

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

УДК 665.622.43.046.6-52

На правах рукописи

Жолдыбаевой Асель Талгатовны

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

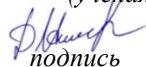
Название диссертации «Обоснование плотности сетки скважин для различных геологических условий на основе 3Д геолого-гидродинамической модели»

Направление подготовки 7М07202 – Нефтяная инженерия

Научный руководитель

Доктор РНД, ассистент-профессор

(ученая степень, звание)



подпись

Исмаилова Д.А.

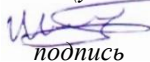
Ф.И.О.

"31" мая 21 г.

Рецензент

Доктор РНД, профессор

(ученая степень, звание)



подпись

Ивахненко А.П.


Ф.И.О.

"31" мая 21 г.

Нормоконтроль

Доктор РНД, ассистент-профессор

(ученая степень, звание)



подпись

Исмаилова Д.А.

Ф.И.О.

"31" мая 21 г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

Нефтяной инженерии

(наименование кафедры)

Магистр технических наук

Дайров Ж.К.

подпись

Ф.И.О.

" " _____ 21 г.

Алматы 21

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
Нефтяной инженерии
(наименование кафедры)
Магистр технических наук
(ученая степень, звание)

_____ Дайров Ж.К.
подпись Ф.И.О.
" " _____ 21 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающемуся Жолдыбаевой Асель

Тема: "Обоснование плотности сетки скважин для различных геологических условий на основе 3Д геолого-гидродинамической модели".

Утверждена приказом Ректора Университета № 330-М от "11" ноября 2019 г.

Срок сдачи законченной диссертации " " _____ 20__ г.

Исходные данные к магистерской диссертации: _____

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) анализ геологического строения
- б) выбор участков для моделирования
- в) построение гидродинамических моделей
- г) интегрированный подход к обоснованию ПСС
- д) расчет технологических показателей
- е) обоснование ПСС в зависимости от геологического строения

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Рекомендуемая основная литература:





- 1 Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений, 1996.
- 2 Кашик А.С., Костюченко С.В. Расчет текущего коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании. Нефтяное хозяйство, 2006.
- 3 RFD. Техническое руководство. 03.2019г.
- 4 RFD. Руководство пользователя. 03.2018г.
- 5 Ситников А.М. Выбор оптимального способа разработки низкопроницаемых коллекторов.

ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Сбор информации и анализ исходных данных	февраль 2020	
Анализ геологического строения месторождения	апрель 2020	
Выбор участков моделирование	май 2020	
Построение 3Д ГДМ	декабрь 2020	
Расчеты технологических показателей	апрель 2021	
Заключение	май 2021	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Д.А. Исмаилова, PhD., ассистент-профессор.	31.05.2021 г.	
Цифровая 3Д ГДМ	Д.А. Исмаилова, PhD., ассистент-профессор.	31.05.2021 г.	
Расчеты технологических показателей	Д.А. Исмаилова, PhD., ассистент-профессор.	31.05.2021 г.	
Заключение	Д.А. Исмаилова, PhD., ассистент-профессор.	31.05.2021 г.	

Научный руководитель



подпись

Исмаилова Д.А.

Задание принял к исполнению обучающийся



подпись

Жолдыбаева А.Т.

Дата

21 г.

АННОТАЦИЯ

Настоящая магистерская диссертация посвящена влиянию плотности сетки скважин на коэффициент извлечения нефти (далее – КИН). Проблема влияния плотности сетки скважин (далее – ПСС) на КИН является одной из часто изучаемых и дискутируемых при прогнозировании уровней добычи нефти. В ходе изучения существующих научных работ по данной теме приходит понимание, что универсальной зависимости КИН – ПСС нет. На сегодняшний день при проектировании разработки месторождения является актуальным поиск новых подходов к выбору оптимальной плотности сетки скважин с учетом всех аспектов геологического строения на основе гидродинамического моделирования (далее – ГДМ). В данной работе на примере секторной модели приводится обоснование оптимальной ПСС.

Ключевые слова: плотность сетки скважин, гидродинамическая модель, русловые песчаники, линзовидные тела, коэффициент извлечения нефти.

Бұл магистрлік диссертация мұнайды алу коэффициентіне ұңғымалардың орналасу тығыздығының әсер етуіне арналған. Ұңғымалар орналасу тығыздығының (бұдан әрі – ҰОТ) мұнай алу коэффициентіне (бұдан әрі – МАК) әсер ету мәселесі мұнай өндіру деңгейін болжауда жиі зерттелетін және талқыланатын мәселелердің бірі болып табылады. Осы тақырып бойынша ғылыми жұмыстарды зерделеу барысында мұнай алу коэффициентінің ұңғымалар орналасуының тығыздығына әмбебап тәуелділігі жоқ екендігі туралы түсінік пайда болады. Бүгінгі таңда кен орнын жобалау кезінде гидродинамикалық модельдеуге негізделген геологиялық құрылымның барлық аспектілерін ескере отырып, ұңғымалар орналасуының оңтайлы тығыздығын таңдауда жаңа тәсілдерді іздеу өзекті болып табылады. Берілген магистрлік диссертацияда секторлық моделін қолданып ұңғымалар орналасуының оңтайлы тығыздығы негіздемесі келтірілген.

Түйінді сөздер: Ұңғымалар орналасу тығыздығы, гидродинамикалық модель, каналды құмтас, мұнай алу коэффициенті.

Master's dissertation is concerned with the influence of well spacing density on the oil recovery factor. The problem about how well spacing density (WSD) influences oil recovery factor (ORF) is one of the most studied and debated in forecasting oil production levels. In the course of studying existing scientific works on this topic, we understand that there is no uniform function of well spacing density and oil recovery factor. Today, when developing a field, it is relevant to search for new approaches to choose the optimal WSD taking into account all aspects of the geological structure based on hydrodynamic modeling. This master's dissertation provides verification for the optimal WSD by using sector model.

