролитов и углей (аллювиальные, надводная дельтовая равнина)	
	Н. готерив-н. ап К _{2g-a1}	Малопетская К _{2mch}				Песчаники, пески, алевролиты и глины фронта дельты	
	Н. валажин-н. готерив К _{2v-g1}	Сударинская К _{2sd}		Сд-I-X	0 0	Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов (подводная дельтовая равнина)	
	К _{2b-v1}	Нижневаложинская К _{2nvl}		Нх-I	0 0	Алевролиты и аргиллиты, песчаники (прибрежно-морские, дельтовые)	
	Н. климберидж-берриас К _{2k-b1}	Яновская К _{2jn}		Нх-III-V	0 0	Аргиллиты, алевролиты мелководного шельфа	
	СРЕДНЯЯ ЮРА-J ₂	Сиговская J _{2sg}				Алевролиты, песчаники шторм. волн и течений	
СРЕДНЯЯ ЮРА-J ₁	Точинская J _{2tc}				II ^c	Аргиллиты мелководного шельфа	
	В. байос-в. бат J _{2b-b1}	Мальшова J _{2ms}				II ^a	Переслаивание алевролитов, песчаников приливо-отливных равнин и лагун
	Байос J _{2b}	Леонтьевская J _{2ln}				II ^b	Аргиллиты и алевролиты мелководного шельфа
	Д. аален-д. байос J _{2a-b}	Высокая J _{2vm}				II ^c	Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов приливо-отливных равнин
НИЖНЯЯ ЮРА-J ₁	В. плинсбах-п. аален J _{1p-a}	Валдинская J _{1vd}				II ^d	Аргиллиты, алевролиты мелководного шельфа
	В. плинсбах J _{1p}	Левинская J _{1lv}				II ^e	Алевролиты и песчаники приливо-отливных равнин с редкими прослоями аргиллитов
	Геттанг-плинсбах J _{1p-s}	Зимняя J _{1zm}					Аргиллиты, алевролиты мелководного шельфа
							Алевролиты, аргиллиты и песчаники с прослоями конгломератов (аллювиальные фации)

-глина
 -алевролит

-алевролит глинистый
 -аргиллит

-песчаник
 -уголь

-нефть
 -газ

Рисунок 1.2 – Сводный разрез юрских и меловых отложений Ванкорского месторождения

Меловая система (Нижний мел - K1)

Нижнехетская свита (K1nch). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Песчаные и алевроито-песчаные разности имеют подчиненное значение. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Отложения характеризуются сложными видами кривой слоистости, обусловленными совместным воздействием волн и течений, встречаются деформационные текстуры, шарики глин, обилие фауны различной сохранности. Возраст свиты берриас – ранний валанжин. В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх- III, Нх-IV), общей толщиной около 80м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-І, толщиной порядка 10м с доказанной нефтенасыщенностью. К кровле пласта Нх-І приурочен отражающий сейсмический горизонт ІД. Мощность свиты в скважине Вн-11 составляет 454 м.

Суходудинская свита (K1sd) согласно залегают на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевроитовыми породами. Некоторые глинистые пачки характеризуются региональным развитием. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки мощностью до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов. Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, с известковистыми и каолинизированными прослоями. Алевролиты серые, буровато-серые в зависимости от содержания глинистого и углистого материала, с линзочками и прослоями мелкозернистого песчаника и аргиллита. Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, цементируются слюдисто-глинисто-каолинитовым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. В песчаниках часто наблюдаются немногочисленные угловатые обломки темно-серых аргиллитов, пропластки и линзовидные включения углисто-глинистого материала и обугленного детрита, по плоскостям наложения намывы слюды.

Аргиллиты темно-серые, в различной степени алевритистые, зачастую содержат линзы, прослой алевролитов и песчаников более светлого цвета. В аргиллитах много растительных остатков, конкреций и включений сидерита, обломков обугленной древесины. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита. Свита является региональным коллектором, в разрезе которого выделяется до 13 песчаных пластов, в том числе до 10 газоносных (Соленинское, Казанцевское, Пеляткинское месторождения). Мощность отложений в скважине СВн-1 достигает 601 м. Возраст свиты ранний валанжин – ранний готерив.

Малохетская свита (K1mch) залегает на суходудинской свите. Разрез свиты представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослой известковых разностей пород, включения обугленных растительных остатков и обломков углей. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты меняется от 145 м (скважина Вн-4) до 200 м (скважина СВн-4). Остатки микро- и макрофауны в отложениях свиты не обнаружены. Возраст свиты - раннеготеривский-раннеаптский.

Яковлевская свита (K1jak) согласно залегает на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослой углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Цвет пород варьирует от светло-серого, почти белого, до черного. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород не выдержаны по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты

является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек. В отложениях яковлевской свиты обнаружены редкие находки макро и микрофауны и споро-пыльцовый комплекс, указывающий на апт-альбский возраст пород. Мощность яковлевской свиты изменяется от 561 м (скважина СВн-1) до 652 м (скважина Вн-8).

Меловая система (Нижний-верхний отделы - К1-2)

Долганская свита (К1-2dl) согласно залегает на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков. Пески и песчаники мелко-среднезернистые часто алевритистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями каолинизированные, кварц-полевошпатового состава. Алевролиты и глины серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, частично каолинизированные. В песчаниках встречаются известковые и сидеритовые конкреции. В целом для пород характерно наличие редких тонких прослоев углей, обломков древесины, галек глин. Фауна в отложениях долганской свиты отсутствует. Альб-сеноманский возраст пород определен по споро-пыльцевому комплексу. Мощность свиты составляет 233-271 м.

Меловая система (Верхний отдел - К2)

Дорожковская свита (К2t1) на всей территории Енисей-Хатангского прогиба и Пур-Тазовской нефтегазовой области является региональной покрывкой, породы которой представлены темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых и зеленовато-серых алевролитов. На нижележащих отложениях долганской свиты они залегают согласно. Толщина отложений 70-78 м.

Насоновская свита (К2t2-st) представлена песчаниками и алевритами. Основной состав свиты – алевриты, в кровельной и подошвенной частях наблюдается опесчанивание разреза. Алевриты серые, серо-зеленые, с подчиненными прослоями глин, темно-серых, вязких. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые на глинистом цементе. Толщина свиты 310-31 м.

Отложения салпадаяхинской и танамской свит (K2kr-m) венчают разрез верхнего мела и представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов светло-серых, слюдистых, со стяжениями известковистых алевролитов, и песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. Толщина отложений 467-530 м.

Четвертичная система – Q

Континентальные отложения, залегающие на размытой поверхности мезозойских отложений. Представлены песками, супесями, суглинками серого, светло-серого цвета с желтоватым оттенком, с многочисленными включениями гальки, гравия, валунов изверженных пород и кварцитов. Мощность отложений не превышает 150 м.

Тектоника

Рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатеррассы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы. В пределах Большехетской мегатеррассы выделяется Сузунское и Лодочное валообразные поднятия. Ванкорская структура осложняет северное окончание Лодочного валообразного поднятия. Ванкорское поднятие по всем картируемым уровням представляет собой изометричную структуру, вытянутую с юга на север.

По кровле долганской свиты поднятие замыкается изогипсой 980 м, имеет длину 28,3 км, и ширину 8,8-14,9 км, соотношение длинной и короткой осей 3,2-1,9. Высота поднятия 60 м, площадь 313,8 км². Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой 950 м, имеет высоту 30 м и площадь 213 км². Северный купол по этому уровню не сформирован. На его месте находится 4 мелких брахиантиклинали амплитудой менее 10 м.

По кровле нижнеяковлевской подсвиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой 1600 м, имеет длину 30,3 км и ширину 5,6-13,3 км. Соотношение длинной и короткой осей 2,3-5,4. Высота поднятия 70 м, площадь 269,2 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой 1580 м. Южный

приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам, газонефтяная залежь – Як-III-VII и нефтегазоконденсатная залежь НХ-III-IV, приуроченные к яковлевской и нижнехетской свитам. Общая геолого-физическая характеристика продуктивных залежей, включающая среднюю глубину залегания, тип залежи, тип коллектора, площадь нефтегазоносности, среднюю общую толщину, средние нефте-, газо-, водонасыщенные толщины, положение ВНК, ГНК, ГВК, начальные пластовые давления и температуру, представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметр	Продуктивные пласты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	1000	1647	1659	1671	2400	2670	2786
Тип залежи по фазовому состоянию УВ	Газовая	Газовая	Газовая	Газонефтяная	Нефтяная	Нефтяная	Нефтегазоконденсатная
Тип залежи	Пластовый, сводовый, литологически экранированный			Массивный, сводовый	Пластовый, сводовый, литологически экранированный	Пластовый, сводовый	

Продолжение таблицы 1.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Тип коллектора	Терригенный						
	Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	24750	2332	7222	2714	17996	384920
Начальное пластовое давление, МПа	9,6	15,8	15,8	15,9	23,5	25,4	27,1
Начальная пластовая температура, °С	12	30	30	34	53	59	65
Параметр	Продуктивные пласты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Средняя общая толщина, м	29	10	40	82	41	21	62
Средняя газонасыщенная толщина, м	11,2	2,9	1,4	5,9	-	-	16,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	-	-	19,1	5,3	6,3	17,3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,5	6,0	38,5	28,5	15,2	2,9	11,0

Окончание таблицы 1.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Абсолютная отметка ГНК / ГВК, м	979	1580	1593	1600	-	-	2716
Абсолютная отметка ВНК, м	-	-	-	1650	2379	2667	2760

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Определение физико-гидродинамических характеристик пород яковлевской и нижнехетской свит Ванкорского месторождения проводилось по данным фильтрационных исследований, выполненных в ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» и ООО «ВНИИГАЗ». Кроме того, в ООО «РН-Уфанипинефть» были проведены эксперименты по вытеснению нефти водой на составных моделях пласта для каждой из свит. Для воспроизведения реальных геолого-физических условий использовались натурные образцы керна, в опытах соблюдались термобарические условия яковлевской и нижнехетской свит Ванкорского месторождения.

Отбор керна произведен в шести скважинах: ВН-2, ВН-4, ВН-5, ВН-9, ВН-10 и СВ-1. Наименьший вынос керна получен в рыхлых песчаниках долганской свиты. Из яковлевских отложений вынесен керн из уплотненных песчано-алевритовых пластов и вмещающих пород. Наиболее полный вынос керна получен из отложений нижнехетской свиты.

Коллекторы горизонта Як-III-VII яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевритовыми песчаниками, преимущественно

массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %. Пористость по керну достигает 32,9%, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2%, а средняя проницаемость – 300,3 мД. Средняя величина водонасыщенности – 32,9%. По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений). Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алевритоглинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Литология долганской свиты освещена керном в интервале глубин 985,0 – 1018,0 м (скв. СВ-1). Свита в основном представлена аргиллитами, мягкими, хрупкими, массивными, иногда неяснослоистыми за счет включения плотного алевролита. В средней части толщи в интервале 999,0 – 1004,0 м встречен пласт алевролитов, крупнозернистых, неяснослоистых за счет включения хрупких аргиллитов. Встречаются многочисленные растительные остатки. В основании свиты прослеживается (0,8 м) пласт песчаника толщиной 0,8 м, мелко- и тонкозернистого, кварцполевошпатового, некарбонатного, неслоистого, однородного с глинистым цементом.

Коллекторы горизонта Як-I-VII яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Пористость по керну достигает 32,9%, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2% (110 образцов), а

средняя проницаемость – 300,3 мД (98 образцов). Средняя величина водонасыщенности – 32,9% (41 образец).

По данным ГИС среднее значение пористости составляет 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алевроито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I, Нх-III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Пористость по керну достигает 30,2%, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17,9% (206 образцов), а средняя проницаемость – 50,1 мД (197 образцов). Средняя величина коэффициента водонасыщенности – 49,8% (135 образцов).

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8% (146 определений), средняя проницаемость – 42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8% (108 определений).

Смачиваемость пород определялась методом адсорбции на 40 образцах керна из скважины СВ-1 и 20 образцах из скважины ВН-9. По данным экспериментов коэффициент смачиваемости изменялся от 0 (фильность) до 1 (фобность). Все исследованные образцы являлись преимущественно фильными.

Таблица 1.2 – Смачиваемость пород

Порода	Коэффициент смачиваемости
Песчаники	0,02 – 0,39
Алевролиты	0,01 – 0,21
Аргиллиты	0,01 – 0,06

Вытеснение нефти исследовалось на насыпных моделях, для которых использовался дезинтегрированный керн из скважины ВН-9. Моделировались термобарические условия залегания продуктивных пластов яковлевской и нижнехетской свит.

Вытеснение нефти производилось моделью пластовой воды и газом. По результатам исследования можно сделать вывод, что с ростом проницаемости модели коэффициент вытеснения увеличивается. Средневзвешенные значения проницаемости нефтегазонасыщенных частей пластов Як-II-VII, Нх-I, Нх-III-IV оцениваются величиной 150, 10 и 500 мд соответственно. Этим значениям проницаемости отвечают величины коэффициентов вытеснения (при вытеснении водой) равные 0,575; 0,500; 0,720.

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

Общая характеристика коллекторских свойств продуктивных пластов, включающая такие показатели как пористость, проницаемость, песчанистость, расчленённость и другие параметры, представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Общая характеристика коллекторских свойств залежей

Параметр	Продуктивные пласты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Пористость, доли ед.	0,26	0,27	0,25	0,27	0,20	0,20	0,20
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	250	51	26	480	40	20	240
Песчанистость, доли ед.	0,47	0,20	0,10	0,63	0,95	0,37	0,68
Расчленённость	5,0	2,8	2,6	15,2	3,5	3,0	11,0

Окончание таблицы 1.3 – Общая характеристика коллекторских свойств залежей

Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	-	-	-	1,120	1,377	1,422	1,458
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	-	-	-	-	-	0,48	-
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ / ВНГЗ, доли ед.	-	-	-	0,59/ 0,66	0,60/ -	0,30/-	0,51/0,59
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	-	-	0,61	0,60	0,46	0,53
Коэффициент вытеснения, доли ед.	-	-	-	0,528	0,494	0,436	0,518

Диапазон изменения физико-гидродинамических характеристик пород Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения при вытеснении нефти водой по залежам на 01.01.2014 представлен в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Диапазон изменения физико-гидродинамических характеристик пород (система «нефть-вода»)

Параметр	Продуктивные пласты				
	Як-I-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Пористость, доли ед.					
Min	0,221	0,235	0,187	0,164	0,148

Окончание таблицы 1.4 – Диапазон изменения физико-гидродинамических характеристик пород (система «нефть-вода»)

Мах	0,299	0,317	0,269	0,213	0,259
Среднее	0,257	0,280	0,223	0,197	0,209
Проницаемость, мД					
Min	10	32	43	1	6
Мах	1122	3089	534	212	1843
Среднее	325	529	220	39	338
Остаточная водонасыщенность, доли ед.					
Min	0,185	0,148	0,241	0,279	0,121
Мах	0,467	0,474	0,430	0,687	0,556
Среднее	0,296	0,270	0,335	0,456	0,341
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.					
Min	0,533	0,526	0,570	0,313	0,444
Мах	0,815	0,852	0,759	0,721	0,879
Среднее	0,703	0,720	0,665	0,544	0,659
Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.					
Min	0,302	0,203	0,263	0,217	0,199
Мах	0,342	0,342	0,292	0,316	0,381
Среднее	0,327	0,297	0,279	0,272	0,284
Коэффициент вытеснения, доли ед.					
Min	0,379	0,465	0,496	0,305	0,371
Мах	0,622	0,743	0,642	0,665	0,736
Среднее	0,520	0,592	0,575	0,482	0,553

В таблице 1.5 представлен диапазон изменения и среднее значение физико-гидродинамических характеристик пород продуктивных пластов Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I, Нх-III-IV Ванкорского месторождения для системы «нефть-газ», при которой нефть вытесняется газом.

Таблица 1.5 – Диапазон изменения физико-гидродинамических характеристик пород (система «нефть-газ»)

Параметр	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Пористость, доли ед.				
Min	0,197	0,210	0,180	0,186
Max	0,303	0,251	0,206	0,251
Среднее	0,281	0,233	0,197	0,207
Проницаемость, мД				
Min	53	15	12	63,54
Max	722	552	58	907,14
Среднее	327	232	31	415
Остаточная водонасыщенность, доли ед.				
Min	0,213	0,194	0,290	0,135
Max	0,437	0,429	0,459	0,307
Среднее	0,280	0,306	0,385	0,210
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.				
Min	0,563	0,571	0,541	0,693
Max	0,787	0,806	0,710	0,865
Среднее	0,720	0,694	0,615	0,790
Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.				
Min	0,391	0,415	0,294	0,446
Max	0,459	0,451	0,340	0,475
Среднее	0,438	0,433	0,311	0,457
Коэффициент вытеснения, доли ед.				
Min	0,265	0,242	0,370	0,319
Max	0,439	0,461	0,562	0,482
Среднее	0,389	0,368	0,492	0,417

1.4 Физико-химические свойства нефти, газа и воды

Пласты Дл-I-III

Пласты Дл-I-III охарактеризованы только шестью пробами свободного газа, отобранными на устье (таблица 5.3.4). Газ по своему составу относится к сухим, содержание метана составляет 91,3-98,6% (при среднем значении 95,4%), 3,5% от объема газа занимает азот. Содержание тяжелых углеводородов не превышает 1%. Плотность свободного газа, в среднем, равна 0,83 кг/м³. Коэффициент сверхсжимаемости равен 0,842.

Пласты группы Як

По результатам хроматографического анализа в компонентных составах жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефтей (таблица 5.3.3) сероводород отсутствует. Нефтяной газ сухой. Коэффициент жирности составляет 3,2 %. Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Як-III-VII равна 94,2 %. Молекулярная масса пластовой нефти составляет 192,2 г/моль. По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов Як-III-VII относится к тяжелым (902,3 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях равна 8,9 мПа·с. Нефть относится к средневязким.

Нефть пластов характеризуется как малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов от 0,1 % до 0,7 %, с выходом фракций до 350°C от 38 до 77 % объемных.

Пласт Сд-IX

Основные физико-химические свойства пластовой нефти были определены расчетным способом - с помощью программы FLPROP, они представлены в таблице. По плотности (при однократном разгазировании) нефть относится к средним (867 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 1,0 мПа·с, что позволяет отнести ее к маловязким.

Нефть пласта Сд-IX характеризуются как малосернистая, парафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов около 0,06 %, с выходом фракций

более 300°C – 67 %. Температура начала кипения нефти 117 °С. Плотность поверхностной нефти в пробе составляет 867 кг/м³.

Пласты группы НХ

По результатам хроматографического анализа в пластовой нефти сероводород отсутствует. Нефтяной газ жирный. Коэффициент жирности изменяется в пределах от 9,8 % (НХ-I) до 17,7 % (НХ-III-IV). Газ, выделяющийся при однократном разгазировании нефти пласта НХ-I, более обогащен тяжелыми углеводородами (С₆₊ – 1,45 %), чем газ пласта НХ-III-IV; молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта НХ-III-IV ниже (82,1 %), чем в НХ-I (90,1 %). Молекулярная масса пластовой нефти изменяется в диапазоне от 101,2 (НХ-III-IV) до 108,3 г/моль (НХ-I). По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов группы НХ легкая (828,1 – 839,2 кг/м³).

Вязкость нефти в пластовых условиях равна 0,7 мПа·с. Соответственно, нефть пластов группы НХ относится к маловязким.

Нефти пластов группы НХ характеризуются как малосернистые, парафинистые, малосмолистые, с содержанием асфальтенов от 0,2 (пласт НХ-III-IV) до 0,3 % (пласт НХ-I), с выходом фракций до 350 °С от 56,3 (пласт НХ-III-IV) до 60 % объемных (пласт НХ-I).

Газ относится к сухим – среднее содержание метана 94,5 %, и характеризуется низким содержанием тяжелых гомологов метана. Этана, в среднем, содержится 0,2 %. Относительная плотность по воздуху в среднем по пласту составляет 0,58.

Сводная характеристика свойств пластовой нефти Ванкорского месторождения представлена в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Свойства пластовой нефти Ванкорского НГКМ

Параметр	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV

Продолжение таблицы 1.6 – Свойства пластовой нефти Ванкорского НГКМ

Пластовое давление, МПа	15,9	23,5	25,4	27,1
Пластовая температура, °С	34,0	53	59	65
Давление насыщения нефти газом, МПа	15,9	23,5	25,4	27,1
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	61,6	184,4	210,8	220,3
Газосодержание нефти (ступенчатая сепарация), м ³ /т	60,5	177	202,0	211
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	850,1	724,6	692,8	687,6
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	8,9	1,063	0,7	0,7
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 ⁻⁴ 1/МПа	5,7	-	18,2	18,3
Параметр	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20°С	0,71	-	0,84	0,92
- при однократном разгазировании	0,70	-	0,83	0,87
-при дифференциальном разгазировании				
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20°С	902,6	868,7	826,0	847,3
- при однократном разгазировании	902,0	867,0	823,0	845,0
-при дифференциальном разгазировании				

Окончание таблицы 1.6 – Свойства пластовой нефти Ванкорского НГКМ

Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,121	1,399	1,448	
- при однократном разгазировании	1,120	1,377	1,422	
-при дифференциальном разгазировании				

Таблица 1.7 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти Ванкорского месторождения

Параметр	Продуктивные пласты			
	Як-III- VII	Сд- IX	Нх- I	Нх- III-IV
Плотность при 20°C, кг/м ³	903,7	867	838	850
Вязкость, мПа·с				
при 20°C	93,8	22,9	21,5	11,9
при 50°C	17,6	-	10,3	3,2
Молярная масса, г/моль	303,8	-	213, 5	207
Температура застывания, °C	-42,3	-57	3,3	-3,2
Массовое содержание, %				
серы	0,2	0,07	0,2	0,1
смола силикагелевых	9,7	1,49	9,8	6,6
асфальтенов	0,3	0,06	0,3	0,2
парафинов	0,9	2,16	0,9	2,9
воды	10,2	-	10,2	4,1
мехпримесей	0,1	0,09	0,1	0,06

Окончание таблицы 1.7 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти Ванкорского месторождения

Содержание микрокомпонентов				
ванадий	-	-	-	-
никель	-	-	-	-
Температура плавления парафина, °С	57	50	59,3	59
Температура начала кипения, °С	164	117	66,9	73
Параметр	Продуктивные пласты			
	Як-III- VII	Сд- IX	Нх- I	Нх- III-IV
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %	-	-	4	4,4
до 100 °С	0,9	2,5	12	13,1
до 150 °С	3	7,5	22	22,1
до 200 °С	8,6	15	32	31,5
до 250 °С	22	32	45	43,6
до 300 °С	48,2	67	60	56,3
до 350 °С				

Таблица 1.8 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти (пласты Як-III-VII)

Параметр	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	Выделившийся газ	Нефть	Выделившийся газ	Нефть	

Продолжение таблицы 1.8 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти (пласты Як-III-VII)

Пласты Як-III-VII					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород	-	-	-	-	-
-двуокись углерода	0,84	0,01	0,92	0,04	0,32
-нефти, кг/м ³		902,3		901,9	850
Пласт Нх-I					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород	-	-	-	-	-
-двуокись углерода	0,44	0,01	0,74	0,01	0,24
-азот+редкие в т.ч. гелий	0,68	-	0,28	-	0,37
-метан	90,05	0,24	89,12	0,27	50,42
-этан	1,58	0,07	2,33	0,12	0,93
-пропан	2,40	0,34	2,96	0,83	1,53
-изобутан	0,84	0,35	0,81	0,73	0,63
-нормальный бутан	1,36	0,86	1,48	1,19	1,16
-изопентан	0,59	1,08	0,49	1,41	0,80

Продолжение таблицы 1.8 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти (пласты Як-III-VII)

-нормальный пентан	0,58	1,34	0,58	1,54	0,91
-гексаны C ₆₊	1,45	95,71	1,21	93,88	43,00
Молярная масса, г/моль	19,8	220,4	19,9	216,1	108,3
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,90		0,84		
-газа (отн. по воздуху), д.ед	0,75		0,70		
-нефти, кг/м ³		828,1		823,0	693,1
Параметр	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	Выделившийся газ	Нефть	Выделившийся газ	Нефть	
Пласты Нх-III-IV					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород	-	-	-	-	-
-двуокись углерода	0,31	0,02	0,35	-	0,03

Окончание таблицы 1.8 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти (пласты Як-III-VII)

-азот+редкие в т.ч. гелий	3,08	0,03	1,34	-	0,08
-метан	82,08	0,02	84,36	0,11	46,70
-этан	3,22	0,15	3,96	0,24	2,36
-пропан	4,19	0,66	3,79	1,61	3,18
-изобутан	1,84	0,76	1,77	1,75	1,59
-нормальный бутан	2,46	1,67	2,40	2,31	2,45
-изопентан	1,02	1,81	0,76	2,74	1,55
-нормальный пентан	0,73	1,99	0,73	2,43	1,44
-гексаны C ₆₊	1,06	93,01	0,54	88,79	40,61
Молярная масса, г/моль	22,2	207,2	21,1	202,5	101,2
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,90		0,89		
-газа (отн. по воздуху), д.ед	0,75		0,72		
-нефти, кг/м ³		839,2		845,1	688,2

Таблица 1.9 – Состав и свойства пластовых вод Ванкорского месторождения

Параметр	Пласты				
	Дл-I-III	Як-III- VII	Нс	Нх-I	Нх-III- IV
Газосодержание, м ³ /м ³	2,5	2,5	-	2,9	3,1
Вязкость воды в условиях пласта, мПа·с	1,2	0,8	-	0,5	0,5

Продолжение таблицы 1.9 – Состав и свойства пластовых вод Ванкорского месторождения

Параметр	Пласты				
	Дл-I-III	Як-III-VII	Нс	Нх-I	Нх-III-IV
Плотность воды, кг/м ³					
-в стандартных условиях	1007,4	1010,0	1001,7	1004,0	1007,6
-в условиях пласта	1006,4	1005,8	-	993,3	986,0
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ 1/МПа	4,8	4,8	-	4,9	4,9
Объёмный коэффициент воды, доли ед.	1,002	1,007	-	1,019	1,022
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)	4572,2/1	5353,1/2	1303,9/5	3363,4/1	3740,4/1
Na ⁺ + K ⁺	98,6	31,8	6,7	45,6	61,6
Ca ⁺²	422,7/21, 1	539,4/26, 9	12,5/0,9	446,4/22, 3	160,8/8,0
Mg ⁺²	53,8/4,4	102,3/8,4	13,7/1,1	31,71/2,7	31,4/2,6
Cl ⁻	7815,0/2 20,3	9080,4/2 56,1	1723,9/4 8,6	6251,0/1 76,3	5523,9/1 55,7
HCO ₃ ⁻	291,2/4,8	315,2/5,2	589,4/9,7	585/9,7	871,0/14, 3
CO ₃ ⁻²	18/0,6	-	22,2/0,7	-	40,5/1,4
SO ₄ ⁻²	10,5/0,2	2,9/0,1	17,3/0,4	55,4/1,5	37,3/1,0
NH ₄ ⁺	8,6/0,5	8/0,4	13,6/0,8	16,4/0,9	8,7/0,4
B ⁻	6,7	2,5	31,6	2,02	15,0

Окончание таблицы 1.9 – Состав и свойства пластовых вод Ванкорского месторождения

Г	10/0,1	8,0/0,1	7,4/0,1	4,1/0,03	5,4/0,1
Br ⁻	31,5/0,4	39,0/0,5	15,1/0,2	42,4/0,5	27,3/0,4
Общая минерализация, г/л	13,2	15,5	3,7	13,1	9,3
Водородный показатель, рН	7,5	7,1	8	7,3	7,2
Жесткость общая, (мг-экв/л)	25,5	35,2	2,0	59,7	39,1

Таблица 1.10 – Состав свободного газа Ванкорского НГКМ

Пласт	Состав в % об.												
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	ΣC ₆ H ₁₄	He	CO ₂	N ₂	H ₂
Нх-III-IV	88,0-92,2	1,74-3,38	1,28-1,97	0,004-0,013	0,425-1,672	0,524-2,106	0,261-1,312	0,187-0,403	0,218-0,271	0,002-0,008	0,22-0,36	1,08-3,46	0,01
Як-III-VII	97,8	0,77	0,012	-	0,022	0,0025	0,0107	0,0009	0,024	0,54	-	16,16	-
Дл-I-III	82,1-98,2	0,03-0,55	0,00002-0,09	0,0019-0,0061	0,00001-0,029	0,00001-0,046	0,00004-0,034	0,000003-0,02	0,00001-0,029	0,0018-0,03	0,39-1,63	1,35-17,83	0,02-0,044

Как можем заметить, в газовом составе преобладает метан. Характеристики свободного газа пластов Як-I и Як-II схожи с характеристиками свободного газа Як-III-VII.

1.5 Запасы нефти и газа. КИН

По величине извлекаемых запасов нефти Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение является уникальным (начальные извлекаемые запасы по состоянию на 1 января 2014 года составляют 500 млн тонн нефти и конденсата). По величине извлекаемых запасов газа месторождение является крупным (по состоянию на 1 января 2014 года начальные извлекаемые запасы составляют 182 млрд кубометров (свободный + растворённый). По сложности геологического строения Ванкорское месторождение входит в число объектов второй группы, которая характеризуется невыдержанностью толщин продуктивных пластов, изменчивостью параметров, наличием различных литологических экранов.

Состояние запасов нефти, утверждённых ГКЗ РФ, по объектам разработки месторождения, а также КИН, утверждённый в проектом технологическом документе, на 01.01.2009 приведены в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Состояние запасов нефти при КИН, принятом в проектом технологическом документе

Объекты	Начальные запасы нефти, утверждённые в ГКЗ Роснедра, тыс. тонн				КИН, принятый в проектном технологическом документе, д. ед.
	Геологические		Извлекаемые		
	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	

Окончание таблицы 1.11 – Состояние запасов нефти при КИН, принятом в проектном технологическом документе

Як-III-VII	518033	1777 09	239252	81416	0,461
Нх-I	71515	5766 0	26532	21390	0,371
Нх-III-IV	264528	1021 79	107626	41624	0,407
Сд-IX	5349	1792	1728	579	0,323
Всего по месторождению	859425	3393 40	375138	145009	0,434

Состояние запасов свободного газа, газа газовых шапок, утверждённых ГКЗ РФ, по объектам разработки по состоянию на 01.02.2009 представлено в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Состояние запасов свободного газа, газа газовых шапок на 01.01.09

Объекты	Начальные геологические запасы газа, утверждённые в ГКЗ Роснедра, млн м ³	
	A+B+C ₁	C ₂

Окончание таблицы 1.12 – Состояние запасов свободного газа, газа газовых шапок на 01.01.09

Свободный газ		
Дл-I-III	29722	14613
Як-I	1580	279
Як-II	768	3543
Всего по месторождению	32070	18435
Газ газовых шапок		
Як-III-VII	7872	913
Нх-III-IV	36885	2587
Всего по месторождению	44757	3500

Состояние запасов конденсата и КИК представлены в таблице 1.13

Таблица 1.13 – Состояние запасов конденсата на 01.01.2009

Объект	Начальные запасы конденсата, утверждённые в ГКЗ Роснедра, тыс. тонн				КИК, д.ед.
	Геологические		Извлекаемые		
	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	
Нх-III-IV	-	8814	0	4848	0,550
Всего по месторождению	-	8814	0	4848	0,550

Таблица 1.14 – Геологические запасы Ванкорского НГКМ на 01.01.2014

Объект разработки	Категория запасов	Геологические запасы на государственном балансе на 01.01.2004, тыс. тонн
Як-I	C ₂	4070
Як-II	C ₂	9274
Объект разработки	Категория запасов	Геологические запасы на государственном балансе на 01.01.2014
Як-III	C ₁	7421
	C ₂	9803
	C ₁ + C ₂	17244
Як-III-VII	B	519219
	C ₁	94919
	C ₂	18518
	B + C ₁	614138
	B + C ₁ + C ₂	632656
Сд-IX	C ₁	5349
	C ₂	1792
	C ₁ + C ₂	7141

Окончание таблицы 1.14 – Геологические запасы Ванкорского НГКМ на 01.01.2014

Нх-I	B	84108
	C ₁	49972
	C ₂	791
	B + C ₁	134080
	B + C ₁ + C ₂	134871
Нх-III-IV	B	289469
	C ₁	38093
	C ₂	2979
	B + C ₁	327562
	B + C ₁ + C ₂	330541

2. Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки

По состоянию на 01.01.2014 на Ванкорском месторождении пробурено 542 скважины, в том числе 293 добывающих, из которых 184 скважины приходится на объект Як-III-VII, 73 скважины эксплуатируются на Нх-III-IV, 34 скважины относятся к продуктивной залежи Нх-I, 2 скважина расположено на Сд-IX. Из 542 пробуренных скважин 151 скважина является нагнетательной, 65 из них приходится на Як-III-VII, 53 относится к объекту Нх-III-IV, 33 нагнетательных скважины работает на продуктивном пласте Нх-I. Также в число 542 скважин, пробуренных на месторождении, входят 22 газовых скважины на залежи Дл-I-III и 76 водозаборных скважин, через которые происходит отбор воды для последующей закачки в систему поддержания пластового давления.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2014 составила 17,8% от начальных извлекаемых запасов (70407 тыс. т). Текущий коэффициент нефтеизвлечения равняется 0,064, текущая обводнённость продукции добывающих скважин составляет 37,5%, накопленная компенсация отбора жидкости равна 38%. 19630 тысяч тонн нефти (27,9%) добыто за счёт фонтанирования эксплуатационных скважин, 50776 тысяч тонн нефти (72,1%) добыто со скважин, эксплуатирующихся при помощи погружных электроцентробежных двигателей (ЭЦН). По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти составляет 93110 тысяч тонн.

В данной работе будет рассматриваться применение потокоотклоняющих технологий (ПОТ) для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на эксплуатационном объекте Нх-III-IV Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, соответственно для данного

продуктивного горизонта приведём более полную информацию о состоянии разработки.

По состоянию на 01.01.2014 из НГК объекта Нх-III-IV добыто 18560,5 (проектное значение – 19295) тысяч тонн нефти (отклонение составляет 3,8%) и 22101,9 (проектное значение – 23319) тысяч тонн жидкости (отклонение составляет 5,2%), что составляет 27,4% от общей добычи нефти по месторождению. По состоянию на 01.01.2015 из Нх-III-IV добыто 25425 тысяч тонн нефти.

Годовой отбор от начальных извлекаемых запасов составил 3,9% (проектное значение – 5%).

Пробуренный фонд скважин превышает проектное значение на 10 единиц, проектное значение – 116 скважин, пробурено – 126.

Поддержание пластового давления на объекте Нх-III-IV происходит приконтурной системой ППД с расположением нагнетательных скважин на восточном и западном бортах структуры, а также несколькими элементами внутриконтурной блочной системы ППД на севере залежи. Средняя приемистость нагнетательных скважин составляет 676 м³/сут, что является хорошим показателем.

Эксплуатируемый объект Нх-III-IV разрабатывается блочно-квадратной сеткой с наклонно-направленной нагнетательной скважиной в центре ячейки, образованной нагнетательными скважинами (расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной составляет 1000 м) на севере и центральной части залежи и рядной сеткой в подгазовой зоне объекта. Соотношение добывающих скважин к нагнетательным составляет 2,8.

Добывающие скважины, как правило, всегда вскрывают зону с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) – «суперколлектор». Низкопроницаемый интервал пласта (пропласток Нх-III) вскрывает лишь незначительное количество скважин.

На севере залежи суперколлектор характеризуется наибольшими толщинами и горизонтальные скважины вскрывают преимущественно только

суперколлектор и, как следствие этого, обладают большими дебитами по сравнению со скважинами, расположенными на юге продуктивного пласта, но при этом, в связи с отсутствием законтурной закачки, данное явление сильно снижает пластовое давление.

Также стоит отметить, что на нагнетательных скважинах объекта Нх-III-IV в местах, где вскрывается суперколлектор, коэффициент охвата работающих толщин напрямую зависит от толщины вскрытого высокопроницаемого пропластка и может принимать достаточно низкие значения, что свидетельствует о невытеснении запасов нефти из низкопроницаемых зон. Значительная часть запасов (148 из 350 млн. т нефти) не вовлечена в разработку, так как находится в зоне пласта с крайне низкими ФЕС (фазовая проницаемость по нефти составляет 2мД).

Таким образом, можно сделать вывод о том, что для вовлечения в процесс вытеснения запасов из низкопроницаемых участков продуктивного горизонта Нх-III-IV необходимо применение ПОТ, которые способствуют выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин, перераспределяют фильтрационные потоки в неоднородных по проницаемости высокообводнённых пропластках, ликвидируют прорывы воды за счёт повышения фильтрационного сопротивления обводнённых зон пласта, связанного с образованием в пористой среде гелей и осадков.

2.2 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения

Наблюдается снижение фильтрационных параметров в нагнетательных скважинах, проницаемость падает в среднем на 46 %. Наиболее часто вина этому заключается в загрязнении призабойной зоны пласта (ПЗП) механическими примесями и продуктами коррозии, оставшейся окисленной

нефтью, отложениями солей и набуханием глин породы-коллектора при нагнетании в пласт подтоварных вод.

В целом наблюдается снижение фазовой проницаемости пласта-коллектора по нефти, но при этом в 2013 г. фиксируется резкое увеличение общей проницаемости. Это сопровождается увеличением обводненности с 0,5 % до 57,5 % и соответственно уменьшением фазовой проницаемости по нефти, происходит изменение скин-фактора с -5,10 до -6,04. Также можно отметить рост пластового давления в пределах зоны дренирования скважины 304 на фоне общего его снижения в целом по месторождению. Все вышеизложенные изменения, могут указывать на неоптимизированный режим системы ППД, сопровождающийся прорывом нагнетаемых вод в скважину.

На 01.01.2015 на основном объекте разработки Як-III-VII пробурено 311 скважин основного фонда: 230 добывающих и 81 нагнетательная. Соотношение действующих нагнетательных (68 ед.) и добывающих (237 ед.) скважин составило 1:3.5.

На 01.01.2015 средний коэффициент продуктивности равен $13 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм.}$

На протяжении всего периода разработки пласта доля механизированного фонда неуклонно растет, и достигла 99% на 01.01.2015. Прежде всего, это связано с увеличением обводнённого фонда скважин и поддержанием проектных уровней добычи нефти месторождения в целом. Этому также способствовало снижение газового фактора, позволившее перевести скважины с фонтанного способа эксплуатации на работу с помощью УЭЦН, в том числе за счёт влияния сформированной системы ППД.

Фактический уровень обводненности добываемой продукции на 01.01.2015 по сравнению с 2012 годом находится на уровне проектного и составляет 58%. Что касается забойного давления, то, начиная с 2013 года, наметилась его стабилизация, а в 2014 году произошло его небольшое снижение согласно снижению пластового давления. Это вызвано необходимостью поддержания проектных уровней добычи. В свою очередь

снижение пластового давления связано с временным ограничением закачки в целях дальнейшего перераспределения её на нагнетательные скважины-дублёры в соответствующих элементах заводнения и недостаточным уровнем компенсации при интенсивных темпах отбора (6.1% от ТИЗ). Это подтверждается скачком газового фактора в начале 2014 года, связанным в основном с разгазированием нефти в призабойной зоне. Необходимо отметить тенденцию снижения дебита нефти скважин этой группы до проектного уровня к концу 2014 года.

2.3 Анализ состояния фонда скважин

Анализ графиков, представленных ниже, позволяет сделать вывод, что фактические показатели основной группы скважин пласта Як-III-VII (механизированного фонда горизонтальных скважин) практически полностью совпадают с проектными (Рисунок 2.1).

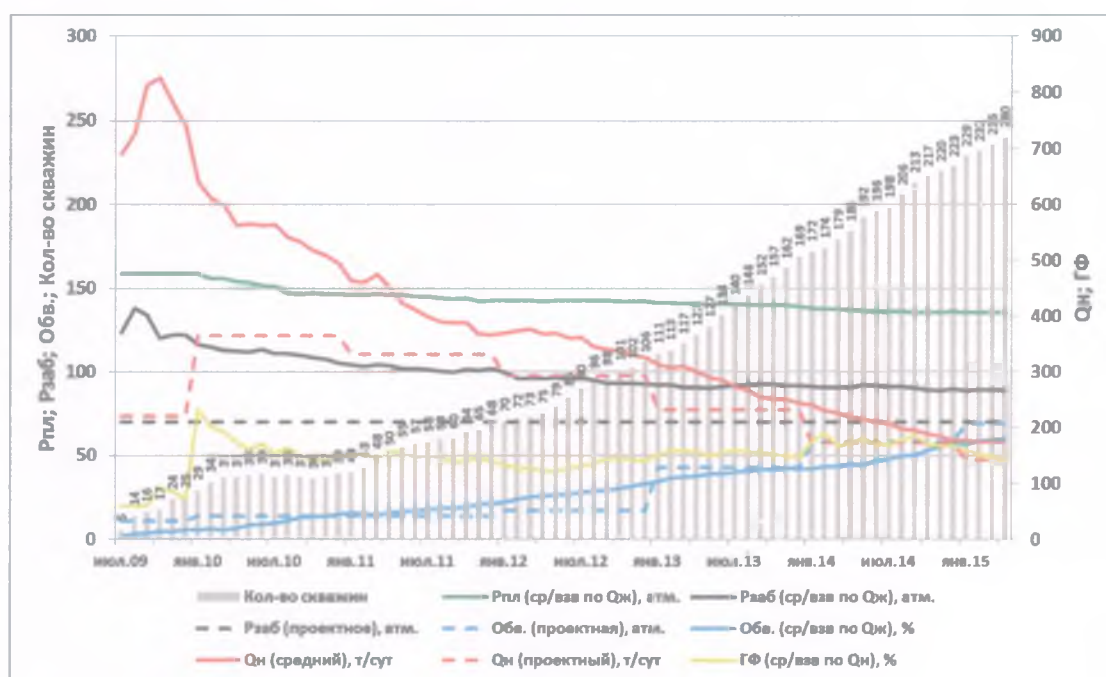


Рисунок 2.1 - Показатели эксплуатации добывающих горизонтальных скважин пласта Як-III-VII, оборудованных установками ЭЦН

В группу горизонтальных скважин пласта Як-III-VII, работающих фонтанным способом эксплуатации, входят скважины с высоким газовым фактором, не позволяющим эксплуатировать установки ЭЦН из-за большого газосодержания на приёме насоса (Рисунок 2.2).

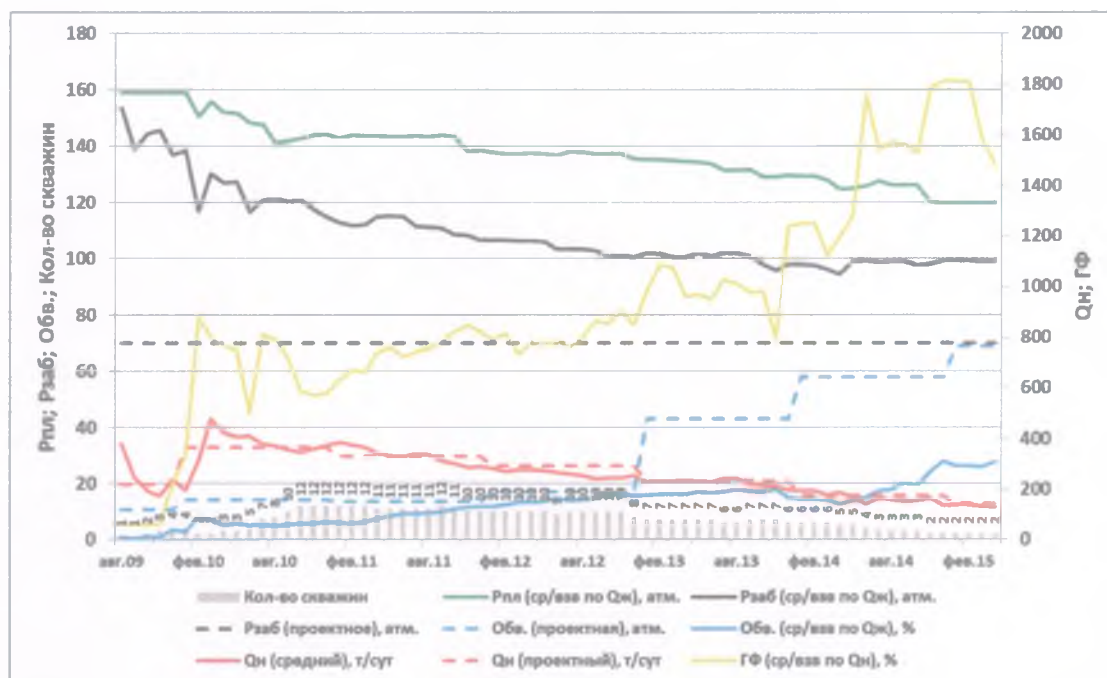


Рисунок 2.2 - Показатели эксплуатации добывающих горизонтальных скважин пласта Як-III-VII, работающих на фонтане

Дебиты скважин можно считать соответствующим проектным. Забойное давление выше проектного, а также видна его стабилизация, начиная с 2012 года. В то же время пластовое давление снижается за счёт прорывов газа газовой шапки и отборов скважинами окружения. Увеличение газового фактора с конца 2012 года не связано с изменением фильтрационных потоков в пласте, а обусловлено постепенным переводом в механизированный фонд скважин с меньшим газовым фактором, поэтому средний показатель растёт. Снижению газового фактора по переводным скважинам способствует сформированная система ППД в центральной и южной частях пласта.