Key words: well spacing density, hydrodynamic model, channel sandstones, oil recovery factor.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	1
1 Цели и задачи	2
1.1 Цель магистерской диссертации	2
1.2 Задачи магистерской диссертации.....	2
2 Общие сведения	3
3 Концептуальная геологическая модель	4
3.1 Седиментологический анализ.....	4
3.2 Распределение коллекторов	4
3.3 Распределение ФЕС	4
3.4 Расчет проницаемости.....	5
3.5 Расчет насыщенности.....	6
3.6 Выводы анализа геологического строения	6
4 Выбор участков для гидродинамического моделирования.....	8
4.1 Высокопроницаемый участок.....	8
4.2 Низкопроницаемый участок	9
5 Построение секторных 3Д гидродинамических моделей	11
5.1 Построение 3Д ГДМ участка №1	11
5.1.1 Этап 1. Обоснование оптимальной ПСС после инициализации 3Д ГДМ	14
5.1.2 Этап 2. Обоснование оптимальной ПСС после адаптации 3Д гидродинамической модели	20
5.1.3 Анализ полученных результатов	27
5.1.4 Выводы по моделированию руслового участка	28
5.2 Построение 3Д ГДМ для пойменной зоны.....	28
5.2.1 Этап 1. Обоснование оптимальной ПСС исходя из размера песчаных тел.....	28
5.2.2 Этап 2. Обоснование оптимальной ПСС с учетом инициализации цифровой модели	31
5.2.3 Анализ полученных результатов	34
5.2.4 Выводы по моделированию пойменной зоны.....	34
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	35
Перечень принятых сокращений, терминов.....	37
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	38

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяные месторождения Казахстана в большинстве своем находятся на поздней стадии разработки. Несмотря на это, на месторождениях продолжается эксплуатационное бурение новых скважин. К примеру, в АО «НК «КазМунайГаз» ежегодно бурится около 500 скважин. Бурение скважин формирует определенную плотность сетки скважин на месторождениях. Поэтому тема данной магистерской диссертации является актуальной несмотря на то, что до сегодняшнего дня вопросу сетки скважин и системе разработки в целом посвящено много научных работ.

Перед инженерами нефтегазовой промышленности еще стоит множество вопросов, которые требуют изучения и новых подходов. В данной магистерской диссертации освещается важность метода подбора оптимальной плотности сетки скважин для различных геологических условий на основе 3Д геолого-гидродинамического моделирования.

Оптимальная плотность сетки скважин позволит обеспечить равномерную выработку запасов, достижения коэффициента извлечения нефти при наименьших капиталовложениях. На сегодняшний день при разработке месторождения, используя аналитические методы и основываясь на множества допущений, которые не позволяют учесть всех аспектов геологического строения, является актуальным поиск новых подходов к выбору системы разработки. Особенно важным является данный вопрос для низкопроницаемых коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами. Требуется систематизация и методический подход, учитывающий особенности геологического строения месторождений. В данной работе рассмотрены месторождение с русловым песчаником и лагуной (поймой). Для каждого типа коллектора построена секторная 3Д геолого-гидродинамическая модель, учитывающая геологическую особенность месторождения.

1 Цели и задачи

1.1 Цель магистерской диссертации

Целью работы является обоснование оптимальной плотности сетки скважин для различных геологических условий для достижения наибольших технологических показателей разработки.

1.2 Задачи магистерской диссертации

Основные задачи магистерской диссертации:

- проанализировать геологическое строение месторождения;
- проанализировать систему разработки;
- выбрать участки с различными геологическими условиями;
- построить 3Д геолого-гидродинамическую модель;
- обосновать выбор плотности сетки скважин для различных геологических условий.

2 Общие сведения

Проблема влияния плотности сетки скважин (далее – ПСС) на коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) является одной из часто изучаемых и дискутируемых тем при прогнозировании уровней добычи нефти. В ходе изучения существующих научных работ по данной теме приходит понимание, что универсальной зависимости КИН – ПСС нет. На сегодняшний день при проектировании разработки месторождения является актуальным поиск новых подходов к выбору оптимальной плотности сетки скважин.

В данной магистерской диссертации было изучено геологическое строение месторождения «М». Практическое использование накопленных знаний по изучаемому объекту осуществляется с помощью концептуальной геологической модели, которая является фундаментальным понятием моделирования и служит принципиальной основой для решения геологических задач. Концептуальная геологическая модель – это модель, отражающая основные геологические принципы строения залежи, геологическую характеристику резервуаров, особенности которых обусловлены историей геологического развития региона и происходивших в нем процессов осадконакопления.

3 Концептуальная геологическая модель

3.1 Седиментологический анализ

Седиментология – это раздел геологии, изучающий осадочные горные породы и процессы их образования. Согласно седиментологическим исследованиям керна, отложения горизонтов месторождения «М» накапливались в прибрежно-морских условиях в пределах приливно-отливной отмели со значительным влиянием приливно-отливных каналов и элементов речной системы. Данные отложения относятся к периоду, во время которого междусловые бухты занимали большие площади в системе осадконакопления. В интервале залегания преобладают фации рукавообразных каналов и лагун/бухт, отражающие фазу продвижения системы междусловых бухт, перемежавшуюся понижением относительного базиса эрозии, что приводило к преобладанию фаз рукавообразных каналов. Бортовая часть месторождения менее подробно освещена бурением скважин, прогноз распределения фациальных тел в межскважинном пространстве основан на результатах анализа сейсмических исследований. Несмотря на сложный характер взаимоотношений различных фаций в прибрежно-морской обстановке осадконакопления, сейсмические исследования позволяют с достаточной степенью достоверности выделять пространственное распределение основных элементов флювиальной системы (дельт, каналов, русел, междусловых пойм, водоразделов) и их взаимоотношений по площади.

3.2 Распределение коллекторов

Распределение коллекторов в геологической модели проведено отдельно для каждой зоны по латерали (относящиеся к различным частям разреза) с учетом ГСР для учета вертикальной анизотропии участков с целью объединения русловых каналов в систему. Данное распределение позволило учесть в распределении статистические данные каналов каждой выделяемой зоны и вмещающих эти каналы междусловых отложений за счет разделения их по площади за счет полигонов русел и по вертикали посредством ГСР. В результате получены несколько реализаций кубов распределения коллекторов в каналах для различных частей разреза и лагунных областей, вмещающих аллювиальную систему русел.