Группа наклонно-направленных скважин пласта Як-III-VII представлена только механизированным фондом (Рисунок 2.3).

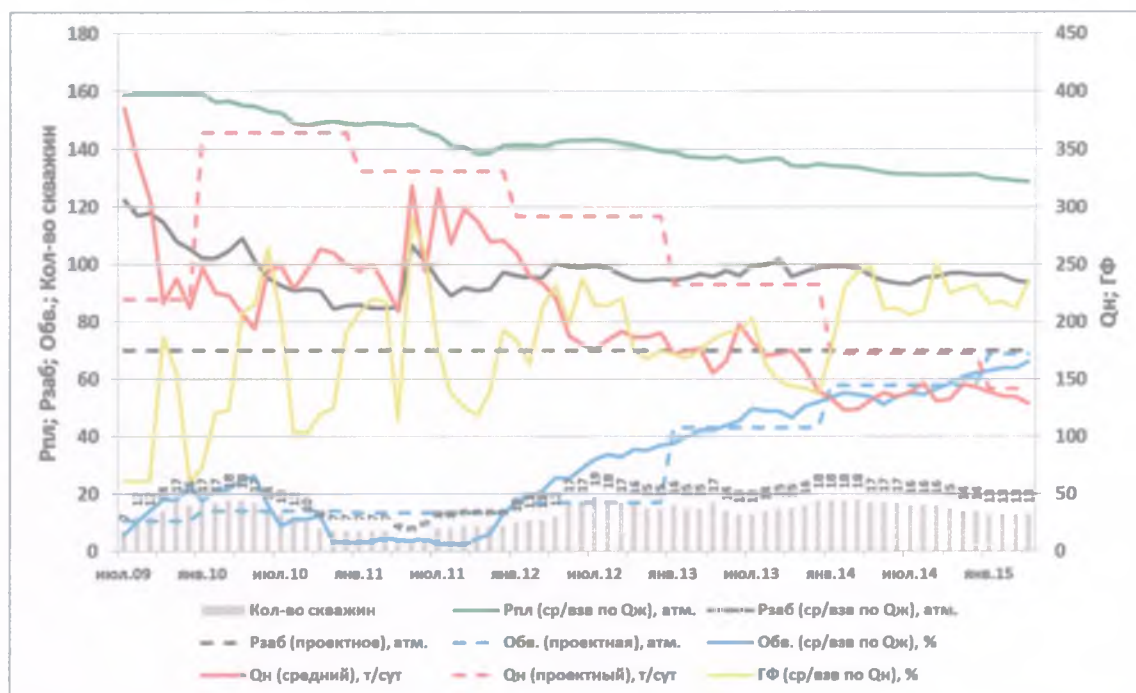


Рисунок 2.3 - Показатели эксплуатации наклонно-направленных нагнетательных скважин пласта Як-III-VII, находящихся в отработке на нефть и оборудованных установками ЭЦН

Большая часть скважин по проекту нагнетательные и находится в отработке на нефть, остальная часть представлена скважинами уплотнения, расположенными на стыке блоков сетки. Снижение фонда скважин к середине 2011 года связано с переводом скважин под закачку и формированием системы ППД в южной и центральной части залежи. С этого момента начинается интенсивное разбуривание северного купола залежи Як-III-VII и увеличение фонда скважин данной группы. За весь период разработки средний дебит наклонно-направленных скважин меньше проектного значения, так как он включает в себя более высокие дебиты горизонтальных скважин. Обводненность продукции не соответствовала проекту только в 2012 году, когда за счёт бурения новых скважин на севере залежи была выявлена более

высокая расчленённость по сравнению с ожидаемой, и произошло снижение эффективных нефтенасыщенных толщин за счёт появления локальных зон глинизации. Скважины, пробуренные в пропластке Як-V-VII, оказались близко расположенными к водоносному горизонту, и тем самым выходили на режим со значительно более высокой стартовой обводненностью.

2.4 Проектные показатели разработки Ванкорского месторождения

Выделение шести эксплуатационных объектов: - двух нефтяных: Сд-IX и Нх-I, газонефтяного Як-III-VII, нефтегазоконденсатного Нх-III-IV, двух газовых: Дл-I-III и Як-I-II.

Разработка нефтяных объектов с поддержанием пластового давления; газовых объектов на естественном режиме.

Основные технологические показатели, максимальные проектные уровни:

- Добычи нефти - 25208,5 тыс.т. (2017 г.)
- Добычи газового конденсата -322,1 тыс.т. (2015 г.)
- Добычи жидкости - 54291,3 тыс.т. (2031 г.)
- Закачки воды - 61720,0 тыс.м³ (2020 г.)
- Добычи свободного газа - 4121,34 млн.м³ (2023 г.)
- Добычи растворённого газа - 6897,0 илн.м³ (2013 г.)
- Использования растворённого газа – не менее 98% (2012 г.)
- Системы размещения скважин: объект Сд-IX – радиальная схема размещения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м); объект Нх-I – однорядная схема размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м; объект Як-III-VII – блочно-квадратная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000м, длина горизонтального участка

добывающих скважин 1000м; объект Нх-III-IV – однорядная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка 1000 м; объект Дл-I-III – избирательная схема размещения скважин; объект Як-I-II – избирательная схема размещения скважин.

- Общий фонд скважин – 557, в т.ч. добывающих 261 (из них горизонтальных – 252, 9 вертикальных, вводимых из консервации), нагнетательных – 174 (из них горизонтальных – 62, наклонно-направленных нагнетательных – 112), газовых – 21, газонагнетательных – 6, водозаборных – 76, наблюдательных – 10.

- Бурение 169 боковых стволов

- Накопленная добыча нефти – 520 147 тыс.т.

Достижение КИН по месторождению по категории ВС₁ – 0,436.

Таблица 2. 1 – Достижение КИН по объектам

Объекты	КИН	K _{охв}	K _{выт}
Як-III-VII	0,462	0,875	0,528
Нх-I	0,371	0,851	0,436
Нх-III-IV	0,407	0,786	0,518
Сд-IX	0,323	0,654	0,494

В 2008 г. в ГКЗ утверждены геологические и извлекаемые запасы углеводородов (нефти, конденсата, растворенного газа, газа газовых шапок и свободного газа). В ТЭО КИН приняты коэффициенты извлечения нефти: Як-III-VII - 0,462, Сд-IX - 0,323, Нх-I - 0,371, Нх-III-IV- 0,407, в целом по месторождению – 0,434.

В 2010 году выполнен оперативный пересчет запасов нефти и газа Ванкорского НГКМ, в котором зафиксировано существенное снижение геологических запасов нефти по основным объектам разработки – пластам Як-

III-VII и Hx-III-IV, основанное на результатах эксплуатационного бурения более двухсот новых скважин.

2.5 Мероприятия по контролю разработки и программа исследовательских работ

Комплексный контроль за разработкой Ванкорского месторождения представляет собой систему мероприятий, целенаправленно решающих задачи проведения промысловых, физико-химических, гидродинамических и геофизических исследований скважин в целях:

- оценки эффективности применяемой системы разработки;
- оценки эффективности отдельных технологических мероприятий по регулированию выработки запасов нефти;
- получения информации, необходимой для регулирования процесса разработки и проектирования мероприятий по его совершенствованию.

Виды и объемы работ по контролю за разработкой месторождений регламентированы «Обязательным комплексом гидродинамических и промыслово-геофизических исследований».

Решение этих задач осуществляется с помощью обычных и специальных методов гидродинамических исследований скважин при условии строгого соблюдения технологии и периодичности их проведения.

Представлены детальные адресные программы по отбору и исследованию керна для определения ФЕС коллекторов, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин.

3. Специальная часть

Основная цель современной разработки месторождений углеводородов направлена на наиболее полное извлечение их извлекаемых запасов при максимальной экономической рентабельности. Для достижения наиболее полного коэффициента охвата и коэффициента извлечения нефти используются передовые технологии. Одним из ключевых направлений по праву является компьютерное моделирование. Адаптация истории разработки и ее прогноз, позволяют оптимально, и, с наименьшими затратами, разрабатывать месторождения углеводородов.

3.1 Постановка цели и задач

Основной целью данной работы является выбор оптимального варианта разработки Ванкорского месторождения при помощи гидродинамического моделирования на основе анализа геолого-физической информации. В качестве объекта исследования будет выступать геолого-гидродинамическая модель залежи выбранного месторождения, основанная на комплексе геолого-геофизической и промысловой информации и предназначенной для принятия решений по оптимизации разработки.

Задачи исследования:

1. Выделить в качестве объекта исследования один из пластов-коллекторов по данному месторождению;
2. дать подробную характеристику объекта исследования;
3. создать гидродинамическую модель (ГДМ) выбранного объекта или его участка для проведения исследовательских работ;
4. используя ГДМ применить различные системы разработки к объекту исследования, проанализировать полученные результаты и сделать соответствующие выводы;

5. провести анализ чувствительности модели к изменению различных параметров и выявить зависимость модельных показателей разработки от изменения насыщения в пласте.

3.2 Выбор объекта исследования

3.2.1 Обоснование выбора объекта исследования

Нефтегазоносность Ванкорского месторождения связана с долганским (Дл-I-III), яковлевским (Як-I, Як -II, Як-III-VII), суходудинским (Сд-IX) и нижнехетским (НХ-I, НХ-III-IV) уровнями. Залежи свободного газа установлены в пластах Дл-I-III, Як-I и Як -II, нефти – в Як-III-VII, НХ-III-IV, Сд-IX и НХ-I, газовые шапки – в Як-III-VII и НХ-III-IV.

В качестве объекта для исследования Ванкорского месторождения был выбран пласт Як-III-VII ввиду его разработки пятиточечной системой. Элемент пятиточечной системы представляет собой квадрат, в углах которого находятся добывающие, а в центре — нагнетательная скважина. Для этой системы отношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:1, благодаря чему «пятиточка» является самой интенсивной из систем с площадным расположением скважин.

Пласт с пятиточечной системой разработки можно разбить на сектора без потери целостности гидродинамической модели, что способствует возможности проведения качественного анализа. Система разработки других пластов не позволяет сделать это настолько же качественно и красиво с точки зрения визуализации ГДМ. Например, пласту НХ-III-IV мешает обширная газовая шапка, пласт НХ-I разрабатывается рядной системой, однако имеет множество геологических особенностей, препятствующих столь качественному построению сектора пласта в среде ГДМ.

Кроме того ЯК-III-VII является одним из самых изученных объектов Ванкорского месторождения и имеет наиболее точную геологическую модель среди всех пластов. Исходя из описанных преимуществ объекта ЯК-III-VII можно сделать вывод, что данный пласт является наилучшим выбором для проведения исследований.

3.2.2 Характеристика объекта исследования

Залежь пластов Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая, подстилается подошвенной водой, присутствуют две газовые шапки на юге и севере месторождения. Представлен отложениями русел рек и имеет сложное геологическое строение. Высокая расчлененность и наличие локальных зон глинизации в северной части пласта. На севере выделяется изолированная нефтенасыщенная линза Як-III, отделенная от пластов Як-III-VII нерадиоактивной глинисто-алевролитовой пачкой, выдержанной по всей площади северного купола. Размер залежи 30x8-13 км, высота нефтенасыщенной части залежи – 50 м, газонасыщенной – 25 м. Коллектор представлен песчаниками и алевролитами.

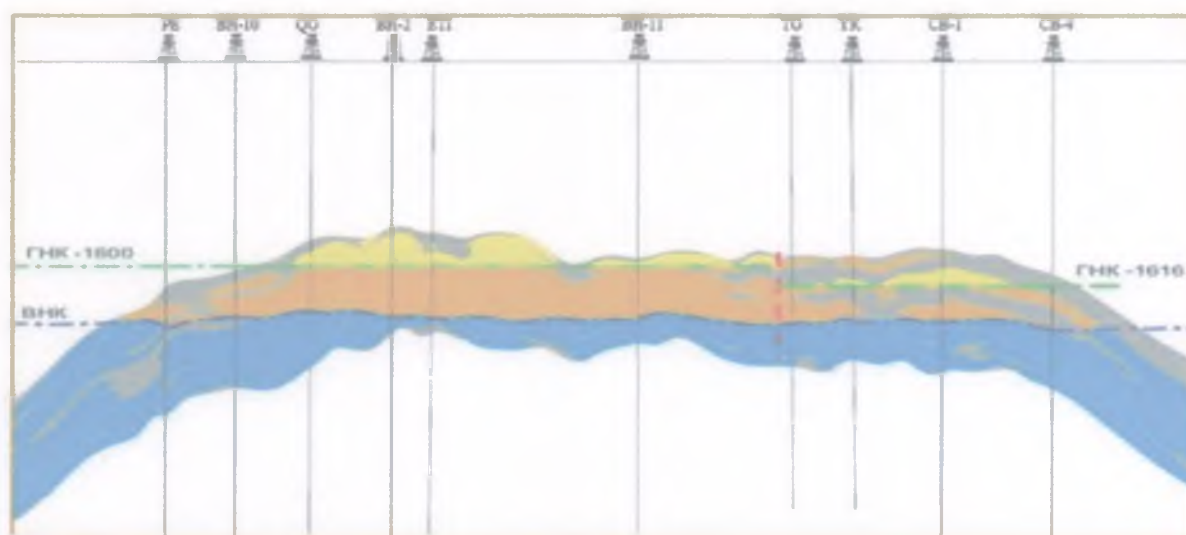


Рисунок 3.1 – геологический разрез пласта Як-III-VII

Осадконакопление пласта Як-III-VII происходило в переходных, в основном континентальных, условиях и связано с русловыми и пойменными фациями равнинных меандрирующих рек, причем генетически, по площади отложения пласта приурочены к разным фациям. В основной южной части месторождения осадконакопление происходило в условиях надводной и подводной дельтовой равнины (отложения фронта дельты), коллектор связанный, монолитный, представлен песчаниками светло-серого и серого цвета, с хорошими коллекторскими свойствами. В северной части месторождения пласт представлен преимущественно ярко выраженными континентальными фациями – прирусловыми отмелями, русловыми фациями, которые перекрываются толщей углисто-глинистых пород озерно-болотных пойменных отложений. Коллектора невыдержаны как по мощности, так и по латерали, имеют линзовидное строение. Речная долина с притоками имеет северо-восточное простирание.

Скважины, пробуренные в 2012-2013 году, свидетельствуют об усложнении геологического строения пласта Як-III-VII в северной части месторождения. Наблюдается более высокая расчлененность, по сравнению с ожидаемой и снижаются эффективные нефтенасыщенные толщины за счет появления локальных зон глинизации.

Для северной части месторождения характерно появление в прикровельной части пласта слаборадиоактивной пачки алеврито-глинистых пород. По каротажным данным данная пачка характеризуется низкими показаниями ГК и при этом высокими показаниями плотности и водородосодержания, а также низкими значениями АК и сопротивлений, т.е. обладает всеми признаками неколлектора несмотря на низкую радиоактивность. В разрезе пачка разделяет пласты Як-III и Як-IV и имеет протяженность порядка 14 км с юга на север. Пачка, по данным исследований керна, представлена переслаиванием аргиллитов и алевролитов неясно-, косо-, горизонтально слоистых, с тонкими (0,1-0,2 м) прослоями нефтенасыщенного песчаника и как правило, включает два пропластка углей в своей кровле.

Прослой песчаника, встречаемые в толще пачки, очень маломощны (порядка 10 см) и поэтому по ГИС такие пропластки невозможно увидеть, наиболее вероятно, они относятся к пескам разлива, отложившимся в периоды затопления поймы. Согласно гамма-спектрометрическим исследованиям керна низкая радиоактивность данной пачки обусловлена пониженным содержанием калия, урана и тория, также отложения данной пачки отличаются высоким содержанием каолинита в составе глинистой фракции (порядка 80%).

Характеристики пласта Як-III-VII приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры коллекторских свойств пласта Як-III-VII

Параметры	Значение
Коэффициент пористости, доли ед.	0,27
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,61
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	320
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,72
Коэффициент расчлененности, доли ед.	14,4
Начальная пластовая температура, °С	31,5
Начальное пластовое давление (на ГНК, ГВК), МПа	15,9

3.2.3 Выбор оптимального участка пласта для исследования

В качестве объекта исследования был выбран пласт Як-III-VII; в качестве метода исследования – анализ данных, полученных при построении гидродинамической модели выбранного объекта. Вследствие обширных

размеров пласта и его гидродинамической модели, а так же соответствующих требований к ресурсам ЭВМ, для проведения необходимых вычислений, необходимо было выбрать рациональный участок пласта для дальнейшего проведения исследовательской работы.

Схема размещения скважин такова: в южной и центральной частях залежи предусматривается совмещенная блочно-квадратная и трехрядная сетки горизонтальных скважин со стороной квадрата 2000 м и длиной горизонтального участка добывающих скважин 1000 м; по северной части залежи происходит уплотнение ячейки до 1400 м при длине ствола 700 м.

Внутри блока и на стыках блоков размещены скважины уплотнения (Ошибка! Источник ссылки не найден. 3.2). Благодаря подобному расположению скважин Як-III-VII можно разделить на 64 ячейки заводнения.

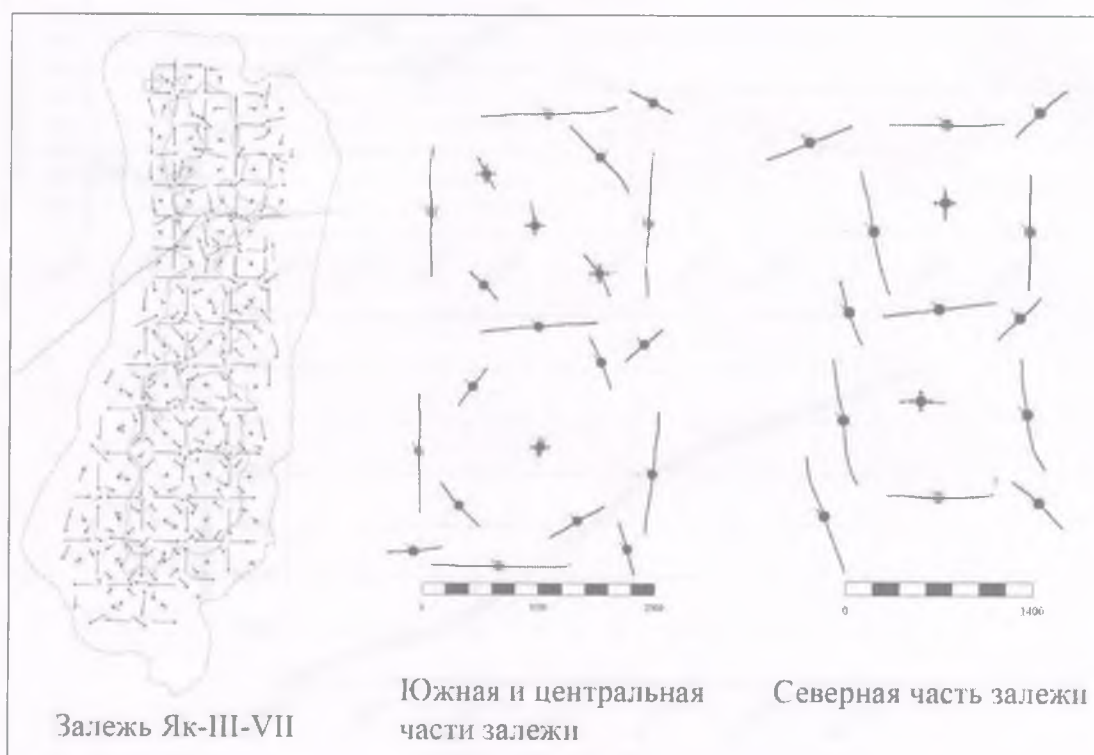


Рисунок 3.2 – Схема размещения скважин пласта Як-III-VII

Из данных условных ячеек выделим блок на пласте для построения гидродинамической модели и дальнейшего исследования исходя из следующих

размерностью 3 на 3. Образованный блок включает в себя 106 скважин, из которых 13 являются нагнетательными, а остальные 93 – добывающими. Область пласта Як-III-VII, выбранная для исследования, отображена на рисунке 3.4.



Рисунок 3.4 – Участок пласта Як-III-VII, выбранный для исследования

3.3. Использование гидродинамического моделирования (ГДМ) для выбора оптимального варианта разработки объекта исследования

3.3.1 Понятие гидродинамического моделирования и гидродинамической модели

Гидродинамическая модель представляет собой математическую модель, которая воспроизводит физические процессы, происходящие на месторождении, при его разработке. Отличие гидродинамической модели от геологической заключается в наличии дополнительных параметров, большей схематизацией строения, возможным объединением нескольких геологических объектов в единый объект моделирования. При наличии истории разработки необходима адаптация гидродинамической модели к данным разработки. Под адаптацией модели понимается коррекция определенных параметров модели на основе согласования результатов расчетов, когда технологические показатели предшествующего периода разработки, полученные на модели, согласуются с фактической динамикой разбуривания объектов, добычи нефти, закачки агентов, пластовых и забойных давлений, обводненности продукции скважин и газовых факторов.

Процесс моделирования – это мощный метод управления пластом. Оно позволяет инженеру понять геологию пласта и предсказать его поведение при различных сценариях разработки. Прогнозирование поведения пласта используется для решения проблем, связанных с планированием, эксплуатацией и диагностикой на всех стадиях разработки месторождения.

ГДМ включает в себя:

- Геологическую модель (ГМ). Сюда входят такие параметры как пористость, проницаемость, песчанность, начальная

водонасыщенность, а так же данные сейсмоки и исследования керна.

- Данные разработки, такие как Гид, МЭР, ГТМ-перфорации, ГРП, техрежимы (забойное давление и т.п.)
- PVT-свойства. Сюда же входят вязкость нефти и воды, сжимаемость, объемный коэффициент и газонасыщенность.

3.3.2 Актуальность использования ГДМ при разработке Ванкорского месторождения

Ванкорское месторождение и, в частности, пласт Як-III-VII характеризуются высокой степенью изученности. Результатом всестороннего интегрированного анализа геолого-физической и промысловой информации являются достоверные геолого-технологические модели, на основе которых можно принимать решения по дальнейшему изучению и оптимизации разработки залежей углеводородов. Геологические и гидродинамические модели являются центральными объектами, на основании которых ведется разработка месторождений. Модели должны быть основаны на всем доступном объеме информации (сейсмические исследования, ГИС, промысловые исследования, история добычи), согласованной между собой и непротиворечивой. Для того, чтобы создать гидродинамическую модель, необходимо пройти множество этапов, начиная от исследований керна и заканчивая созданием геологической модели, а затем гидродинамической.

В настоящее время основными задачами геолого-геофизического и гидродинамического моделирования для большинства месторождений нефти Сибири являются:

1. Прогнозирование зон остаточных извлекаемых запасов с целью повышения коэффициента извлечения нефти;

2. Рекомендации на проведение геолого-технических мероприятий (МУН, ЗБС) на длительно разрабатываемых месторождениях;

3. Определение перспектив промышленной эксплуатации новых залежей, приуроченных к небольшим структурам и расположенных вблизи крупных месторождений с развитой инфраструктурой;

4. Построение детальных цифровых геолого-технологических моделей залежей углеводородов для достоверного прогноза технологических показателей разработки на гидродинамических моделях.

3.3.3 Построение гидродинамической модели в рамках исследовательской работы

Исходя из выбранного участка объекта исследования строим гидродинамическую модель данного сектора пласта Як-III-VII. В имеющейся у нас ГДМ используем центральный участок модели, соотносящийся с ячейкой заводнения, расположенной посреди других восьми ячеек (Рисунок 4). Данная часть модели выбрана для размещения на ней различных сеток скважин по причине наименьшего влияния на нее границ модели, где показатели, необходимые для исследования теоретически будут менее достоверными. Прогнозный расчет моделей будет проходить в период с 1 января 2017 года по 1 января 2027 года (исследовательский период разработки составляет 10 лет). Даем нашей модели имя «Исходная». Визуализированная модель показана на рисунке 3.5.

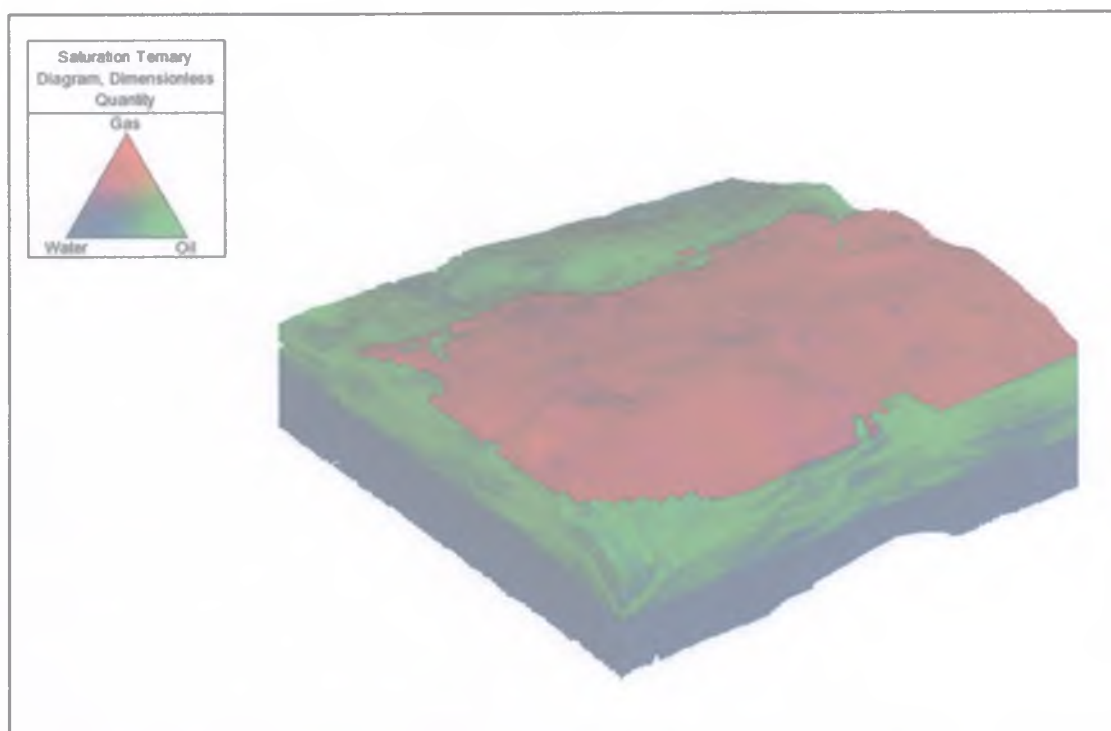


Рисунок 3.5 – Гидродинамическая модель исследуемого участка пласта Як-III-VII

Просчитанная модель имеет следующие характеристики по сектору: минимальное значение пористости – 0,169 д. ед., максимальное – 0,325 д. ед.. Среднее значение составляет 0,272 доли единиц; значения проницаемости варьируются от минимального 2,8 мД по 3924 мД. Среднее значение составляет 567 мД; краевые значения начальной насыщенности по воде – 0,114 (минимальное), 0,77 (максимальное). Среднее значение составляет 0,311; диапазон остаточной воды расположен в значениях с 0,103 по 0,507.

3.3.4 Размещение скважин

На просчитанном участке модели «Исходная» используется пятиточечная система разработки (блочная вследствие того, что добывающие скважины являются горизонтальными). Длина ствола добывающих скважин составляет 1000 м.

Для получения необходимых результатов и для сравнения объемов добычи нефти, воды, газа, а также иных показателей объекта исследования вводим две дополнительные системы разработки нефтяного месторождения с площадным расположением скважин – семиточечную и девятиточечную. Элемент семиточечной системы представляет собой шестиугольник с добывающими скважинами в углах и нагнетательной в центре. При данной сетке скважин на одну нагнетательную скважину приходится две добывающие. В девятиточечной системе соотношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:3, в то же время данная система является наименее интенсивной.

Ввиду того, что при использовании площадных систем размещения не допускается использование других нагнетательных скважин для вытеснения нефти из данного элемента без нарушения геометрической упорядоченности расположения скважин и потоков движущихся в пласте флюидов в случае, если нагнетательную скважину данного элемента нельзя эксплуатировать по тем или иным причинам, все площадные системы являются «жесткими».

В то же время использование систем с площадным размещением скважин имеют преимущество перед рядной системой размещения, которое заключается в том, что воздействие на пласт происходит более рассредоточено, что играет важную роль при разработке неоднородных по площади пластов.

На двух дополнительных моделях «7Т» и «9Т» с семиточечной и девятиточечной системой размещения скважин соответственно длина ствола добывающих скважин составляет 300 м. Исходная модель представляет из себя участок пласта Як-III-VII с фактически расположенными на нем скважинами. На моделях «7Т» и «9Т» будут введены несуществующие скважины, расположенные на тех же глубинах, что и в исходной модели, с целью создания прогноза разработки данной системой размещения скважин, а также для сравнения полученных данных, таких как добыча нефти, воды, газа, жидкости, обводненность, общая добыча нефти и газа, показатели среднего пластового давления и запасов нефти и газа в пластовых условиях. Размещение скважин на

построенной гидродинамической модели отображены на рисунке 3.6, где представлены тернарные диаграммы участка.

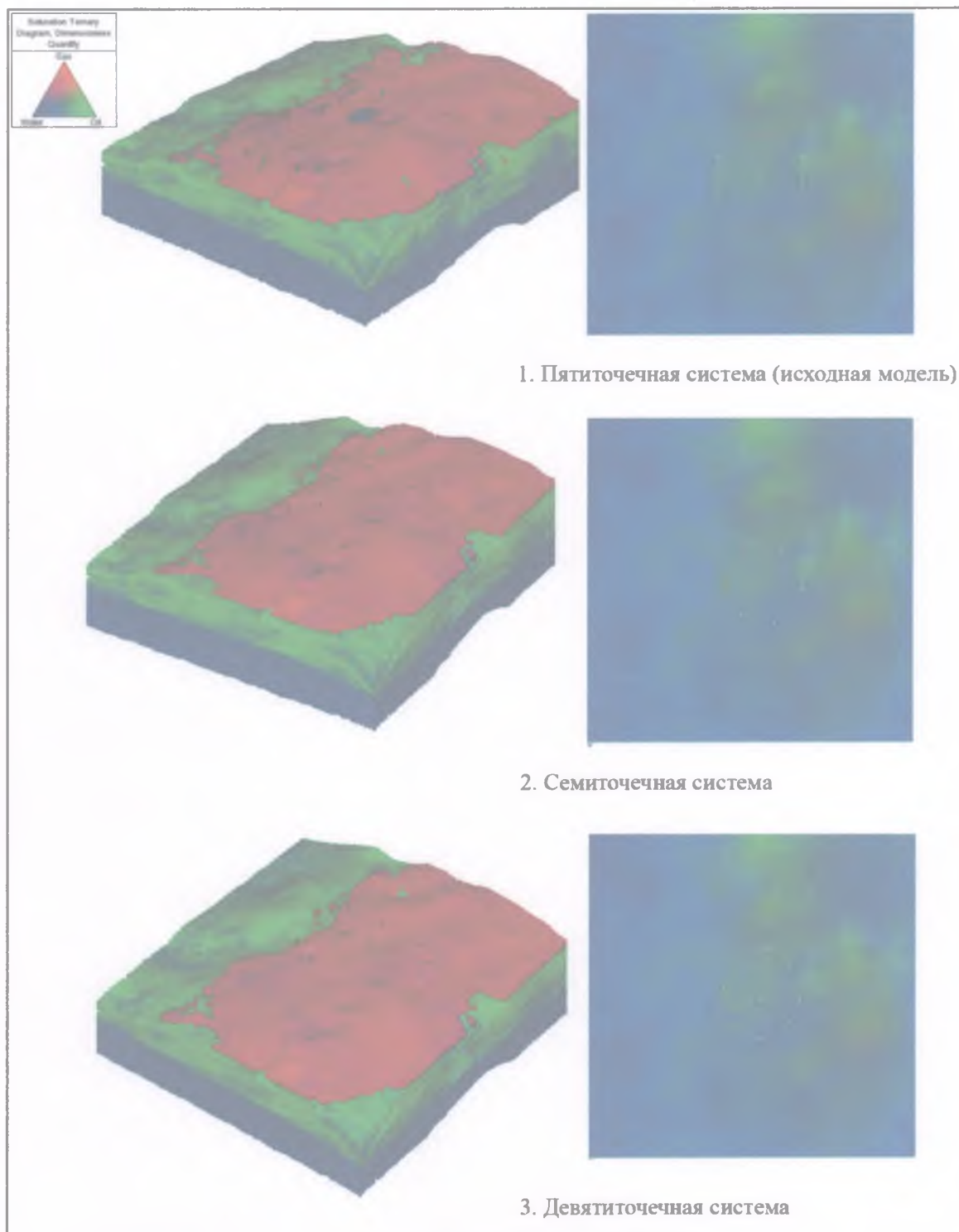


Рисунок 3.6 – Исследуемый участок пласта Як-III-VII с размещением на нем различных сеток скважин (пяти-, семи-, девятиточечная система)

3.3.5 Анализ полученных результатов

Опираясь на построенные гидродинамические модели, проанализируем данные по исследуемому участку пласта Як-III-VII. Для сравнения систем разработки были выбраны следующие данные по пласту, анализируя которые будут сделаны те или иные выводы: добыча нефти, добыча воды, добыча газагаза и жидкости, обводненность, общая добыча нефти и газа, показатели среднего пластового давления и запасов нефти и газа в пластовых условиях. Числовые значения по данным параметрам были выгружены из симулятора гидродинамической модели и визуализированы в качестве графиков, на основании которых будет проводиться анализ. В процессе анализа будут сравниваться показатели разработки за период в 10 лет (01.01.2017 – 01.01.2027).

Добыча нефти

Как видно из рисунка 3.7, показатель добычи нефти при пятиточечной системе разработки имеет максимальное значение за рассматриваемый период разработки. Такой уровень добычи поддерживается за счет хорошей компенсации добывающих скважин нагнетательной. Наименьший объем добычи приходится на разработку семиточечной системой, что указывает на недостаточную эффективность системы ППД из-за соотношения скважин на исследуемом участке.

Добыча воды

Наибольший объем воды при добыче мы получаем при использовании девятиточечной системы, что происходит вследствие интенсивного отбора флюида и повышенной обводненности. При разработке «пятиточкой» получаем наименьший объем добываемой жидкости.

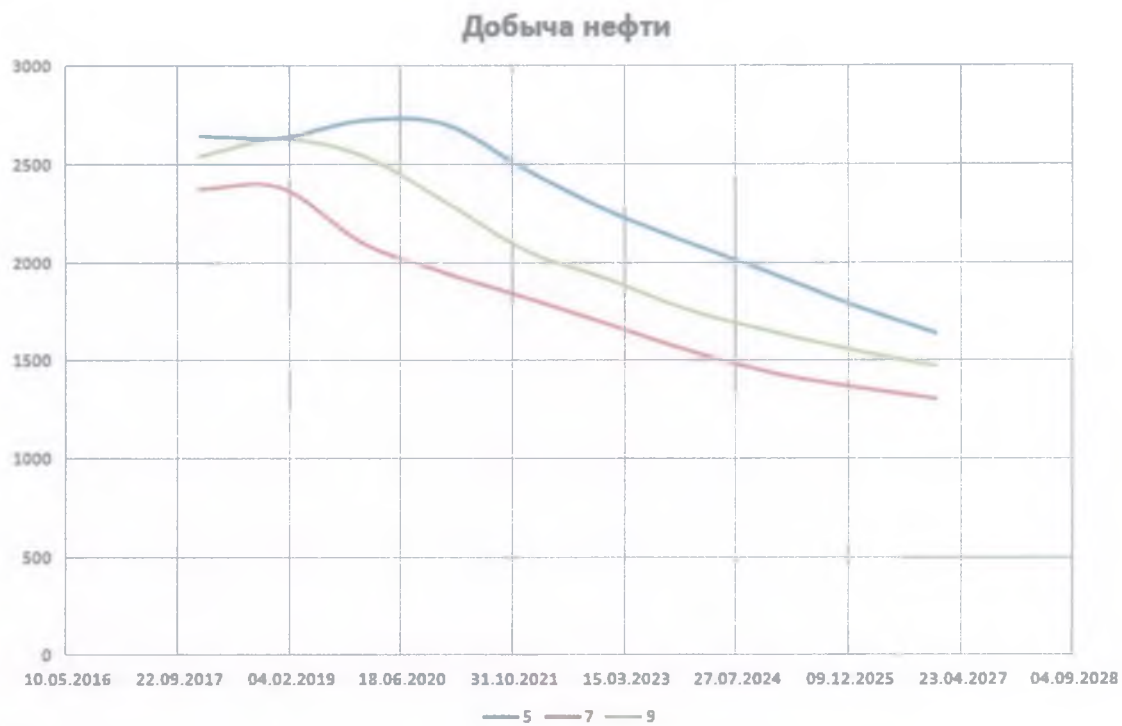


Рисунок 3.7 – Добыча нефти при пяти-, семи-, девятиточечной системе

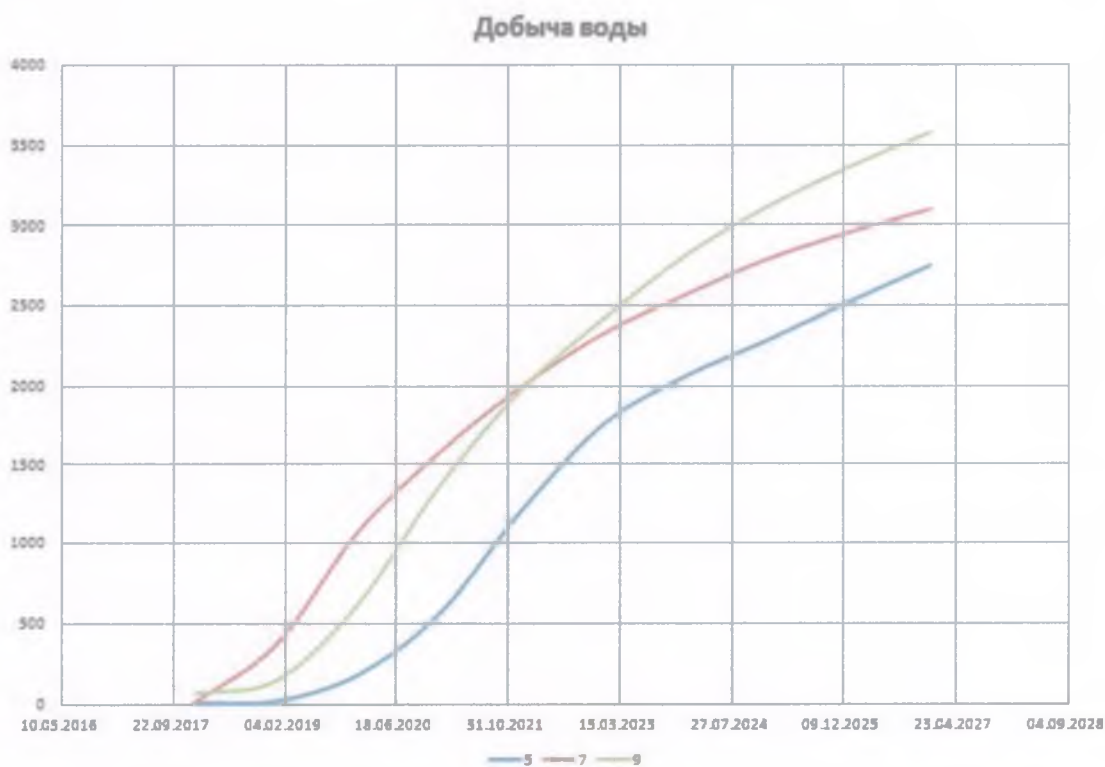


Рисунок 3.8 – Добыча воды при пяти-, семи-, девятиточечной системе

Добыча газа

Показатели по добыче газа особых отличий по объему добычи не имеют. При разработке пятиточечной системой в первые три года разработки происходит наиболее интенсивный отбор, при котором показатели по добытому объему имеют небольшое отличие в положительную сторону, в то время как показатели объема добычи газа при разработке семи- и девятиточечной системой имеют одинаковые значения на начальном этапе разработки. Однако в дальнейшем, ввиду интенсивного отбора газа при пятиточечной системе в период первых трех лет, его добыча на оставшийся период разработки снижается и имеет наименьший показатель добычи среди прочих систем разработки. Дольше всех наивысшая полка добычи газа держится при девятиточечной системе, что можно наблюдать на рисунке 3.9.

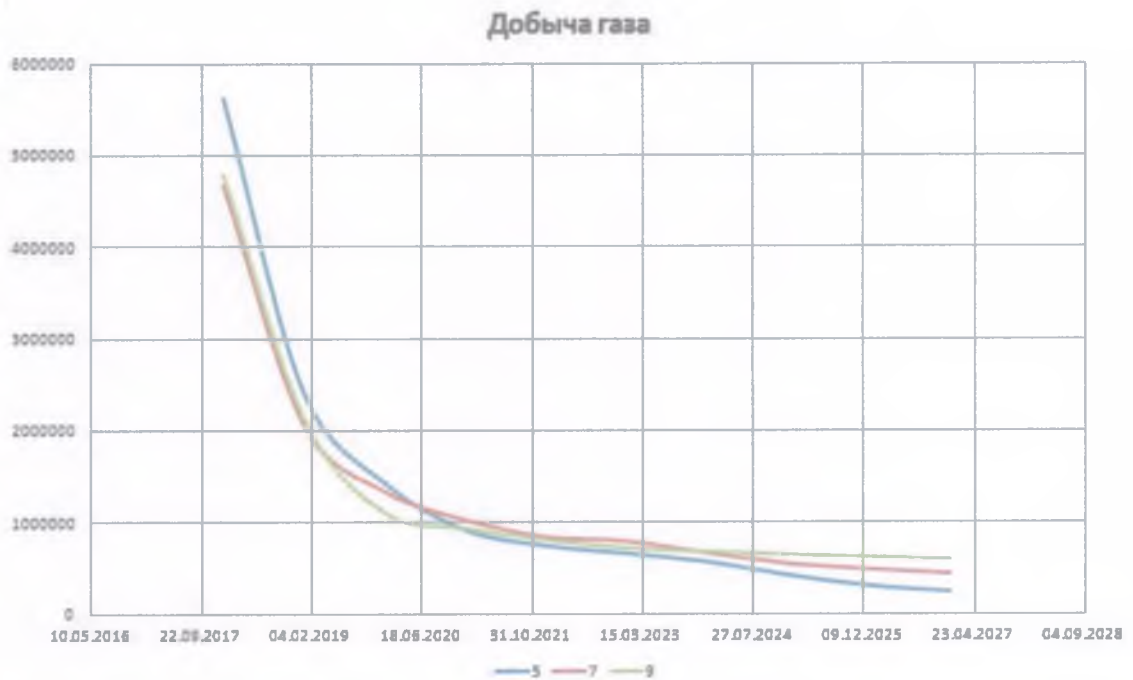


Рисунок 3.9 – Добыча газа при пяти-, семи-, девятиточечной системе

Добыча жидкости

Объем добываемой жидкости при различных системах разработки представлен на рисунке 3.10. Видно, что при девятиточечной системе мы

получаем наиболее высокие дебиты жидкости ввиду большого количества добывающих скважин. Показатели семи- и пятиточечной системы не имеют различий.