3.3 Распределение ФЕС

Распределение ФЕС проведено в объеме единого куба коллектора с учетом разделения на различные фациальные зоны (каналы и междусловые зоны). При распределении пористости использован детерминистский подход с целью исключения необоснованных экстремумов в межскважинном пространстве. В связи с неравномерным охватом бурения моделируемой области для построения статистически обоснованных кубов методом Kriging, были установлены ранги вариограмм сопоставимые с размерами

неразбуренных частей. В результате гистограмма распределения пористости имеет небольшие расхождения с входным данным (Рисунок 1). Средние значения пористости входных данных и результата распределения совпадают. С целью приведения распределения пористости в соответствие с входными данными при построении пористости проводилось методом последовательного гауссового симулирования (SGS). Было построено семь реализаций из которых выбрана одна наиболее близкая к среднему значению всех распределений. Не большое расхождение гистограмм распределений связано с пространственным разделением на каналы и межрусловые зоны. В целом распределение методом SGS имеет большую сходимость и был использован в дальнейших построениях.

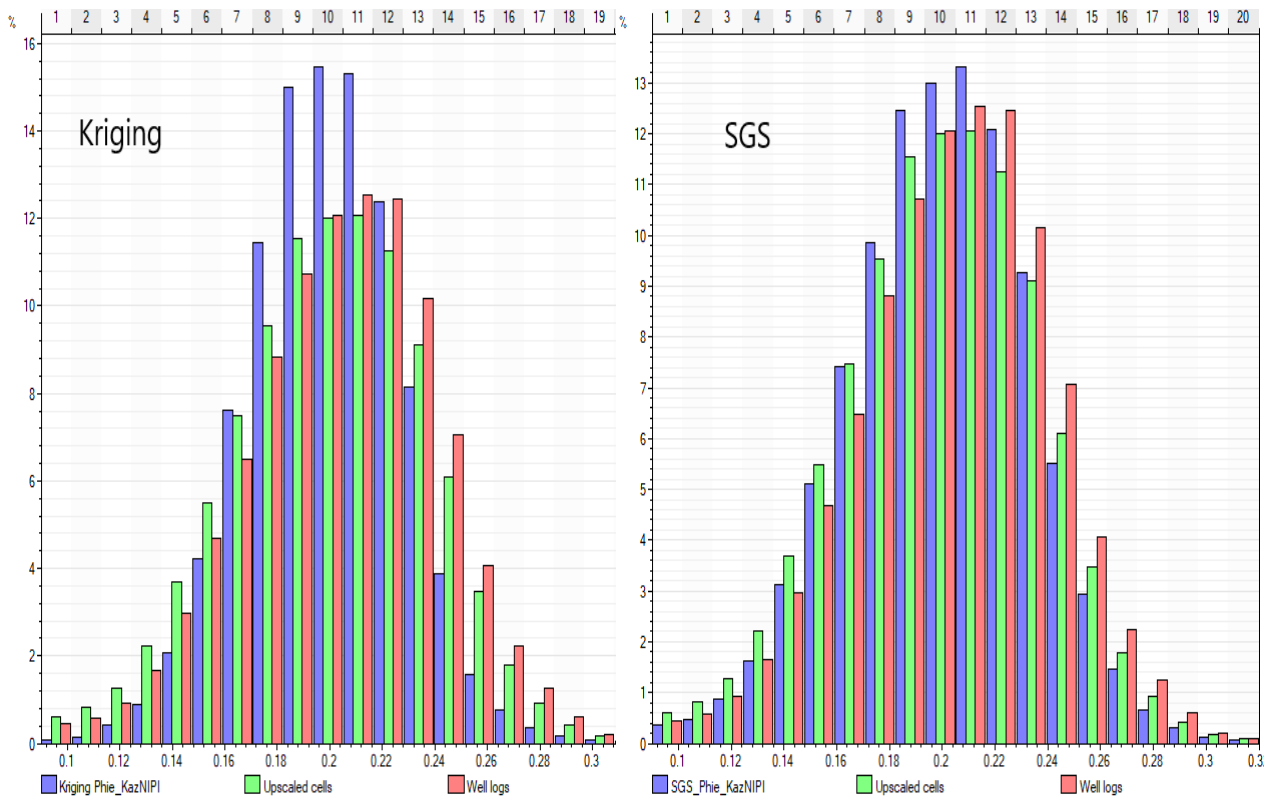


Рисунок 1 – Гистограмма распределения пористости Kriging - SGS

3.4 Расчет проницаемости

Расчет проницаемости проведен по формуле в зависимости от фациальной зоны. Для вычисления проницаемости от пористости для русел и каналов используется формула 1:

$$Perm = 10^{0.19 \times Poro \times 100 - 2.77} \quad (1)$$

Для вычисления проницаемости от пористости для лагун и межрусловых зон используется следующая формула 2:

$$Perm = 10^{0.157 \times Poro \times 100 - 2.33} \quad (2)$$

Таким образом, происходит учет дифференциации коллекторских свойств в зависимости от условий осадконакопления.

3.5 Расчет насыщенности

Куб насыщенности был построен по J-функции Леверетта (Рисунок 2).

$$\left\{ \begin{array}{l} J = \frac{3.183 \cdot P_c \cdot \sqrt{K_{пр}/K_p}}{\gamma \cdot \cos \theta}, \\ P_c = (\rho_w - \rho_{oil}) \cdot 0.098 \cdot h \end{array} \right. \longrightarrow a \cdot S_{wn}^{-b} = \frac{(\rho_w - \rho_{oil}) \cdot 0.098 \cdot h \cdot \sqrt{K_{пр}/K_p}}{\gamma \cdot \cos \theta}$$

Рисунок 2 – Распределение насыщенности по J-функции

Ниже представлен график нормализованной J-функции ():