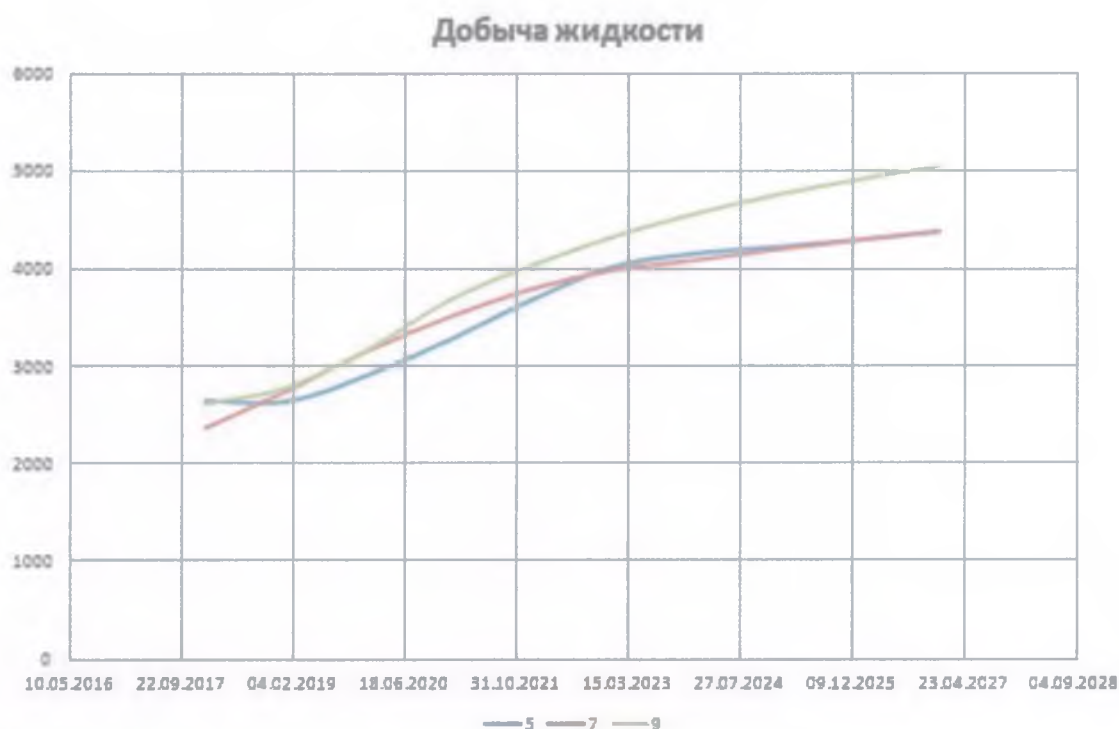


Рисунок 3.10 – Добыча жидкости при пяти-, семи-, девятиточечной системе

Обводненность

Анализируя обводненность при различных системах разработки исследуемого участка можно сделать вывод о том, что использование пятиточечной системы в отношении данного показателя будет наиболее рациональным. На начальном этапе наибольшая обводненность достигается при разработке семиточечной системой, однако за несколько лет данные показатели обводненности выравниваются с показателями при разработке девятиточечной системой и, в конечном итоге, показывают меньшее значение обводненности в сравнении с девятиточечной на конечную дату разработки.

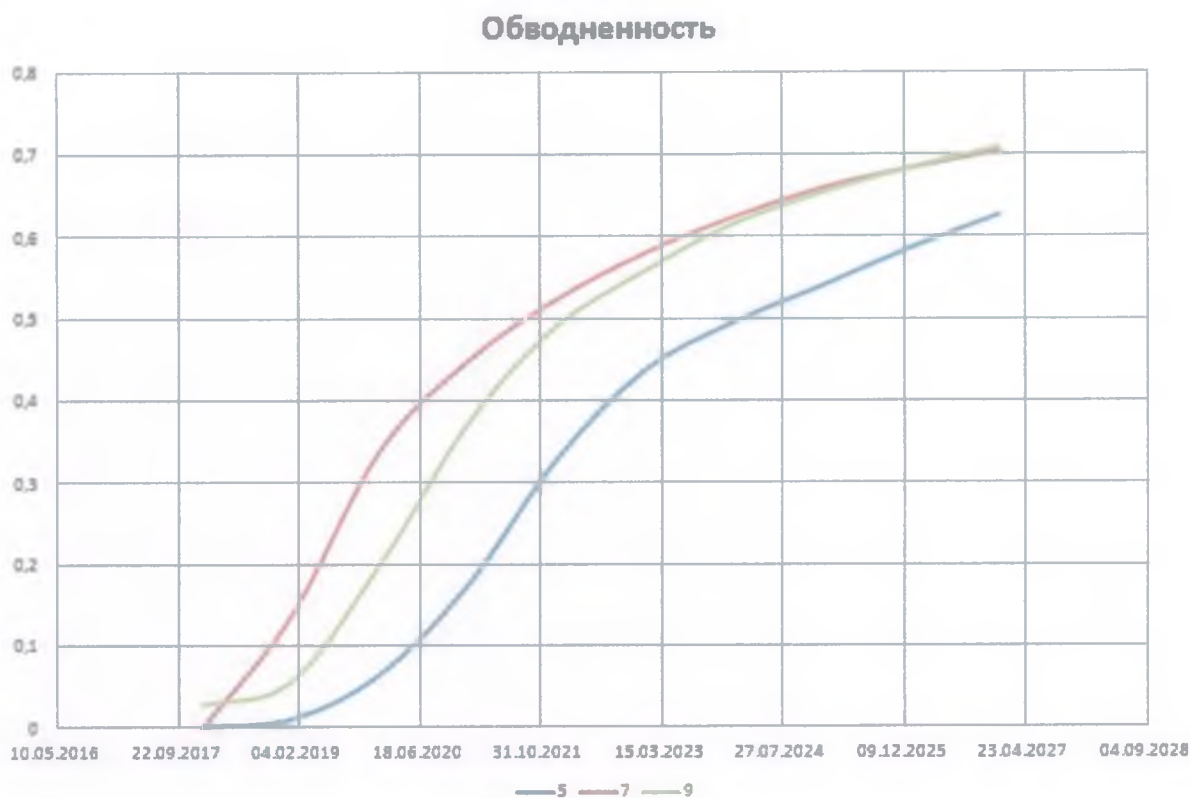


Рисунок 3.11 – Обводненность при пяти-, семи-, девятиточечной системе

Общая добыча нефти и газа

Максимальную общую добычу нефти и газа мы получаем при разработке пятиточечной системой. Отбор при «девятиточке» уступает из-за недостаточного поддержания пластового давления, что снижает уровень добычи как нефти, так и газа, несмотря на увеличенное количество скважин. Семиточечная система дает наименьший уровень по общей добычи нефти, значительно отличающийся от пятиточечной. Показатели семи- и девятиточечной системы по общей добыче газа равны.

Общая добыча нефти

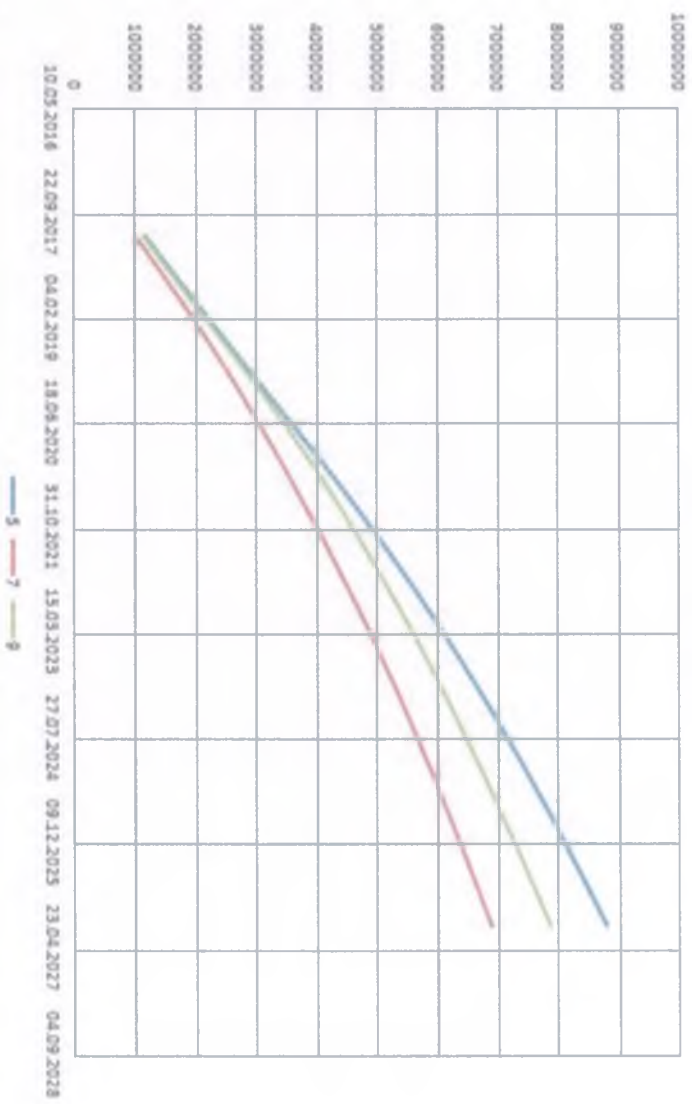


Рисунок 3.12 – Общая добыча нефти при пяти-, семи-, девятиточечной системе

Общая добыча газа

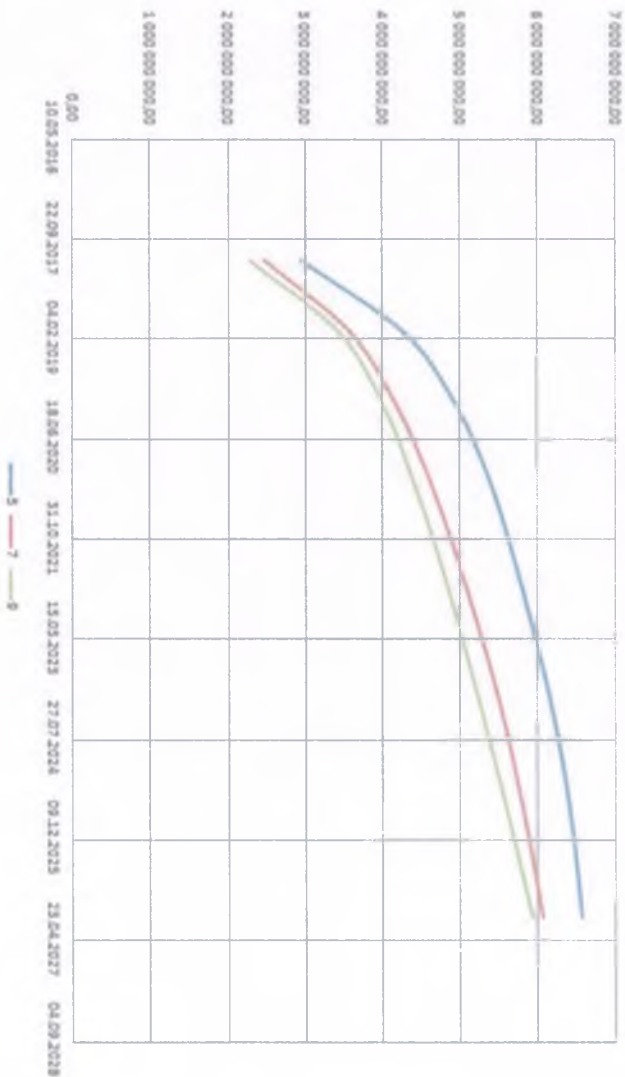


Рисунок 3.13 – общая добыча газа при пяти-, семи-, девятиточечной системе

Среднее пластовое давление

Наименьший показатель давления по пласту наблюдается при разработке пятиточечной системой, что отражено на рисунке 3.14, однако различие по значению давления среди систем разработки являются несущественными и особой роли при выборе варианта разработки не играют.

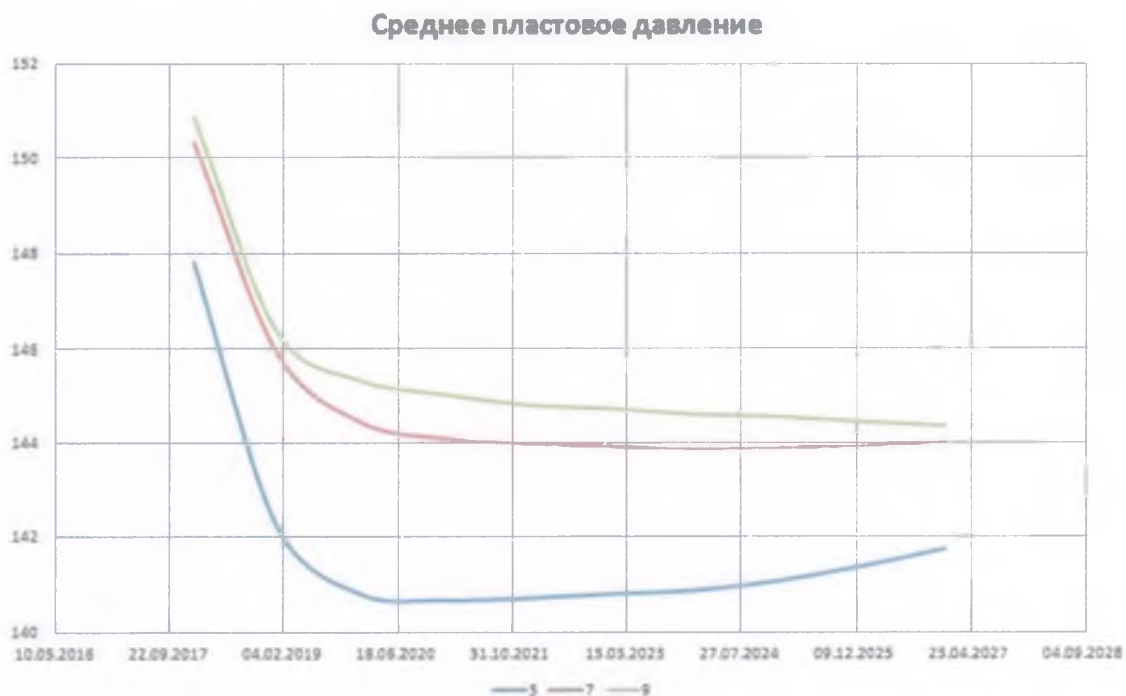


Рисунок 3.14 – Среднее пластовое давление при пяти-, семи-, девятиточечной системе

Запасы нефти и газа в пластовых условиях

Показатели запасов по газу идентичны при различных системах разработки. Запасы нефти в пластовых условиях при пяти-, семи-, девятиточечной системе по показателям не имеют существенных расхождений. Наибольшее значение достигается при разработке семиточечной системой, наименьшее при пятиточечной.

Запасы нефти в пластовых условиях

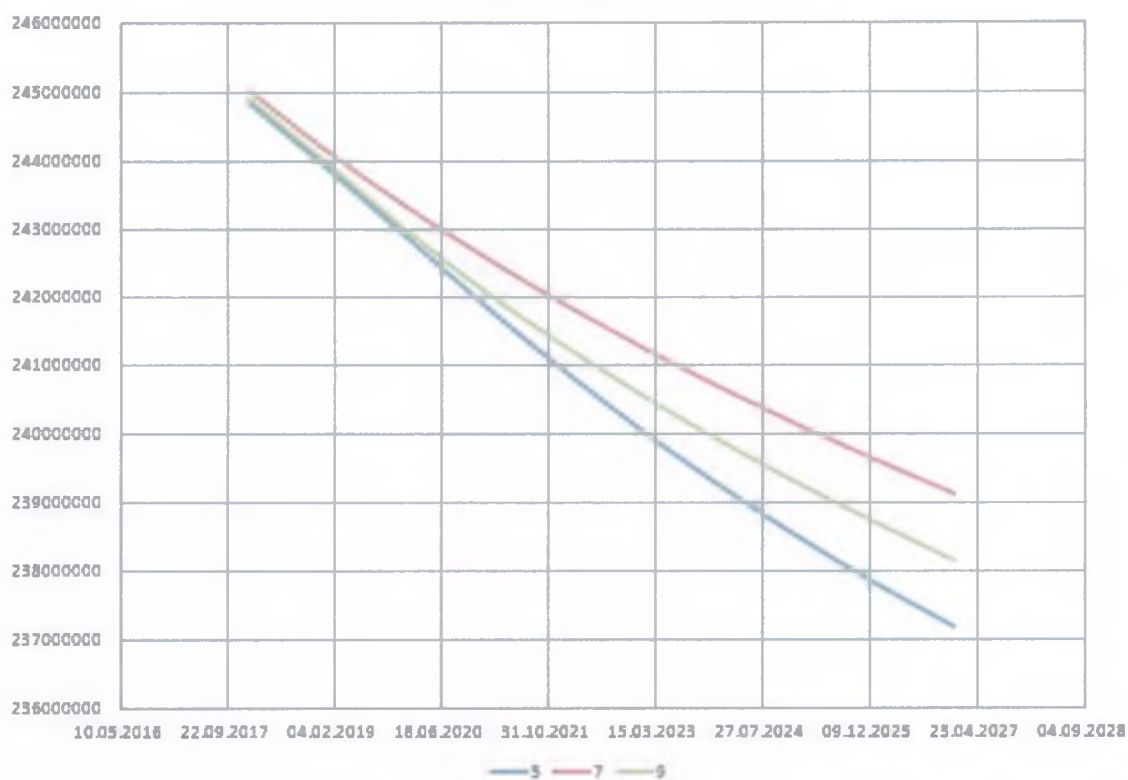


Рисунок 3.15 – Запасы нефти при пяти-, семи-, девятиточечной системе

Запасы газа в пластовых условиях

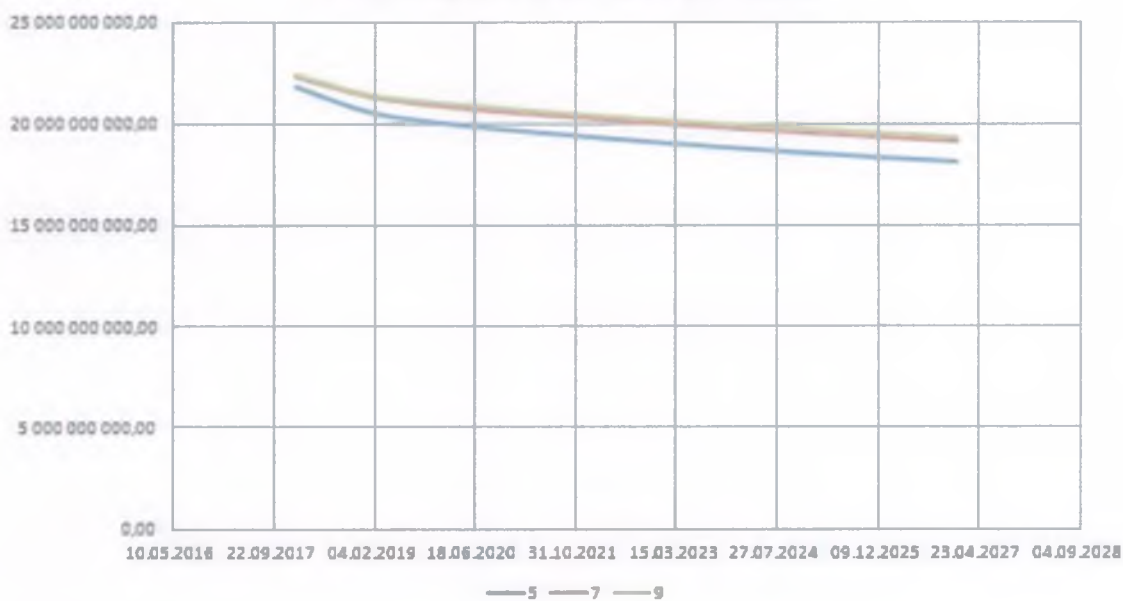


Рисунок 3.16– Запасы гаа при пяти-, семи-, девятиточечной системе

3.3.6 Выводы. Выбор оптимальной системы разработки

В данной исследовательской работе был проведен анализ расчетных вариантов систем разработки пласта Як-III-VII и выбора сетки размещения скважин. В процессе выполнения работы было рассмотрено три варианта площадной системы размещения скважин. На основании проделанной работы можно сделать вывод о том, что разработка семиточечной системой не является рациональной и не будет способствовать выгодной реализации продуктивного пласта Як-III-VII.

Рассматриваемая девятиточечная система вполне пригодна для разработки и дала хорошие результаты при анализе показателей модели. Однако существует причина, по которой данная система разработки не может быть использована: продуктивный пласт Як-III-VII является одним из основных объектов разработки месторождения и разбурен основным фондом скважин на 67%, что предполагает незначительные корректировки ввиду высокого значения реализации проектного фонда.

Более того, анализ рассматриваемых вариантов показал, что реализованная система разработки на исследуемого пласта является достаточно эффективной и оптимальной. Однако существуют участки залежи с нефтяными толщинами, которые не охвачены выработкой, поэтому рекомендуется проведение мероприятий по регулированию системы разработки разбуренной залежи, включающим уплотнению бурением на объекте Як-III-VII.

3.4 Анализ чувствительности модели к изменению параметров

3.4.1 Понятие адаптации

Гидродинамическое моделирование играет ведущую роль в процессе разработки месторождения. Одним из важнейших процессов при работе с ГДМ является адаптация моделей. Имея реальную историю разработки и фактические данные по работе скважин, инженеру проектирования разработки и моделирования требуется настроить гидродинамическую модель таким образом, чтобы она соответствовала имеющимся фактическим данным. В процессе разработки происходит круглогодичная адаптация моделей, при которой модели настраиваются на истории. При адаптации модели можно выделить два этапа: этап изменения геологических параметров и этап изменения гидродинамических параметров.

В ходе адаптации необходимо придерживаться рекомендуемой ниже последовательности действий:

1. Анализ среднего пластового давления.

Необходимо убедиться, что отклонение пластового давления в любой момент времени не превышает $\pm 15\%$ от начального пластового давления залежи и не имеет явного тренда на возрастание или убывание.

В ином случае необходимо изменить коэффициенты эффективности выбранных нагнетательных скважин и применить изменение закачки жидкости инжекторами для того, чтобы пластовое давление стало стабильным.

2. Анализ пластового давления в ячейках сетки (давление на контуре питания скважины).

У инженера, работающего в среде ГДМ, есть возможность просмотреть динамику изменения пластового давления в любой из ячеек сетки. Необходимо, чтобы отклонение от среднего пластового давления в любой момент времени

составляло не более ± 50 атм. Для выполнения контроля реализован инструмент вырезания секторной модели, который позволяет оценивать динамику изменения параметров на контуре питания скважины. Увеличение проницаемости приводит к уменьшению отклонения от среднепластового давления и наоборот.

3. Выбор ОФП нефти и воды.

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) - характеристика, описывающая совместное относительное течение фаз в пласте. ОФП для воды и нефти получают опытным путем на образцах керна в условиях стационарной фильтрации. Вид кривых позволяет сделать вывод о гидрофильном характере поверхности горной породы для всех пластов. При помощи модифицирования ОФП осуществляется интегральная адаптация обводненности и дебитов флюидов.

4. Установка соответствия дебитов.

Увеличив подвижность одного флюида, мы получаем увеличение подвижности в расчетных дебитах для данного флюида. При этом существует возможность изменения следующих параметров: ОФП, проницаемость призабойной зоны скважины, параметры закачки воды нагнетательными скважинами, PVT свойства флюидов, скин- факторы скважин во времени.

5. Установка соответствия забойных давлений.

Завершающим действием в процессе адаптации будет является регулирование забойных давлений на добывающих и нагнетательных скважинах. Существует возможность регулирования забойного давления скин- фактором скважины. При этом необходимо подобрать скин-фактор для скважины таким образом, чтобы значения расчетных забойных давлений на выбранный временной интервал для адаптации истории соответствовали фактическим, основанным на данных из техрежимов.