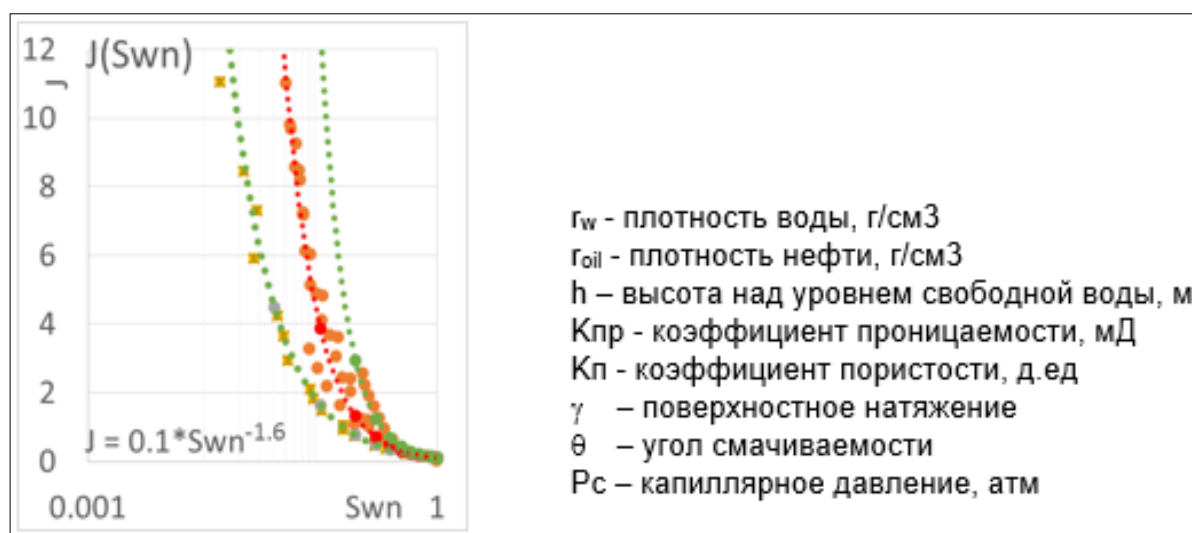
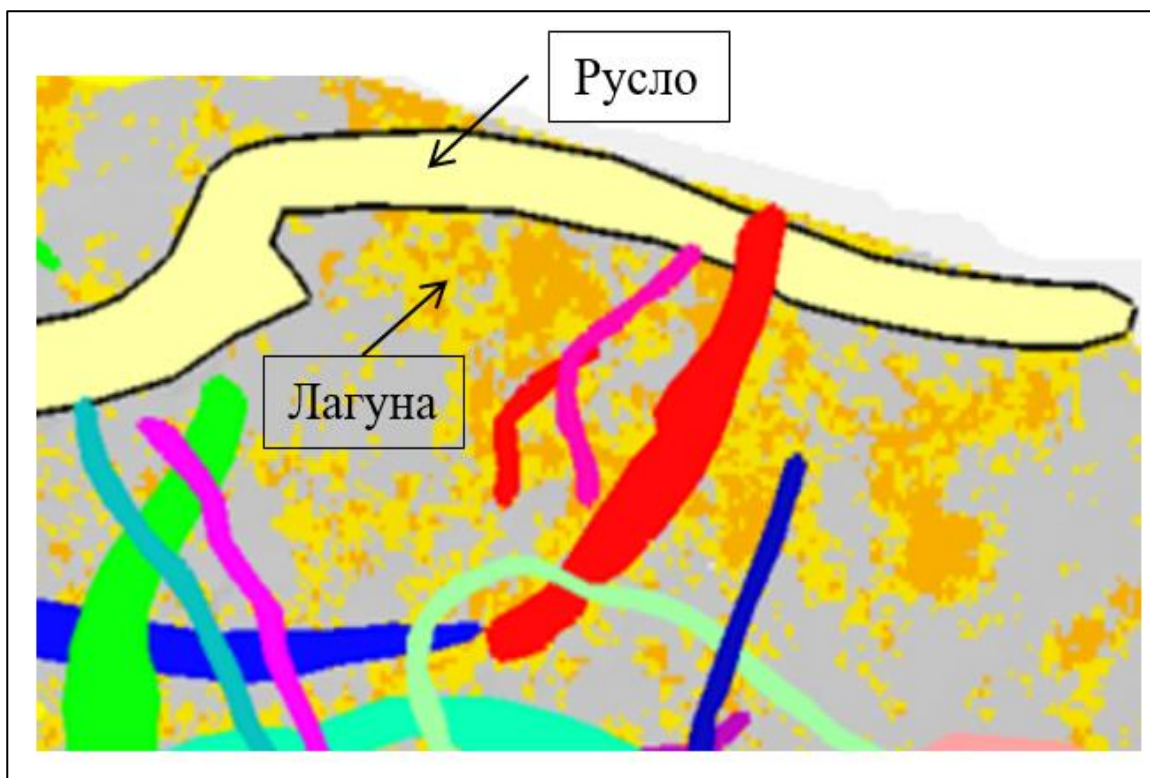


Рисунок 3 – График нормализованной J-функции

3.6 Выводы анализа геологического строения

Согласно проведенному анализу и изучению геологического строения месторождения «М» было выявлено два основных типа фаций на месторождении. В составе фаций присутствуют следующие типы осадков: флювиальный, поймы и дельты реки, русла. Концептуальная схема осадконакопления небольшого участка месторождения «М» представлена на рисунке ниже (Рисунок 4).



**Рисунок 4. Концептуальная схема осадконакопления
небольшого участка месторождения «М»**

Важность понимания геологического строения при разработке месторождения играет большую роль, так как фильтрационно-емкостные свойства (далее ФЭС) месторождений напрямую зависят от геологического происхождения коллектора. Фильтрационно-емкостные свойства определяют способность коллекторов вмещать и фильтровать флюиды. Учитывая, что эффективность эксплуатации связана с реализацией определённой технологической схемы разработки залежи в соответствии с построенной геологической моделью пласта, а пласт изменчив в связи с определёнными условиями осадконакопления, то для каждой из обстановок характерна своя закономерность распределения толщин коллектора, пористость и проницаемость. Как известно фациальная обстановка может обладать изолированными непроницаемыми линзами, которые отделяют пласт на отдельные геологические тела, располагающиеся в пойменной зоне месторождения.

Русловые песчаники характеризуются, как правило, высокими емкостно-фильтрационными свойствами и являются потенциальными коллекторами. На диаграммах ГИС они выделяются по отрицательным аномалиям ПС и ГК, сужением диаметра скважины на кавернограмме.

Для дальнейшего анализа и достижения цели магистерской диссертации месторождение «М» было разделено на участки согласно параметрам проницаемости и геологическому строению.

4 Выбор участков для гидродинамического моделирования

Для обоснования оптимальной плотности сетки скважин для различных геологических условий на основе 3Д геолого-гидродинамического моделирования и выполнения цели поставленной диссертации необходимо выбрать 2 участка месторождения «М» с разными геологическими условиями. Первый участок (далее – участок №1) выбран из числа участков, содержащих русловые тела с высокой проницаемостью. Вторым участком (далее – участок №2) выбран из числа участков, содержащих пойменную зону, следовательно, с низкопроницаемым коллектором. Для выбранных участков построены 3Д цифровые гидродинамические модели.

Под цифровой гидродинамической моделью понимают совокупность представления объекта в виде трехмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров, как и в геологической модели, но дополнительно включает:

Фильтрационные параметры – относительные фазовые проницаемости, капиллярные давления, данные PVT;

Массив данных по скважинам, который содержит – интервалы перфорации, радиус скважины, пластовое и забойное давления, данные о дебитах фаз, коэффициенты продуктивности (приемистости) скважин, сведения об ОПЗ, РИР, ГРП.

Для построения гидродинамической модели были использованы следующие типы исходных данных:

- Данные об истории разработки месторождения (показатели разработки месторождения: дебиты нефти, воды и газа каждой скважины, забойные давления);
- Информация о параметрах скважин (интервалы перфорации, радиус ствола, режимы работы, сведения о ГРП, коэффициент эксплуатации);
- Данные о первоначальном насыщении коллекторов фазами, начальном пластовом давлении и давлении насыщения продуктивных пластов;
- PVT-свойства флюидов;
- Исследования и определения относительных фазовых проницаемостей и их зависимостей.

4.1 Высокопроницаемый участок

Для моделирования русловой зоны месторождения из выделенных русловых тел были выделены каналы, в которых, согласно модели распространения электрофаций, доля русловых отложений превышает 50%. Данные каналы были поделены на участки рядами нагнетательных скважин. По каждому участку были определены такие параметры, как ПСС и выработка запасов (Таблица 1).

Таблица 1. Анализ текущего состояния разработки по участкам

Участок	Текущий КИН, д. ед.	Выработка запасов, %	Текущая ПСС, га/скв
№ 1	0,49	102	7
№ 1-1	0,49	101	8
№ 2	0,23	49	18
№ 3	0,34	71	10
№ 4	0,49	103	16
№ 5	0,49	102	7
№ 6	0,36	76	15
№ 7	0,46	98	11
№ 9	0,51	108	10
№ 10	1,03	217	35
№ 11	0,51	107	6
№ 12	0,40	85	5
№ 13	0,57	121	14
№ 14	0,50	106	4
№ 15	0,57	120	15
№ 16	0,68	144	7
№ 17	0,51	107	16
№ 18	0,50	105	23
№ 19	0,22	46	14
№ 20	0,67	141	14

После чего для построения 3Д цифровых гидродинамических моделей выбраны участки №1 и №1-1.

4.2 Низкопроницаемый участок

Для моделирования низкопроницаемого коллектора выбран участок с пойменной зоной (далее – участок №2).

Пойменная область - это геоморфологическая особенность, определяемая как область с низким градиентом, примыкающая к поясу канала и зависящая от речных наводнений; осадочные отложения в основном поступают через наводнения, которые заставляют реки нарушать границы системы канала. В пойменной области, как правило образуются пески разливов или так называемые конусы прорыва берегового вала (crevasse splay). Они инициируются и развиваются, когда паводковые воды прорываются через топографически возвышенный береговой вал реки (Рисунок 5)



Рисунок 5 – Схематическое изображение типичных конусов прорыва берегового вала. (А) Флювиальная система с конусами прорыва. (В) Размер конуса. (С) Разрез конуса: 1 – прирусловая отмель; 2 – ближний пойменный конус; 3 – дальний пойменный конус; 4 – пойма

Важно отметить, что толщина и размер зерен песков разлива с удалением от источника (русла) уменьшается.

5 Построение секторных 3Д гидродинамических моделей

Для обоснования оптимальной плотности сетки скважин для различных геологических условий на основе 3Д геолого-гидродинамического моделирования и выполнения цели поставленной диссертации необходимо выбрать участки месторождения «М» с разными геологическими условиями. Первый участок (далее – участок №1) выбран из числа участков, содержащих русловые тела с высокой проницаемостью. Второй участок (далее – участок №2) выбран из числа участков, содержащих пойменную зону, следовательно, с низкопроницаемым коллектором. Для выбранных участков построены 3Д цифровые гидродинамические модели.

Под цифровой гидродинамической моделью понимают совокупность представления объекта в виде трехмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров, как и в геологической модели, но дополнительно включает:

Фильтрационные параметры – относительные фазовые проницаемости, капиллярные давления, данные PVT;

Массив данных по скважинам, который содержит – интервалы перфорации, радиус скважины, пластовое и забойное давления, данные о дебитах фаз, коэффициенты продуктивности (приемистости) скважин, сведения об ОПЗ, РИР, ГРП.

Для построения гидродинамической модели были использованы следующие типы исходных данных:

- Данные об истории разработки месторождения (показатели разработки месторождения: дебиты нефти, воды и газа каждой скважины, забойные давления);
- Информация о параметрах скважин (интервалы перфорации, радиус ствола, режимы работы, сведения о ГРП, коэффициент эксплуатации);
- Данные о первоначальном насыщении коллекторов фазами, начальном пластовом давлении и давлении насыщения продуктивных пластов;
- PVT-свойства флюидов;
- Исследования и определения относительных фазовых проницаемостей и их зависимостей.