3.4.2 Выделение проблемы и определение цели исследования

Прогноз показателей разработки нефтяных месторождений, проводимый на основе гидродинамических моделей, не всегда имеет высокую достоверность. Причинами невысокой достоверности расчетов гидродинамических моделей могут являться неопределенности значений фильтрационно-емкостных параметров гидродинамической модели нефтяного пласта. При создании и адаптации геолого-гидродинамических моделей залежи используют фактические данные за весь период разработки, при этом параметры пласта и флюида считаются изначально определенными и неизменными, хотя известно, что в результате техногенного воздействия они изменяются, а отсутствие учета этих изменений приводит к снижению степени достоверности получаемых моделей. Следует также выделить недостаточно полный учет техногенных процессов, которые могут возникнуть вследствие снижения давления пласта. К таким процессам можно отнести кольтматации, деформационные процессы, а также процессы роста газонасыщенности и облитерации.

Недостаток исходной информации и стохастическая природа геологических объектов обуславливают существенную неопределенность в оценке фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора. При снижении забойного давления в добывающих скважинах указанные выше техногенные процессы приводят к изменению ФЕС пласта, в наибольшей степени в околоскважинной зоне. Действительно, на ряде месторождений наблюдается существование, так называемой критической депрессии, превышение которой приводит к снижению добывных возможностей скважин. Такой характер изменения дебитов скважин и показателей разработки не может быть получен в результате расчетов с использованием современных пакетов по гидродинамическому моделированию, где предполагается, что движение жидкости в неоднородной пористой среде следует обобщенному закону Дарси.

Резюмируя можно сделать вывод о том, что на данный момент гидродинамические модели имеют расхождения с фактической историей добычи, что приводит к отличиям показателей модели от исторических данных. Следовательно, необходимо проводить соответствующие исследования и мероприятия по улучшению как геологических, так и гидродинамических моделей.

Исходя из вышеизложенной проблемы, целью данного исследования является проверка чувствительности гидродинамической модели на изменение параметров, используемых при адаптации, а также выявление зависимости модельных показателей разработки от изменения насыщения в пласте.

3.4.3 Практическая часть исследования

Для проведения анализа чувствительности модели к изменению параметров, используемых при адаптации, была использована просчитанная ранее модель участка пласта Як-III-VII Ванкорского месторождения под названием «Исходная». Данная модель является сааптированной и «лежащей на истории», имеет реальные скважины и достоверные данные по истории добычи. Параметры исходной модели, которые будут изменены в процессе исследования, имеют следующие значения:

Пористость (min – 0,169; max – 0,325; mean – 0,272);

Проницаемость (min – 2,8 мД; max – 3934 мД; mean – 567 мД),

проницаемость по оси Z меньше в 10 раз;

Начальная водонасыщенность (min – 0,114; max – 0,771; mean – 0,311);

Остаточная вода (min – 0,103; max – 0,507).

В дополнение к базовой модели, на основании которой будет проходить сравнение и анализ измененных показателей, было создано 9 дополнительных моделей со следующими характеристиками, отличными от модели «Исходная»:

- Модель 1 с изменением по пористости. Показатель пористости увеличен на 5%;

- Модель 2 с изменением по пористости. Значение параметра уменьшено на 5%;
- Модель 3 с изменением по проницаемости. Увеличение показателя в 2 раза;
- Модель 4 с изменением по проницаемости. Снижение проницаемости в 2 раза;
- Модель 5 с изменением по начальной водонасыщенности. Увеличение значения на 5%;
- Модель 6 с изменением по начальной водонасыщенности. Снижение начальной водонасыщенности на 5%;
- Модель 7 с образованием трещины на интервале №1. Трещина образована в направлении с запада на восток;
- Модель 8 с образованием трещины на интервале №1. Расположение трещины – север-юг;
- Модель 9 с образованием трещины на интервале №1. Комбинированная трещина по четырем направлениям.
- Модели 10, 11, 12, соответствующие моделям 7, 8 и 9, но расположенные на интервале №2.

Изменение на 5% для большинства параметров в требованиях по гидродинамической модели является допустимым. Исходя из того, что данная работа является исследовательской, а данное отклонение задается исследователем работы для определения влияния измененных параметров, значение в 5% является наиболее оптимальным и достаточны для показателей пористости и начальной водонасыщенности.

При расчете моделей контроль работы скважин, при котором их работа происходила на фактическом значении забойного давления.

Пористость, измененная на 5% в положительную и отрицательную стороны, послужила увеличению (уменьшению) объема запасов нефти и газа на 5%. Изменение пористости не оказало весомого влияния на общую добычу нефти. Среднее пластовое давление также не претерпело значительных изменений, однако можно сделать вывод влияния пористости на давление пласта, что в свою очередь указывает на зависимость коэффициента пористости от величины пластового давления. При увеличении пористости выявлен рост таких параметров как добыча нефти, добыча газа (включая общую добычу газа), а также запасы. Рост величин данных показателей связан с увеличением объема порового пространства и, соответственно, увеличению углеводородов, наполняющих его. Оставшиеся показатели имеют изменения в обратной пропорциональности к изменяемым параметрам. В частности увеличение пористости приводит к снижению обводненности, из чего ясно, что обводнение залежи приводит к снижению коэффициента пористости породы.

Изменения пористости в процессе разработки месторождения даже на 1% приводят к изменениям удельного электрического сопротивления, скоростей распределения упругих волн и самое главное – проницаемости горных пород, которые могут существенно осложнить процессы извлечения нефти и газа. Изменение пористости может быть обусловлено ростом эффективного давления.

Влияние проницаемости на исследуемый участок

Изменяя проницаемость, мы изменяем продуктивность, запасы не изменяются. Следует отметить, что изменение проницаемости оказало значительное влияние на рассматриваемые показатели. При увеличении проницаемости в 2 раза происходит большой скачок вверх по объему добываемых флюидов, а также газа. Это обусловлено повышенной пропускной способностью породы. При этом показатель пластового давления как при увеличении, так и при уменьшении проницаемости дает отрицательный результат по сравнению с исходной моделью, что может отрицательно сказаться на депрессии. В зонах повышенной проницаемости углеводородам

легче преодолевать поровое пространство из-за чего перепад давлений снижается. Запасы нефти и газа при увеличении проницаемости также снижены по сравнению с базовой моделью, что обусловлено быстрой и интенсивной выработкой углеводородов ввиду высокой проницаемости и хорошей миграции флюида в пласте.

Влияние начальной водонасыщенности на исследуемый участок

Изменение параметра начальной водонасыщенности как в большую, так и в меньшую сторону оказывает одинаковое влияние на объект исследования. Начальная водонасыщенность – водонасыщенность породы нескрытого нефтяного пласта, изначально сопутствующая нефти и распределенная по мощности залежи согласно закону капиллярно-гравитационного равновесия фаз. Это пластовая вода, которая имеет не только минерализацию, но и другие физические и поверхностно-активные свойства, характерные только для данного пласта. Добыча воды, нефти и газа значительно увеличиваются; общая добыча по нефти и газу также возрастает. Наблюдается и рост обводненности по пласту, что может быть связано с притоком воды из аквифера или от нагнетательной скважины. Среднее пластовое давление проседает в 2 раза, запасы газа в пласте снижаются. При уменьшении начальной водонасыщенности на 5% изменений по запасам нефти практически не происходит. При увеличении параметра объем запасов нефти в пласте падают, но не так сильно, как объем запасов газа при тех же условиях. Дебиты воды при увеличении начальной водонасыщенности увеличиваются. На начальное распределение водонасыщенности в пласте и динамику его разработки может оказывать влияние исходная смачиваемость пласта и смачиваемость, изменяющаяся во времени и после миграции углеводородов.

Влияние трещин на исследуемый участок

На Ванкорском месторождении трещины образуются в результате автоГРП – непреднамеренного гидроразрыва пласта, когда при закачке и достижении определенного объема жидкости порода не выдерживает, и происходит разрыв пласта. По данному нарушению начинает двигаться вода. Так как свойства

породы меняются, фильтрация стала происходить не через поры, а через трещины.

Трещина формировалась в ГДМ при помощи функции задания многоствольных скважин как ответвление от основной нагнетательной скважины. Это обусловлено возможностью возникновения автоГРП при высокой приемистости скважины нагнетания.

Было выбрано два интервала для создания трещин: первый – основной интервал ухода воды (проперфорировано несколько интервалов, вода уходит лишь в один из них) с длиной скважины (величина MD – Measured Depth; расстояние от устья скважины до забоя по оси ствола) 2928 м, второй – интервал с величиной MD 2963 м (вода в данный интервал не поступает). На каждой из глубин было рассмотрено три варианта образования трещин: с севера на юг, с запада на восток, комбинированная трещина, образованная в двух направлениях. Принято считать, что трещина образуется в направлении наименьшего стресса. Исходя из предположений о нахождении наименьшего стресса в том или ином направлении, были образованы данные трещины в модели.

Анализ влияния трещин проводился на основе показателей выбранных ранее скважин. Были выявлены следующие зависимости: на глубине ствола 2928 м трещины оказали влияние на объемы добычи газа в трех вариантах случаев (трещина с севера на юг; с запада на восток; комбинированная). Дебит газа во всех случаях по всем скважинам был значительно снижен. Причиной этому послужило то, что при образовании трещины на данном интервале газ из газовой шапки вытесняется водой. Так как трещина отходит недалеко, вытеснение газа происходит ближе к добывающей скважине по сравнению с исходным вариантом. Изменения дебитов по нефти и воде можно считать незначительными.

Рассматривая влияние трещин на глубине 2963 м можно сделать выводы о том, что трещина, расположенная с севера на юг, и комбинированная трещина не оказали значительного влияния на дебиты воды, газа и нефти. Трещина,

соответственно, запасов. Максимальное изменение по накопленной нефти не превышает 2,3%, по накопленной воде - 6,2%, по накопленному газу – 5,2%.

Показания по изменению начальной водонасыщенности практически идентичны. Однако стоит выделить скважину ZH, у которой значение накопленной воды изменилось на 11%, в то время как у других скважин изменение данного параметра коснулось в меньшей степени.

Проницаемость оказала наибольшее влияние на исследуемые скважины: накопленная нефть в среднем изменяется на 22%; изменение по накопленной воде варьируется от 42% до 160% (у скважины ZH). Накопленный газ при увеличении проницаемости не изменяется больше 5,8% в скважинах JH, KH, GH, скважина ZH изменяется на 15,1%; при снижении проницаемости в 2 раза значения накопленного газа по скважинам падает до 14,6% по скважинам JH, KH, GH, в скважине ZH снижение равно 18,4%. Добыча нефти на последнюю дату при увеличении проницаемости в 2 раза имеет отрицательное значение на всех скважинах по сравнению с базовой моделью, что связано с проникновением газа из газовой шапки в скважины и снижению объемов добычи нефти. Статистика изменения других параметров по скважинам показана на рисунках 3.18 и 3.19.

Накопленная нефть, %						
Скважина	Пор. (+)	Пор. (-)	Прон. (+)	Прон. (-)	Нач. вод. (+)	Нач. вод. (-)
ZH	1,6	-1,9	27,6	-26,5	-2,4	2,3
JH	2,2	-2,3	15,9	-17,8	-4,6	4,9
KH	2,1	-2,1	26,3	-24,4	-1,9	2,2
GH	2,0	-2,2	23,6	-22,4	-2,3	2,0

Добыча нефти на последнюю дату, %						
Скважина	Пор. (+)	Пор. (-)	Прон. (+)	Прон. (-)	Нач. вод. (+)	Нач. вод. (-)
ZH	4,0	-4,2	-8,9	-8,8	-4,7	6,2
JH	2,7	-2,9	-15,4	3,0	-6,3	5,9
KH	3,2	-2,8	-1,6	-3,7	-4,4	5,0
GH	3,9	-3,8	-7,8	1,4	-5,0	5,8

Накопленная вода, %						
Скважина	Пор. (+)	Пор. (-)	Прон. (+)	Прон. (-)	Нач. вод. (+)	Нач. вод. (-)
ZH	-5,7	6,2	160,7	-73,1	11,2	-11,7
JH	-0,7	1,2	52,8	-42,2	3,3	-4,2
KH	-3,6	3,8	106,7	-61,7	4,3	-5,5
GH	-2,8	2,9	96,6	-56,5	6,1	-8,2

Накопленный газ, %						
Скважина	Пор. (+)	Пор. (-)	Прон. (+)	Прон. (-)	Нач. вод. (+)	Нач. вод. (-)
ZH	5,2	-3,7	15,1	-18,4	-1,5	2,5
JH	4,2	-4,7	5,2	-13,6	-2,0	1,4
KH	4,8	-5,2	5,8	-14,6	-1,6	-0,1
GH	3,9	-4,2	1,4	-10,6	-2,1	2,3

Рисунок 3.18 – Процентное отклонение показателей скважин от исходного значения при изменении параметров модели

MD: 2928				MD: 2963		
Накопленная нефть, %						
Скв	Запад-Восток	Север-Юг	Комбинир.	Запад-Восток	Север-Юг	Комбинир.
ZH	-4,9	-6,3	-6,1	3,0	-2,9	-3,4
JH	-3,3	-4,4	-4,3	-40,3	-2,5	-4,1
KH	-3,9	-3,9	-4,8	-38,4	-2,0	-2,9
GH	-3,9	-4,6	-4,9	-54,8	-4,7	-4,5

Добыча нефти на последнюю дату, %						
Скв	Запад-Восток	Север-Юг	Комбинир.	Запад-Восток	Север-Юг	Комбинир.
ZH	-6,0	1,9	3,9	45,5	-4,3	-4,4
JH	-3,5	-3,9	-2,8	-100,0	-4,0	-4,0
KH	0,6	10,7	4,0	-42,0	-4,5	-5,0
GH	0,2	-1,4	0,1	-72,4	-16,2	-10,0

Накопленная вода, %						
Скв	Запад-Восток	Север-Юг	Комбинир.	Запад-Восток	Север-Юг	Комбинир.
ZH	23,1	6,5	8,4	-69,1	3,0	4,4
JH	1,0	0,4	0,4	-82,4	1,0	1,5
KH	4,0	3,9	4,9	-85,2	0,7	2,0
GH	2,5	3,4	3,6	-91,3	14,0	9,2

Накопленный газ, %						
Скв	Запад-Восток	Север-Юг	Комбинир.	Запад-Восток	Север-Юг	Комбинир.
ZH	-22,8	-19,8	-22,1	-40,9	9,4	15,3
JH	-17,7	-23,7	-23,6	-59,7	6,4	8,6
KH	-48,0	-61,5	-59,6	-59,3	0,3	-1,2
GH	-19,2	-21,4	-22,0	-81,1	-3,4	-3,8

Рисунок 3.19 – Процентное отклонение показателей скважин от исходного значения при наличии различно направленных трещин, расположенных на разных интервалах

Скважина ZH выделяется среди других и подвержена большему влиянию, нежели скважины JH, KH и GH. Наиболее ярко это выражено при изменении значения проницаемости по в пласте. Подобные расхождения являются следствием выработки газовой шапки вблизи этой скважины, что можно наблюдать в приложении 1. Газовые шапки при других скважинах более обширны, в скважине ZH она не имеет столь большого объема, поэтому достаточно быстро вырабатывается, что приводит к снижению давления и

уменьшению потенциала скважины. Чем выше проницаемость, тем быстрее вырабатывается газовая шапка и просаживается давление. Соответственно добыча флюида будет уменьшаться.

3.4.5 Вывод по анализу чувствительности модели

Опираясь на проведенный анализ чувствительности к изменению различных параметров, используемых при адаптации, можно сделать следующие выводы: наибольшее влияние на адаптируемую модель месторождения оказывает параметр проницаемости, изменение которого в значительной степени влияет как на дебиты добываемых углеводородов, так и на такие показатели как обводненность, общая добыча ресурсов, а также давление пласта;

Параметры пористости и начальной водонасыщенности не оказывают такого воздействия на пласт, как проницаемость. Изменения при увеличении или снижении значений данных параметров может быть значимым для отдельно взятых скважины при тех или иных условиях, что может оказать как положительное, так и отрицательное воздействие на пласт. Пористость напрямую влияет на объем запасов углеводородов. Изменение начальной водонасыщенности способствует интенсификации показателя добычи воды;

Изучение влияние трещин при проведении данной исследовательской работы не позволило выявить каких-либо закономерностей того, как именно та или иная трещина повлияет на отдельно взятую скважину. Однако во всех рассмотренных вариантах не была выявлена ни одна модель, на которую образование трещины оказало бы значимый положительный эффект. Чего нельзя сказать в отношении отрицательного воздействия трещин на дебиты.

Таким образом в результате исследования была проведена проверка чувствительности гидродинамической модели на изменение параметров, используемых при адаптации, а также выявлены зависимости модельных показателей разработки от изменения насыщения в пласте.

4. Безопасность и экологичность проекта

Обеспечение безопасности работ и сохранности окружающей среды на предприятиях нефтегазовой промышленности является одной из первоочередных задач, поскольку осуществляемые технологические процессы связаны со взрывопожароопасными и токсичными веществами, которые при несоблюдении правил безопасного ведения работ могут нанести вред экологической системе и здоровью человека. Работы зачастую производятся в сложных природно-климатических условиях и связаны с использованием оборудования, находящегося под высоким давлением, что требует особых мер предосторожности при работе с ним.

Ванкорское НГКМ характеризуется высокой степенью автоматизации производственных процессов и оснащено современными системами безопасности, для применения которых необходимо ввести дополнительные требования по обеспечению безопасности производимых работ.

Основное условие безопасности при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений - соблюдение трудовой и производственной дисциплины всеми работниками месторождения.

4.1 Недостатки базовой конструкции по обеспечению безопасности труда

Выполнение работ по добыче ресурсов и большинство производственных процессов происходят на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях. В процессе добычи нефти операторы по добыче нефти и газа подвергаются воздействию неблагоприятных метеорологических условий, выделяющихся в атмосферу легких фракций нефти и попутных газов. При выбросе в атмосферу большого количества попутного газа содержание кислорода в воздухе резко снижается, атмосфера насыщается парами нефти и

сопутствующих веществ. Такое загрязнение воздушной среды может привести к интоксикации организма.

Одна из главных особенностей условий труда персонала - это работа, в основном связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами, частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Нефтепромысловое эксплуатационное оборудование подвержено внешним воздействиям, коррозии, низким температурам, что приводит к нарушению прочностных характеристик конструкций и их преждевременному разрушению.

Могут возникнуть иные опасные факторы:

- углеводородные пары и газы (попутный нефтяной газ, топливный газ) в смеси с атмосферным воздухом способны образовывать взрывоопасные смеси. Источниками их воспламенения являются искры от сварочных агрегатов и механических ударов, разряды статического электричества, нагретые части труб и аппаратов;

- высокое давление рабочей среды в скважинах и трубопроводах: технологический процесс обуславливается большим количеством легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, углеводородных газов и других горючих веществ, находящихся под избыточным давлением в аппаратах и трубопроводах;

- наличие кабельных линий под высоким напряжением: электроопасность обуславливается возникновением или наличием таких факторов как электрический ток (эксплуатация электроустановок до и свыше 1000В), электрическая дуга (производство электросварочных работ), электромагнитное поле. В случае повреждения линий электропередач возникает вероятность выхода из строя оборудования, пожара, угроза для жизни людей.

Класс профессионального риска оператора по добыче нефти и газа, исходя из вида экономической деятельности – XXX.

Страховой тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляет 7,4 % к начисленной оплате труда – 7,4.

4.2 Проектные решения по обеспечению безопасности труда

Ванкорское НГКМ расположено в суровых климатических условиях. Климат района месторождения является резко континентальным. Район работ характеризуется продолжительной холодной зимой, длящейся 8-9 месяцев. Среднегодовая температура воздуха составляет -10 °С. Наиболее холодными месяцами являются декабрь, январь, февраль, средняя температура в эти месяцы минус 26 °С, в отдельные дни возможно снижение температуры воздуха до минус 57 °С. Снежный покров составляет от 1 до 3 метров. Средняя скорость ветра – 5-7 м/с, максимальная – 25 м/с. Месторождение относится к климатическому региону Iб (IV) (Ванкорское месторождение, расположенное на территории Туруханского района Красноярского края), где температура воздуха может достигать -41°С, а порывы ветра 1,3 м/с.

Работы персонала, участвующего в добыче нефти, происходят на открытом воздухе (на кустах добывающих скважин). Должны быть приняты меры по обеспечению рабочих специальной одеждой и установлены временные регламенты нахождения на открытом воздухе, позволяющие предотвратить возникновение обморожений и переохлаждений. Работы на открытом воздухе регулируются МБ 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» и внутренним приказом № 2473 от 27 октября 2013 «О режимах работы в холодное время года», которые регламентируют необходимость обеспечения работников средствами индивидуальной защиты и продолжительность работы и отдыха.

Влажность воздуха влияет на теплоотдачу организма: при температуре 18°C влажность должна находиться в пределах от 35% до 70%. При меньшей относительной влажности воздух считается сухим, при большей – с повышенной влажностью. Отклонение от нормы отрицательно сказывается на организме человека. Сухой воздух приводит к повышенному испарению, в связи, с чем появляется ощущение сухости слизистых оболочек и кожи. Слишком влажный воздух затрудняет испарение.

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды производства вспомогательные и административно-бытовые помещения СТО оборудуются системами центрального отопления и приточно-вытяжной вентиляции.

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Задачей производственной санитарии является разработка и внедрение системы организационных и санитарно-технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие вредных производственных факторов.

Требования к микроклимату производственных помещений, исходя из СанПиН 2.2.4.548-96 и ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны», дают следующие нормирование по температуре рабочего пространства, отраженные в таблице 4.3.1.

Таблица 4.1 – Классификация категорий работ в различный период года

Период года	Категория работ	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения, м/с
		Оптимальная	Оптимальная на рабочем месте, не более	Оптимальная, не более

Окончание таблицы 4.1 – Классификация категорий работ в различный период года

Холодный	II б	17-19	40-60	0,2
Теплый	II б	20-22	40-60	0,3

К категории II б относятся работы, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. Учитывая обязанности оператора категория работ - II б (233-290Вт).

Оптимальная температура в производственном помещении должна поддерживаться порядка 17-19 °С зимой и 20-22 °С в теплый период года, для этих целей в помещении установлены обогреватели поддерживающий температурный режим.

Предельно допустимые уровни звука и вибрации должны соответствовать санитарным нормам шума и вибрации на рабочих местах, ГОСТ 12.01.003-83 и ГОСТ 12.1.012-2004.

Наличие шума в производственной среде может негативно отразиться на здоровье работников. Ненормированный уровень шума может привести к полной или частичной потере слуха, к расстройству нервной системы, желудочно-кишечным заболеваниям и другим последствиям. Для уменьшения уровня шума применяют СИЗ органов слуха (противошумные наушники). Способом снижения уровня шума является сокращение времени нахождения в шумовых условиях.

Нормирование шума происходит по СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» и СНиП 23-03-2003 «Защита от шума», где указаны нормы уровней звука и уровней звукового давления в октавных полосах частот. Уровень шума не должен превышать 80 дБ.