5.1 Построение 3Д ГДМ участка №1

Изучив месторождения «М» было выявлено, что русловый песчаник обладает наиболее высокой проницаемостью и основная часть накопленной добычи приходится на скважины, которые пробурены в руслах. Межрусловые отложения, а также кровельная часть объекта характеризуются более низкой проницаемостью. Принципиальная разница в моделировании петрофизических свойств и толщины пластов внерусловых и русловых отложений показана на рисунке ниже (Рисунок 6). Ровно по центру участка хорошо прослеживается русловый канал с шириной 500 м, протяженностью 2200 м, а прибрежная и окраинная часть приходится на пойменную зону

участка № 1 месторождения «М».

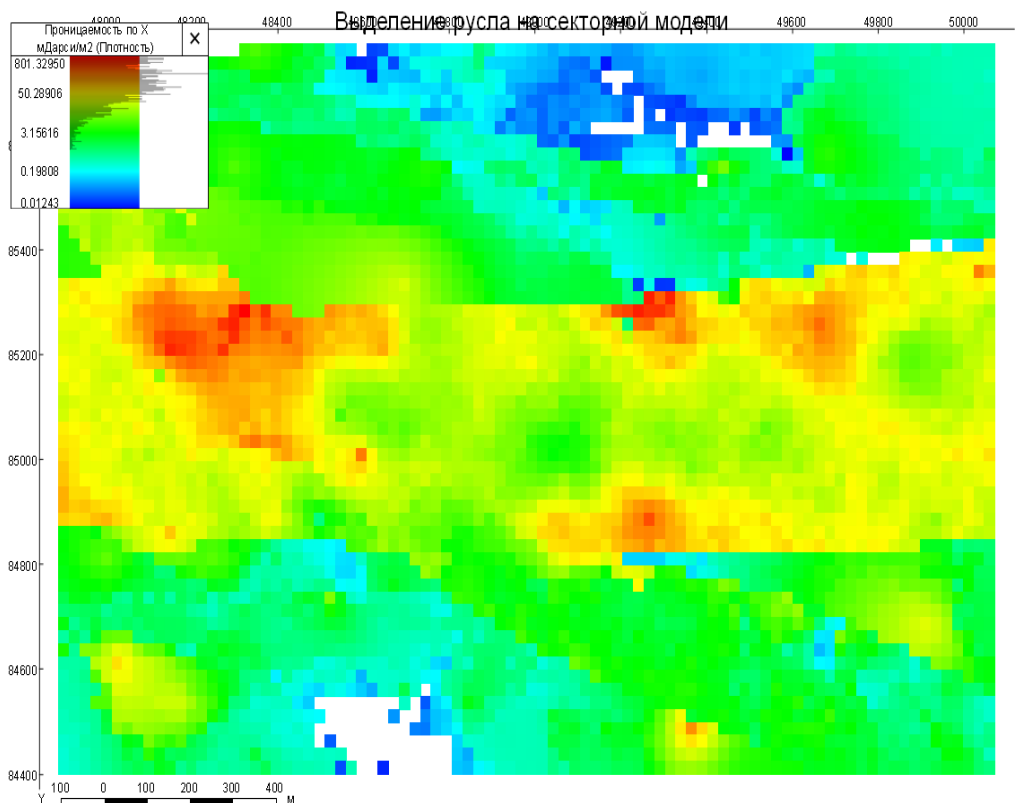


Рисунок 6. 2Д карта плотности куба проницаемости участка № 1 месторождения «М»

Для выбора оптимальной плотности сетки скважин была рассмотрена и проанализирована система разработки русла на месторождении «М» участка №1 более детально.

Анализ текущего состояния разработки проводился на выбранном участке №1 месторождения «М». Текущий КИН 0.48, выработка запасов 102%, плотность сетки скважин 7,1 га/скв., общий фонд пробуренных скважин составляет 19 единиц. По данному участку была построена 3Д гидродинамическая модель с разными вариантами разработки и плотностью сетки скважин для определения наиболее оптимальной плотности сетки скважин в русловом канале месторождения «М».

Секторная гидродинамическая модель представляют из себя трехмерную модель черной нелетучей нефти (Black oil model, Eclipse 100). Краткое описание моделей представлено в таблице ниже (Таблица 2).

Таблица 2. Описание секторной 3Д гидродинамической модели

Наименование	Участок №1
Размер	88 x 56 x 65
ИТОГО ячеек	320 320
Активных ячеек	92 010
Размер ячеек	25 x 25 x 1
Тип модели	Black oil

Начальное пластовое давление – 103 атм. Вязкость нефти в пластовых условиях – 4 сПз, плотность в поверхностных условиях – 854 кг/м³. Газовый фактор – 40 м³/м³.

Средняя глубина залегания пласта 1018 м. Пористость составляет 26%, проницаемость 1000 мД. Начальные геологические запасы нефти в русловой зоне – 5205 тыс. т. Начальная нефтенасыщенность коллектора – 0,75 д. ед.

Модель SCAL была построена с учетом лабораторных данных, а также адаптации на историю добычи. На рисунке ниже (Рисунок 7) приведен график зависимости капиллярного давления от водонасыщенности.