Основными источниками вибрации являются механические колебания машин и механизмов. Нормирование вибраций происходит по двум стандартам

– СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» и ГОСТ 12.1.012-04 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».

Источником электрических полей на рабочем месте оператора добычи нефти и газа - вычислительные машины, которые расположены в пункте контроля и управления, трансформаторы электрического тока и станции управления УЭЦН.

СанПиН 2.2.4.1191-03 устанавливает предельно допустимый уровень напряженности ЭП на рабочем месте в течение всей смены, который равен 5 кВ/м.

Рабочие, задействованные в технологических процессах, должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты (СИЗ), представленными в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – СИЗ работников ООО «РН-Ванкор» по должности оператор ДНГ

Костюм из смесовых тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий или	2 на 2 года
Костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой или из огнестойкой ткани на основе полиарамидных волокон	2 на 2 года
Футболка	4 на 2 года
Головной убор	1 на год
Ботинки кожаные с жестким подноском или	1 пара на год
Сапоги кожаные с жестким подноском	1 пара на год
Перчатки с полимерным покрытием	6 пар на год
Перчатки резиновые или из полимерных материалов	6 пар на год

Окончание таблицы 4.2 – СИЗ работников ООО «РН-Ванкор» по должности оператор ДНГ

Каска защитная	1 на 2 года
Подшлемник под каску (с однослойным или трехслойным утеплителем)	2 на 2 года
Очки защитные открытые	До износа
Полумаска с противогазовыми фильтрами	До износа
На наружных работах зимой дополнительно:	
Костюм из смесовых тканей на утепляющей прокладке или	По поясам
Костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой или из огнестойкой ткани на основе полиарамидных волокон на утепляющей прокладке	По поясам
Белье нательное утепленное	2 комплекта
Жилет утепленный	1 на год
Жилет меховой в IV и особом поясах	1 на 4 года
Ботинки утепленные с жестким подноском или	По поясам
Сапоги утепленные с жестким подноском	По поясам
Валенки или	По поясам
Баффины	По поясам
Шапка-ушанка	1 на 3 года
Перчатки с защитным покрытием, нефтеморозостойкие	6 пар на год
Перчатки шерстяные	6 пар на год

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Основными вредными веществами, выбрасываемыми в атмосферу при разработке и эксплуатации Ванкорского месторождения, являются углеводороды, продукты сгорания газа и жидкого органического топлива - оксиды углерода, серы, азота, метан, бензиновые фракции, керосин, сажа и др.

Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе на рабочих местах приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Предельно-допустимые концентрации вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Керосин	300	IV
Бензиновые фракции	100	IV
Оксид углерода	20	IV
Углеводороды	300	II
Газы C5-C6	200	IV

Произведем расчет выбросов в атмосферу от одиночного источника (факела) при сжигании нефтяного попутного газа (НПГ).

Исходные данные:

$H=30$ м - высота факела

$V=500000$ м³/год - расход газа

$T_T=700$ °С - температура выброса

$T_c=-20$ °С - температура окружающей среды

$D=1$ м - диаметр устья трубы

$W_0=3$ м/сек - скорость выхода

$Q=2000$ кВт - тепловая мощность агрегата

$\rho=0,75$ кг/м³ - плотность газа

Количество выброса оксида углерода:

$$M_{CO_2}=0,001 \cdot V \cdot K_{CO_2} \cdot Q_i' \cdot (1-q/100);$$

где, K_{CO_2} - выход CO_2 , при сжигании топлива ($K_{CO_2}=0,25$ кг/ГДж);

Q_i' - теплота сгорания натурального топлива ($Q_i'=38,5$ мДж/кг)

$$M_{CO_2}=0,001 \cdot 500000 \cdot 0,25 \cdot 38,5 \cdot (1-0/100) \cdot 0,75=4,620 \text{ т/год} = 0,146 \text{ г/сек}$$

Количество выброса NO_2 :

$$M_{NO_2}=0,001 \cdot V \cdot Q_i' \cdot K_{NO_2} \cdot (1-\beta)$$

где, $K_{NO_2}=0,08$ кг/ГДж

$$Q_i'=38,5 \text{ мДж/кг}$$

$$\rho = 0$$

$$M_{NO_2} = 0,001 * 500000 * 38,5 * 0,08 * (1-0) * 0,75 = 1,155 \text{ т/год} = 0,037 \text{ г/сек}$$

Концентрация CO₂;

$$C_{CO_2} = A * M * m * n * \eta * F / H^2 \sqrt{v_1} - \Delta t = 200 * 0,146 * 1,4 * 1 * 1 / 30^2 \sqrt{2,36 * 720} = 0,001 \text{ г/м}^3$$

$$V_1 = (\pi * D^2 / 4) * W = (3,14 * 1^2 / 4) * 3 = 2,36 \text{ м}^3/\text{с} - \text{расход газовой смеси}$$

$$\Delta t = t_r - t_c - 700 - (-20) = 720 \text{ }^\circ\text{C}$$

Расчет параметра F:

$$F = 1000 * (W * D^2 / H^2 * \Delta T) = 1000 * (3 * 1^2 / 30^2 * 720) = 0,014$$

Расчет безразмерных параметров V_m и m:

$$V_m = 0,65 * \sqrt[3]{v_1 * \Delta t / H} = 0,65 * \sqrt[3]{2,36 * 720 / 30} = 2,5$$

$$m = 1,4$$

При V_m > 2, n = 1

Концентрация NO₂:

$$C_{NO_2} = 200 * 0,037 * 1,4 * 1 * 1 * 1 / 30^2 * \sqrt{2,36 * 720} = 0,0003 = 0,3 \text{ мг/м}^3$$

Расстояние, на которое наблюдается рассеивание.

$$X_m = (5 - F/4) * d * H = (5 - 1/4) * 11,8 * 30 = 354 \text{ м}$$

ПДК выбросов:

$$ПДВ = (ПДК_{м.р} - C_{ф}) * H^2 \sqrt{H_1} \Delta T / A * F * m * n * \eta$$

где, ПДК_{м.р} - ПДК максимальные разовые для данных вредных веществ

$$C_{ф_{CO_2}} = 0,1 * ПДК_{м.р} = 0,1 * 5 = 0,5 - \text{фоновая концентрация вредных веществ (CO}_2\text{)}$$

$$C_{ф_{NO_2}} = 0,1 * ПДК = 0,1 * 0,085 = 0,0085 - \text{фоновая концентрация вредных веществ (NO}_2\text{)}$$

$$ПДВ_{CO_2} = (5 - 0,5) * 30^2 \sqrt{2,36 * 720 / 200} * 1 * 1,4 * 1 * 1 = 172,6 = 5,611 \text{ т/год}$$

$$ПДВ_{NO_2} = (5 - 0,0085) * 30^2 * \sqrt{2,36 * 720 / 200} * 1 * 1,4 * 1 * 1 = 6,206 \text{ т/год}$$

При работе в загазованных участках, помещениях при концентрации выше ПДК и недостатке кислорода для индивидуальной защиты необходимо использовать изолирующие шланговые противогазы ПШ-1, ПШ-3 и портативные дыхательные устройства ПДУ-3.

При работе с конденсатом необходимо иметь при себе исправный противогаз марки «ЛФП» с фильтрующими коробками марки «БКФ» или «А».

Помещения, в которых работает оператор ДНГ, оснащены приточно-вытяжной вентиляцией по ГОСТ 12.4.021-75. В местах возможного выделения вредных веществ должна быть оборудована местная вытяжная вентиляция для обеспечения состояния воздушной среды в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.007-76 и ГН 2.2.5.1313-03.

Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах, с целью обеспечения безопасных условий труда, следует руководствоваться: ВСН34-82 «Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности»

В таблице 4.4 представлены нормы освещенности объектов ЦПКГ, установленные согласно ВСН34-82 «Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности».

Таблица 4.4 – Нормы освещенности

Рабочее место	Разряд и под разряд зрительной работы	Рабочее освещение	
		Освещенность	
		Лампы накаливания (лк)	Газоразрядной лампы (лк)
Рабочее место у устья скважины	V	75	75

Для освещения кустовых площадок используют газоразрядные источники света исходя из нормативного документа, описанного выше. Тип светильников подбирают по параметрам светораспределения, высоты площадки и условий окружающей среды. Для освещения площадки согласно ВСН34-82 выберем к установке четыре прожекторных вышки с прожекторами типа ПЗС-45, расположенных по углам площадки и оснащенных дуговыми ртутными лампами типа ДРЛ-700.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Говоря об обеспечении пожарной безопасности необходимо рассмотреть помещения, в которых работает оператор ДНГ, и указать оборудование, имеющееся на кустовой площадке, предназначенное для предотвращения пожаров и возпламенений.

На территории кустовой площадки находятся несколько помещений в которых работает оператор ДНГ:

- Станции управления УЭЦН имеет категорию «В» – помещения, в котором находятся горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть;

- ПКУ имеет категорию «Д» – помещения, в котором находятся негорючие вещества и материалы в холодном состоянии.

Кустовые площадки оборудованы средствами пожаротушения:

- Пожарный гидрант с площадкой под пожарный автомобиль размером не менее 20х20 метров;

- Пожарный щит ЩП-В (багор, кошма, ведро, лопата штыковая, лопата совковая, ящик с песком, огнетушитель ОП-8);

- Пожарный ЩП-Е (багор, кошма, ведро, лопата штыковая, лопата совковая, ящик с песком, диэлектрический коврик, диэлектрические перчатки, огнетушитель ОУ-8);

- Датчиками загазованности среды (% от НКПР) с предупредительной сигнализацией при 10% НКПР и аварийной остановкой при 50% НКПР.

Таблица 4.5 – Характеристика пожаро- и взрывоопасности объектов

Производства (отдельные помещения и сооружения)	Продукт	Категория пожароопасности	Класс взрыво- и пожароопасности (по ПУЭ)	Категория и группа взрывоопасной смеси
---	---------	---------------------------	--	--

Окончание таблицы 4.5 – Характеристика пожаро- и взрывоопасности объектов

Устья нефтяных скважин	Нефть и нефт. газ	А	В-1а	2Т3
Устья нагнетательных скважин	Вода с небольшим соединением нефти и газа	В	-	-
Замерная установка	Нефть и нефт. газ	А	В-1а	2Т3
Резервуар сырой нефти	Нефть и нефт. газ	А	В-1г	2Т3

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Специфической особенностью большинства объектов нефтегазовой промышленности является наличие значительного объема нефти и газа, что обуславливает возникновение аварий, пожаров, взрывов, затоплений, опасного поражения местности и атмосферы сильнодействующими ядовитыми веществами.

Наибольшую опасность при ведении спасательных и неотложных аварийно-восстановительных работ на объектах нефтегазовой промышленности представляют пожары, возникающие при разрушении технологических емкостей, аппаратов, трубопроводов и оборудования, сильная загазованность, грозящая отравлениями и взрывами, задымленностью.

Таблица 4.6 – Основные ЧС, возникающие в результате технологических процессов.

ЧС	Источник	Развитие	Последствия
Пожары	Нарушение правил противопожарной безопасности, короткое замыкание.	Возгорание от искры легковоспламеняющихся предметов, находящихся непосредственно рядом с источником, распространение огня по территории.	Выход из строя оборудования, уничтожение промышленных объектов, травмы персонала.
Взрывы	Нарушение правил работы с взрывоопасными веществами, короткое замыкание, пожар.	Появление статического электричества, искра, возгорание взрывоопасных предметов, взрыв.	Нарушение технологического процесса, человеческие жертвы, уничтожение оборудования.
Порывы	Нарушение правил эксплуатации, брак.	Нарушение герметизации, разлив.	Нарушение процесса транспорта нефти, взрыв, пожар.

В ООО «РН-Ванкор» разработан «План ликвидации аварий», текст которого содержит порядок действий ответственных лиц, их контакты, а также список необходимых технических средств и материалов, применяемых в случае ЧС. Данный документ разработан с целью предотвращения аварийных ситуаций.

4.7 Экологичность проекта

Природоохранные мероприятия при разработке Ванкорского месторождения направлены на решение следующих основных задач:

- предупреждение загрязнения недр, и в первую очередь, подземных вод хозяйственно-питьевого назначения и потенциально минеральных (бальнеологических) вод нефтью, промстоками и вредными отходами, разлившимися на поверхности в аварийных ситуациях;

- недопущение проникновения флюидов из продуктивных пластов по заколонному пространству в пресные водоносные горизонты в процессе строительства и эксплуатации скважин;

- полное и комплексное извлечение из месторождения всех его полезных компонентов;

- недопущение вредного влияния работ, связанных с использованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых, а также эксплуатируемых и находящихся в консервации скважин;

- разработка и соблюдение технологий, обеспечивающих сохранение криолитозоны в естественном состоянии;

- недопущение развития негативных инженерно-геологических процессов.

Для максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу необходимо предусматривать:

- закачка большей части (90%) добытого газа в систему ППД;

- утилизация оставшейся части (10%) добытого газа для нужд собственного энерго- и теплоснабжения;

- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключающих выделение нефтепродуктов в атмосферу;

- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;

- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;

- применение специальных устройств на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);

- организация санитарно-защитной зоны от объектов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной исследовательской работе был проведен анализ расчетных вариантов систем разработки пласта Як-III-VII и выбора сетки размещения скважин. В процессе выполнения работы было рассмотрено три варианта площадной системы размещения скважин. На основании проделанной работы можно сделать вывод о том, что разработка семиточечной системой не является рациональной и не будет способствовать выгодной реализации продуктивного пласта Як-III-VII.

Рассматриваемая девятиточечная система вполне пригодна для разработки и дала хорошие результаты при анализе показателей модели. Однако существует причина, по которой данная система разработки не может быть использована: продуктивный пласт Як-III-VII является одним из основных объектов разработки месторождения и разбурен основным фондом скважин на 67%, что предполагает незначительные корректировки ввиду высокого значения реализации проектного фонда.

Более того, анализ рассматриваемых вариантов показал, что реализованная система разработки на исследуемого пласта является достаточно эффективной и оптимальной. Однако существуют участки залежи с нефтяными толщинами, которые не охвачены выработкой, поэтому рекомендуется проведение мероприятий по регулированию системы разработки разбуренной залежи, включающим уплотнению бурением на объекте Як-III-VII.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Роснефть официальный сайт компании [сайт] - Режим доступа: <http://www.rosneft.ru/>
2. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – Москва: Недра, 1986. 332 с.
3. Протокол «Научно-технический совет». – Красноярск: ООО «РН-Ванкор», 2013. 21 с.
4. Левин, Д.Н. Геолого-геофизическое и гидродинамическое моделирование залежей углеводородов для оптимизации их разработки. – Москва, 2012. 22 с.
5. Гладков, Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование нефти и газа. – Томск, 2012. 87 с.
6. Фомичев, А.Ю. Анализ динамики фильтрационных параметров пластов ЯК-III-VII в процессе разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения (Красноярский край) / А.Ю. Фомичев, Л.К. Кудряшова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск, 6-10 апреля 2015 г.: в 2 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР) ; Общество инженеров-нефтяников, международная некоммерческая организация, Студенческий чаптер ; под ред. А. Ю. Дмитриева.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Разрезы исследуемых скважин

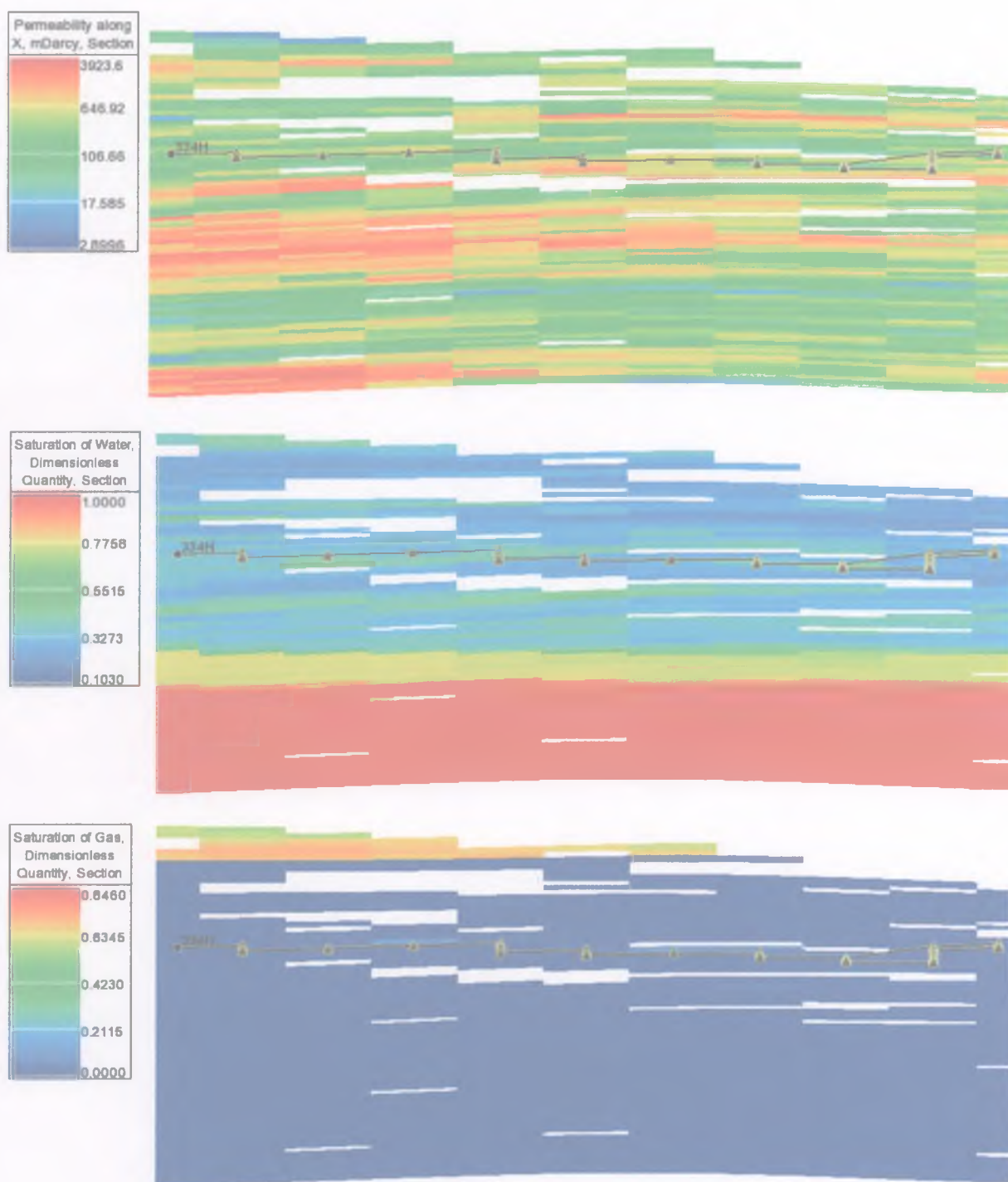
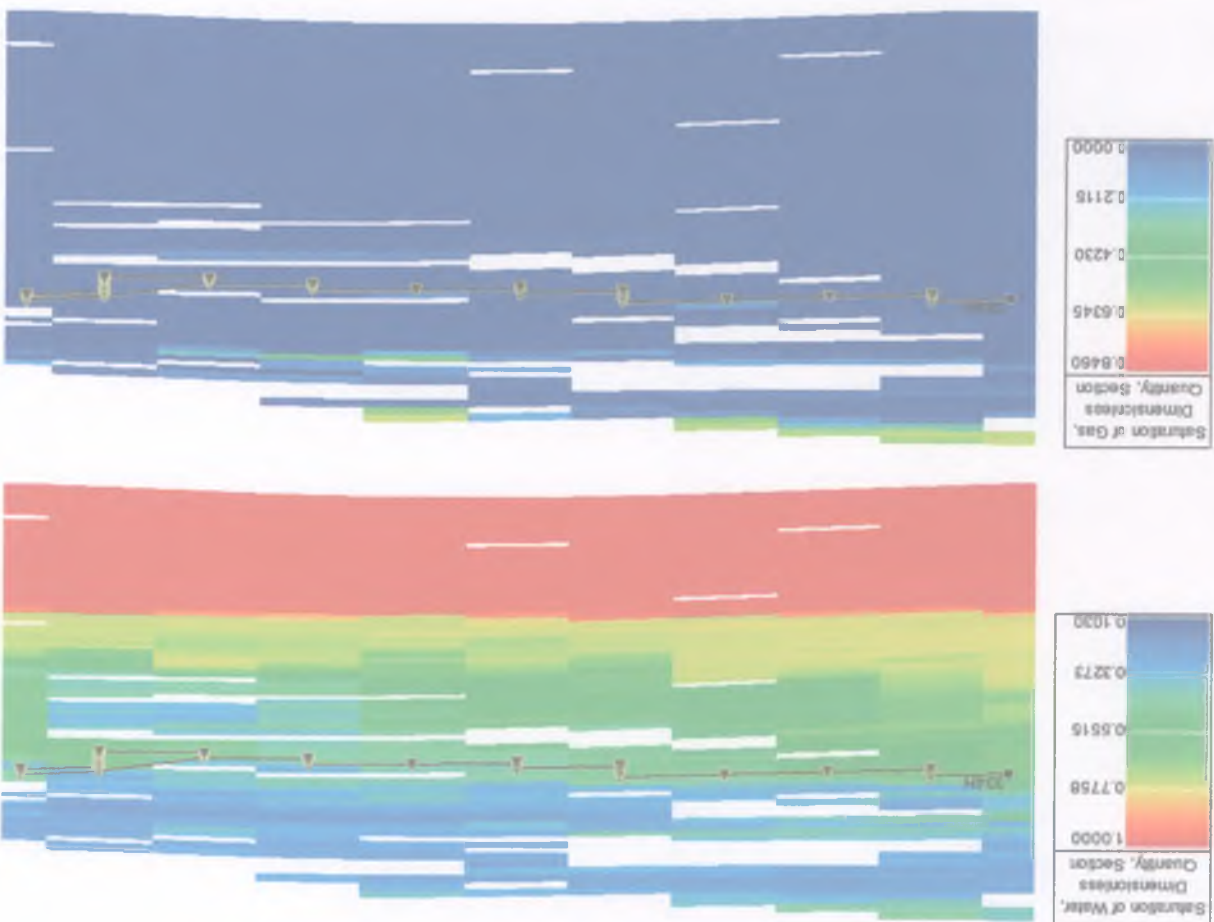


Рисунок А.1 - Разрез скважины ZH (начало разработки)

Рисунок А.2 – Разрез скважины ЗН (на последнюю дату)