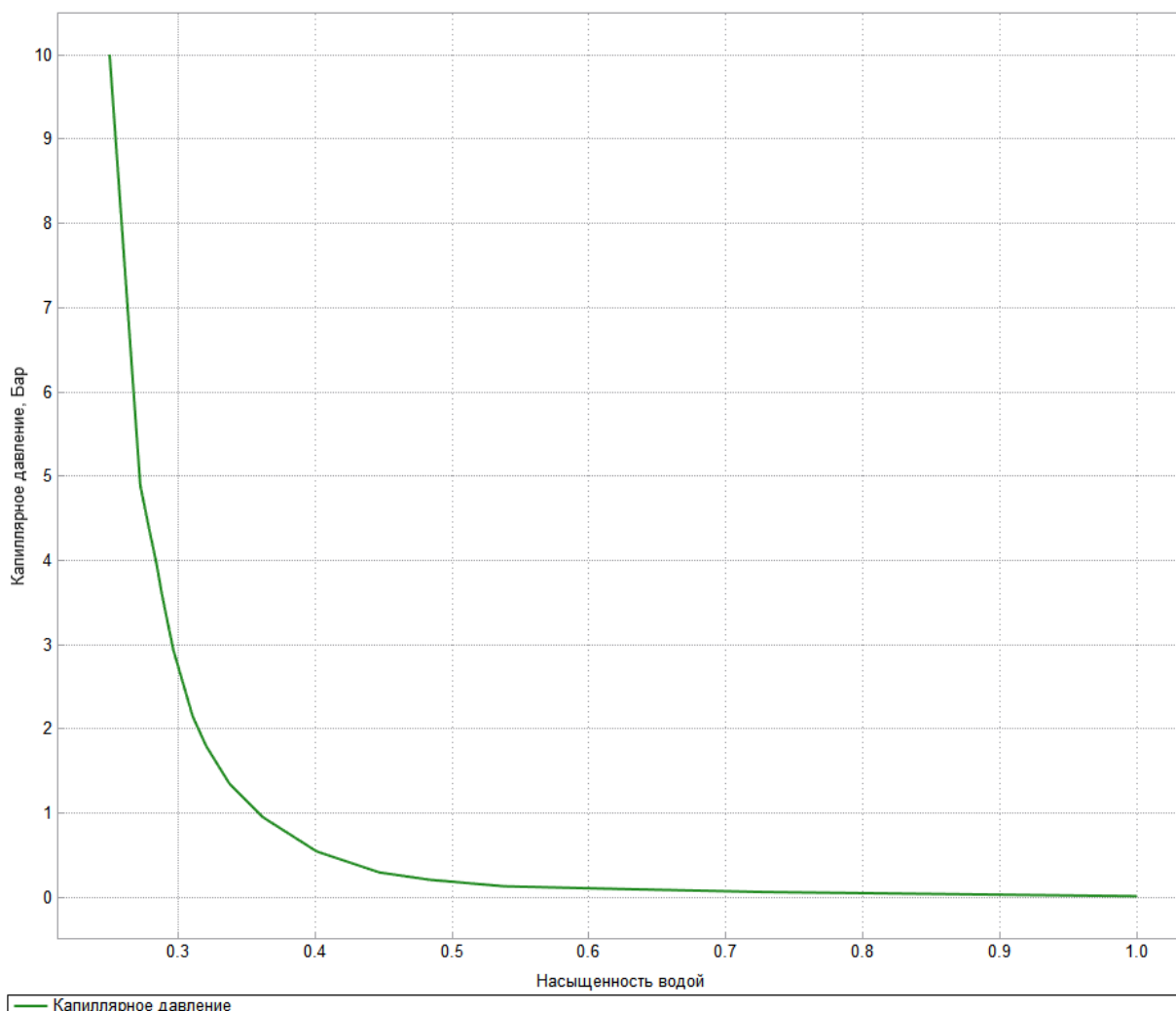


Рисунок 7. Зависимость капиллярного давления от насыщенности водой

Данные конечных точек представлены в таблице ниже (Таблица 3):

Таблица 3. Данные конечных точек в системе нефть-вода

Параметр	Значение
S_{WL} , минимальная насыщенность водой	0.25
S_{WU} , максимальная насыщенность водой	1
S_{WCR} , критическая насыщенность водой	0.27
S_{OWCR} , остаточная насыщенность нефтью в системе вода-нефть	0.28
$k_{rOLW} = k_{rOW}(S_{WL})$	1
$k_{rORW} = k_{rOW}(S_{WCR})$	0.3
$k_{rWR} = k_{rW}(1 - S_{OWCR} - S_{GL})$	0.19
$k_{rWU} = k_{rW}(S_{WU})$	1

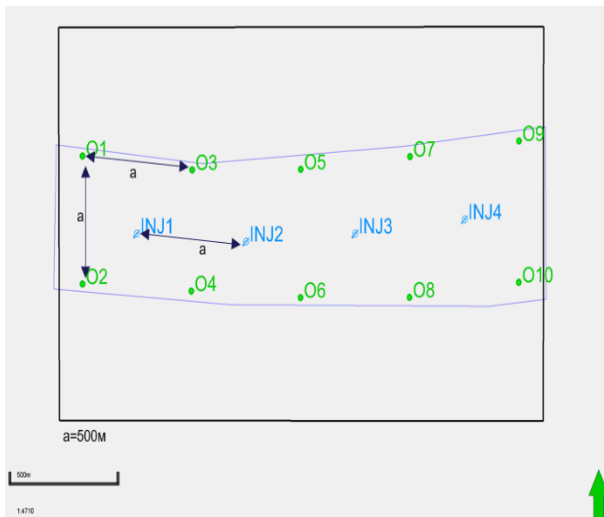
В данной работе на примере секторной модели участка №1 месторождения «М» приводится обоснование оптимальной ПСС для русловых песчаников в 2 этапа.

На 1 этапе с целью определения оптимальной ПСС было реализовано 4 варианта разбуривания русловой зоны различным числом добывающих и нагнетательных скважин. Расчет начинается с начального состояния участка. Рассматривается пятиточечная система разработки с различной ПСС, которая определялась, исходя из расстояния между скважинами.

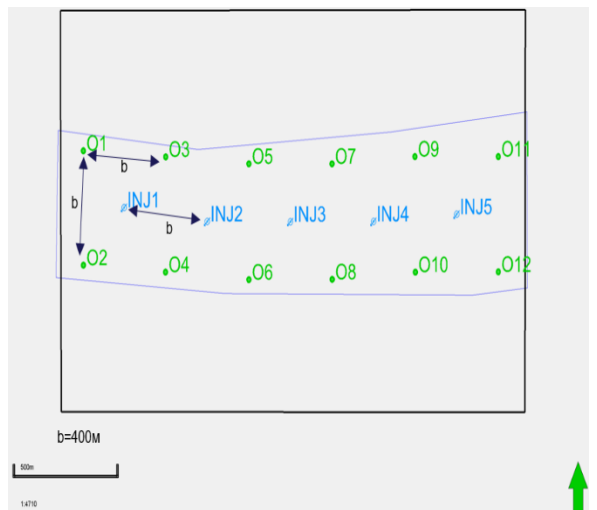
На 2 этапе проведена детальная адаптация по фонду скважин на выбранных участках за последние 5 лет, по состоянию на 2020 г., и определен список высокообводненных (нерентабельных) скважин для отключения с учетом этапа 1. Далее проведены расчёты прогнозных вариантов с учетом отключения высокообводненных скважин и базовый вариант без их отключения.