Продолжение приложения А – Разрезы исследуемых скважин

Продолжение приложения А – Разрезы исследуемых скважин

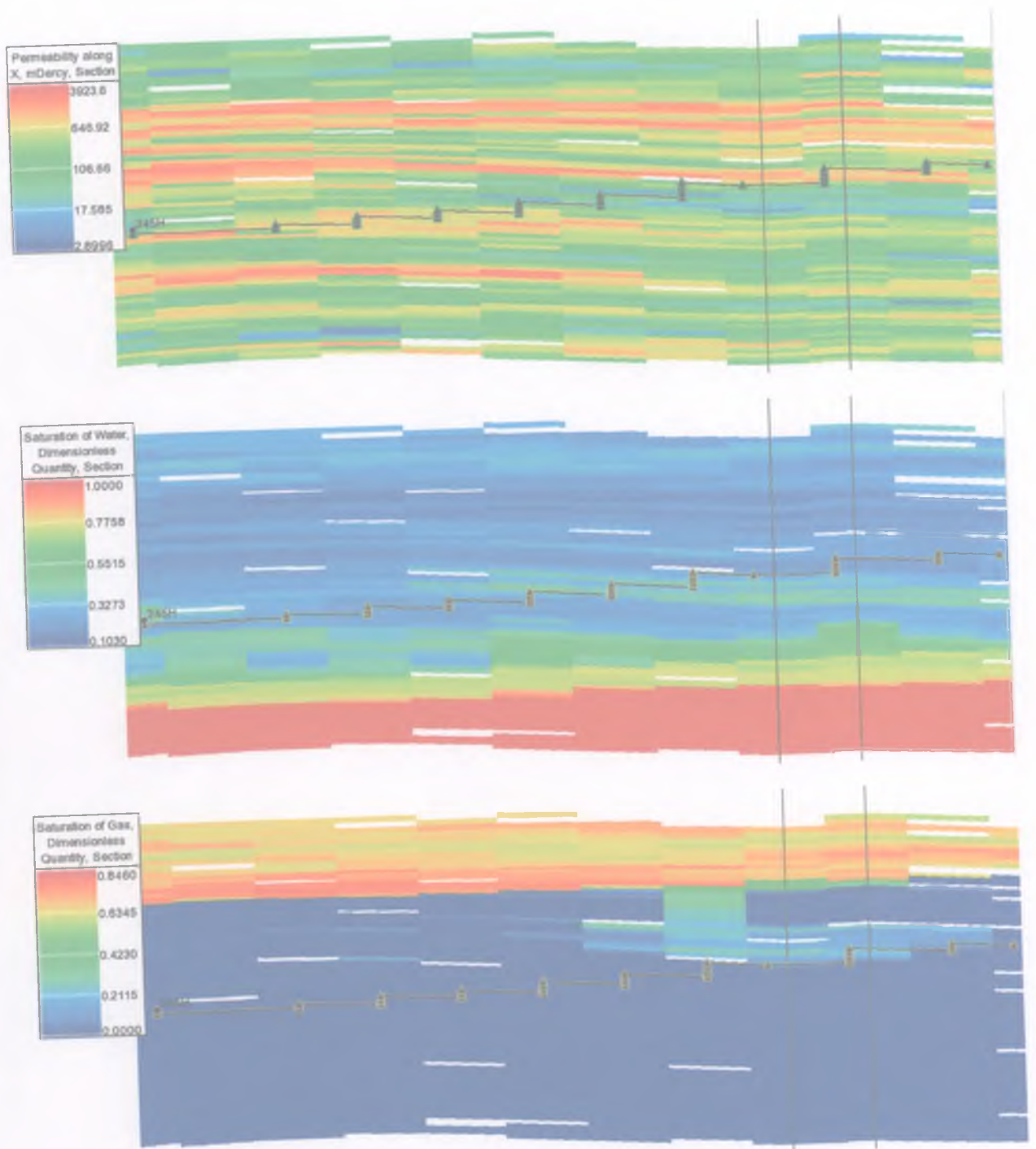


Рисунок А.3 - Разрез скважины КН (начало разработки)

Продолжение приложения А – Разрезы исследуемых скважин

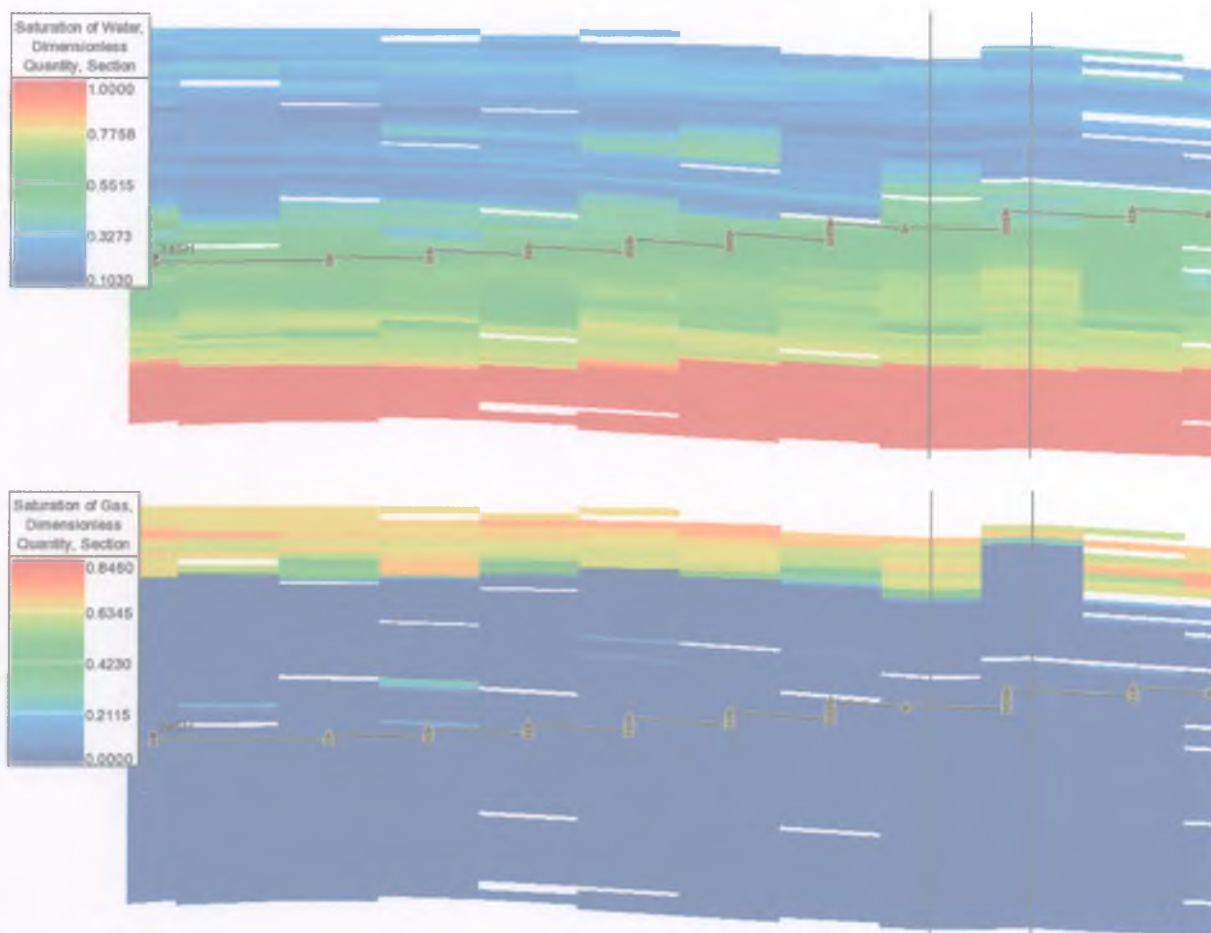


Рисунок А.4 - Разрез скважины КН (на последнюю дату)

Продолжение приложения А – Разрезы исследуемых скважин

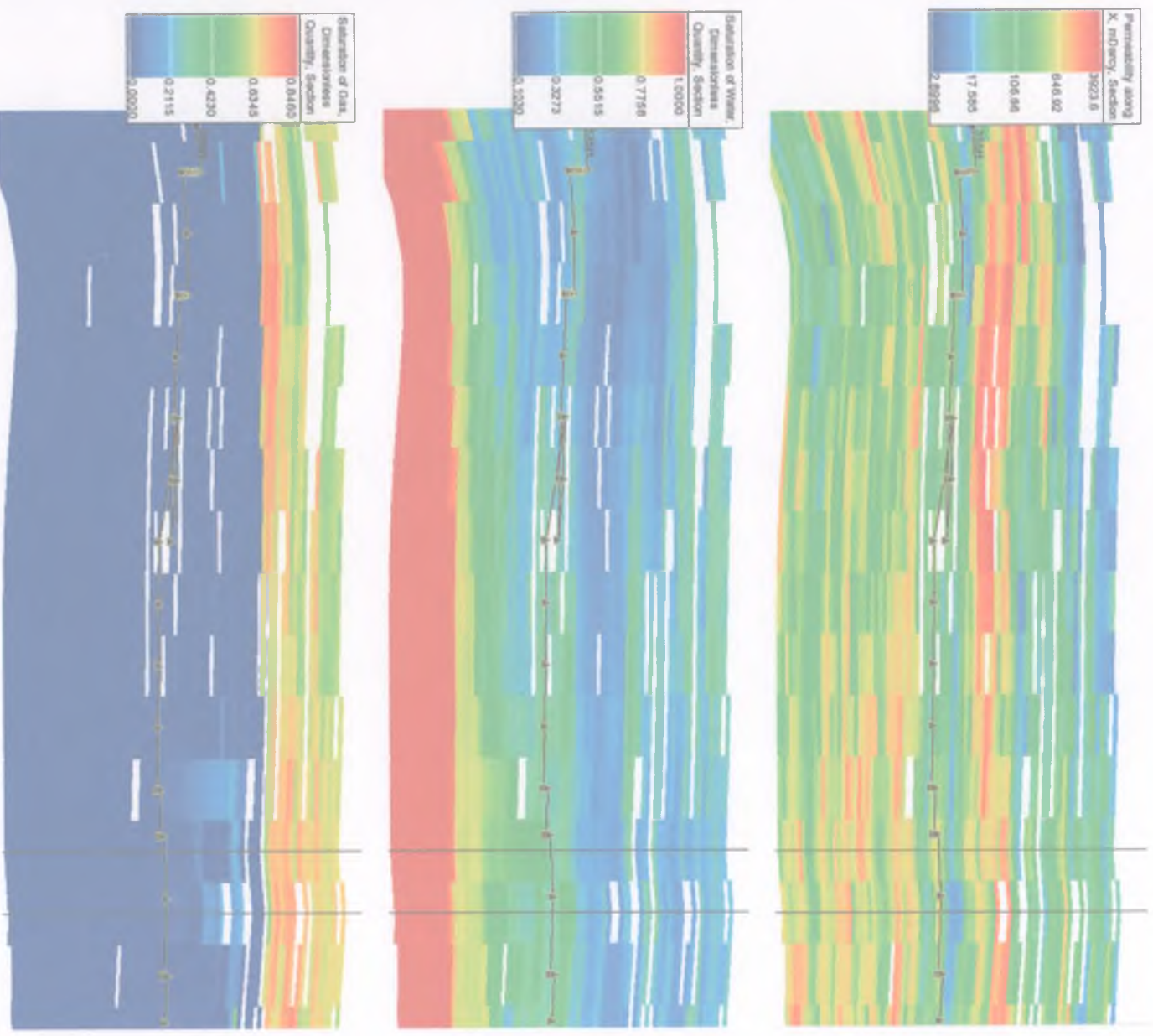


Рисунок А.5 - Разрез скважины JH (начало разработки)

Продолжение приложения А – Разрезы исследуемых скважин

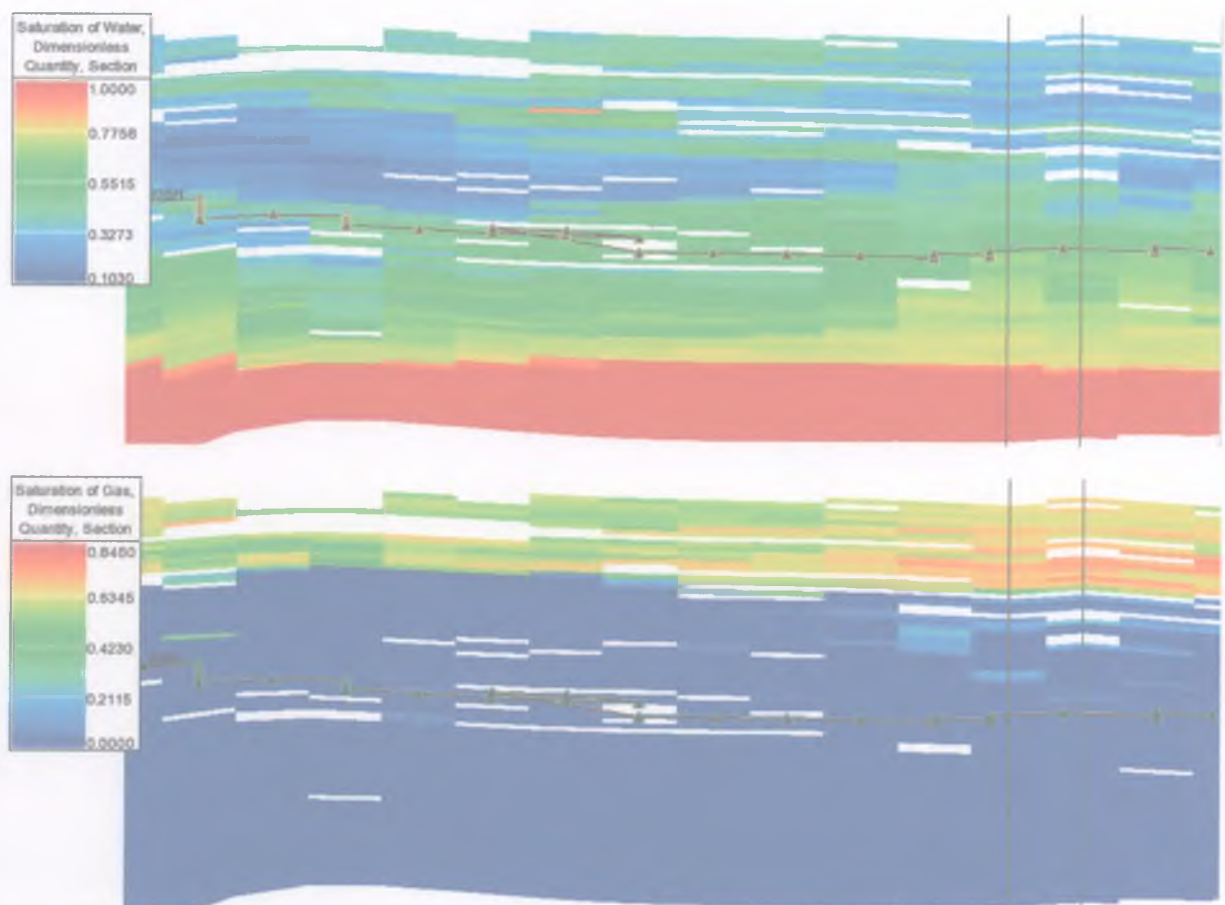


Рисунок А.6 - Разрез скважины JH (на последнюю дату)

Продолжение приложения А – Разрезы исследуемых скважин

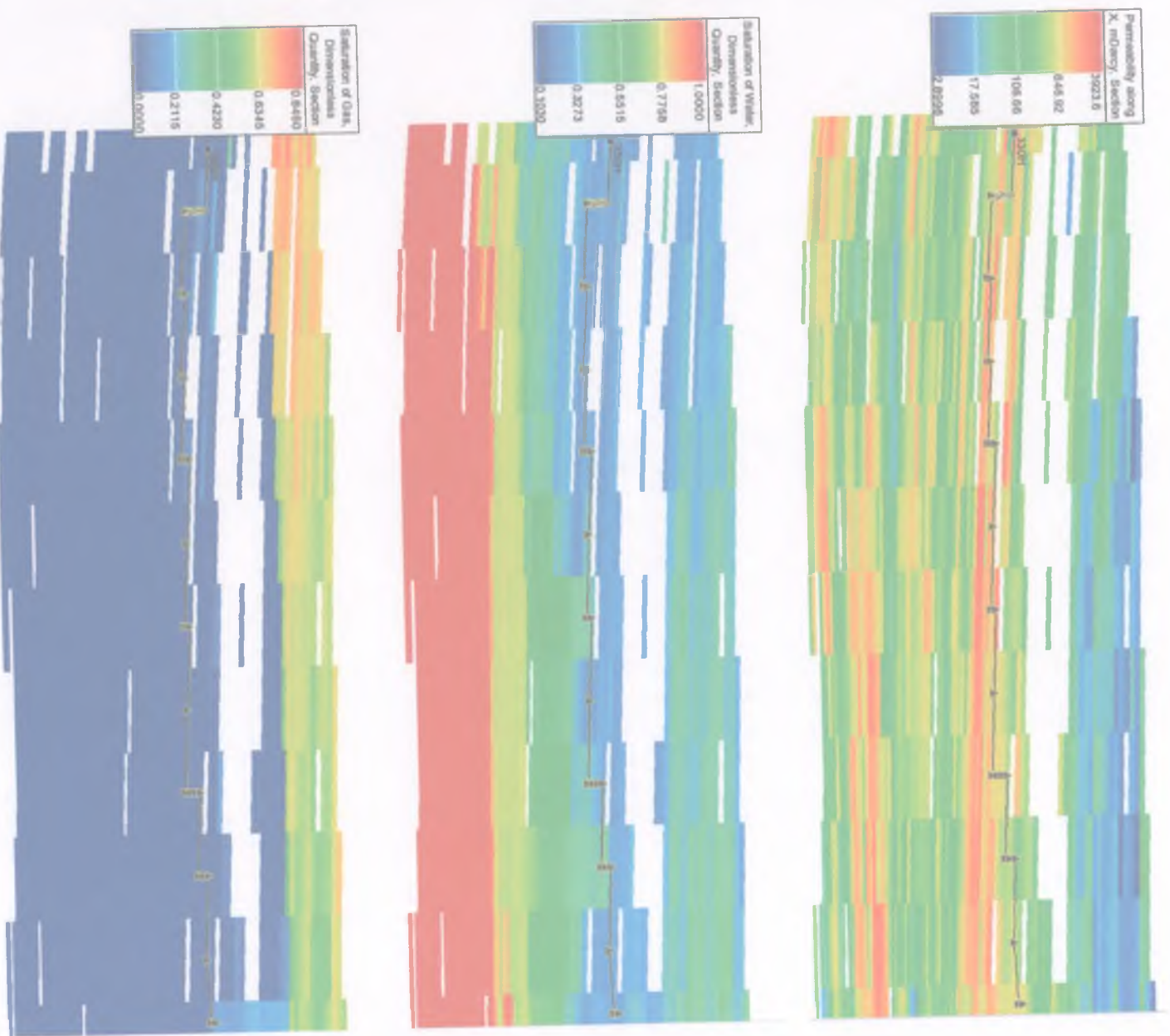


Рисунок А.7 - Разрез скважины ГН (начало разработки)

Окончание приложения А – Разрезы исследуемых скважин

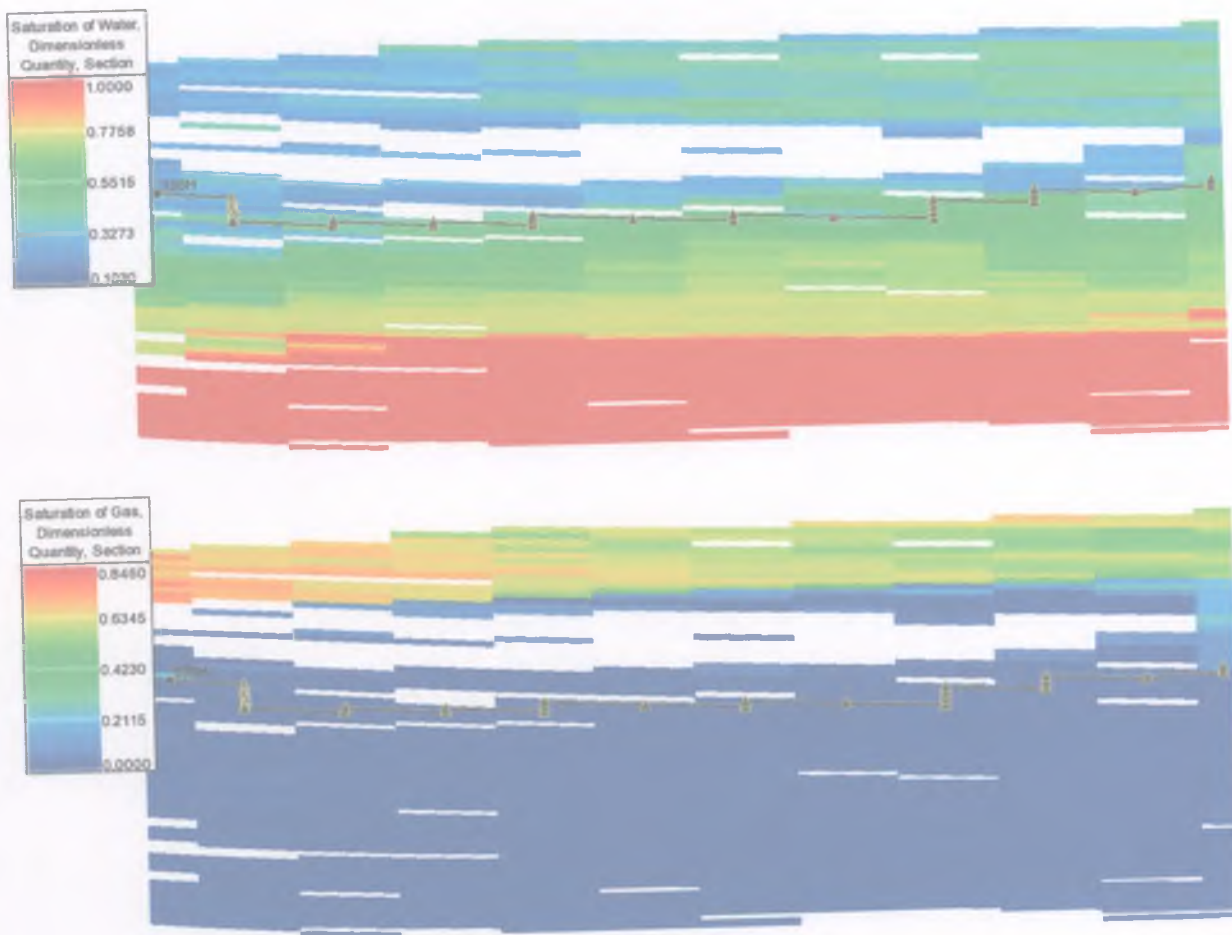


Рисунок А.8 - Разрез скважины GH (на последнюю дату)