5.1.1 Этап 1. Обоснование оптимальной ПСС после инициализации 3Д гидродинамической модели

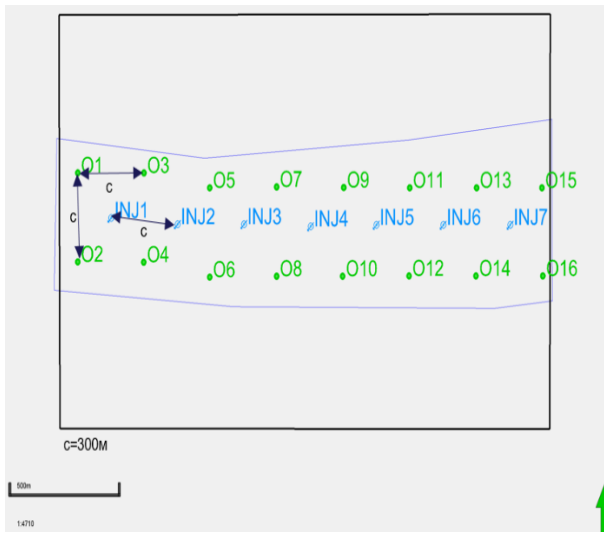
Выполнено моделирование участка с начальными условиями и различными вариантами разработки с расстоянием добывающих скважин в 500, 400, 300, 200 м представлено на рисунке ниже (Рисунок 8). При этом имеется 2 варианта с межскважинным расстоянием в 200 м. В одном из вариантов нагнетательные скважины расположены ровно по центру русла по аналогии с другими вариантами, во втором варианте – нагнетательные скважины расположены в 2 ряда по центру серединной части русла.



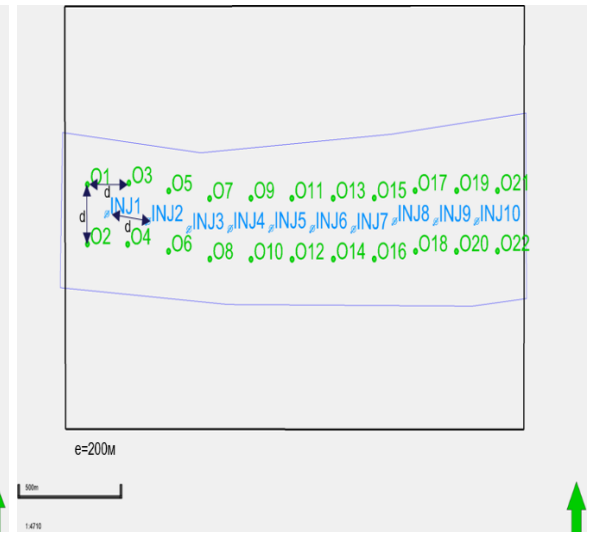
а) расстояние между добывающими скважинами 500 м



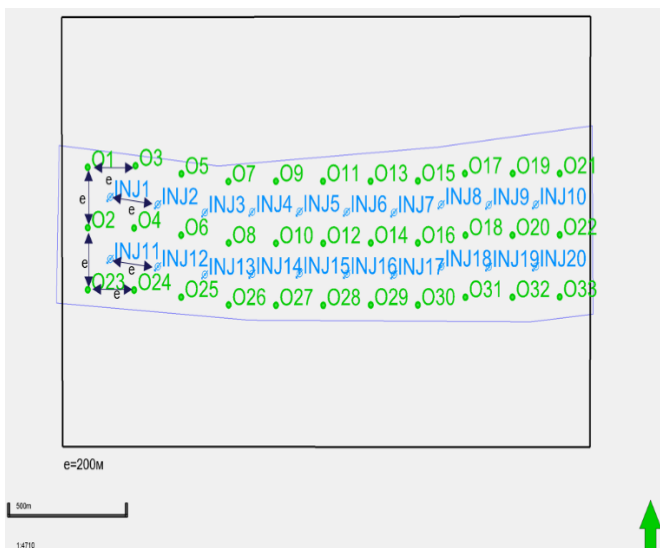
б) расстояние между добывающими скважинами 400 м



в) расстояние между добывающими скважинами 300 м



г) расстояние между добывающими скважинами 200 м



д) расстояние между добывающими скважинами 200 м, скважины расположены вдоль всего русла в 2 ряда

Рисунок 8. Размещение скважин по вариантам

Для всех вариантов задавались одинаковые технологические ограничения: контроль добычи и закачки по забойному давлению, условие 100% компенсации отборов жидкости закачкой воды, расчет каждого варианта продолжался до достижения предельной обводненности 95% или минимального дебита нефти 0,3 т/сут.

В качестве основных анализируемых технологических параметров рассматривались значения КИН (при 95% обводненности), время разработки (достижения предельной обводненности).

Результаты расчетов по вариантам представлены в таблице ниже (Таблица 4).

Таблица 4. Результаты расчетов по вариантам

Межскважинное расстояние, м	Накопленная добыча нефти, т	Предельная обводненность, %	КИН, д. ед.	Время разработки, лет
200	2 816 021	95	0,51	18
300	2 920 548	95	0,53	16
400	3 026 817	95	0,55	19
500	3 175 137	95	0,58	30
200_2	2 824 218	95	0,52	16

В ходе расчетов установлено, что более редкая сетка скважин имеет преимущества по сравнению с более плотной. Так, накопленная добыча нефти по элементу с ПСС 25 га/скв за расчетный период составила 3 175 тыс. т, когда при ПСС, равной 2 га/скв, накопленная добыча нефти составила 2 816 тыс. т. Показатели разработки по вариантам приведены на рисунках ниже (Рисунок 9–Рисунок 11).

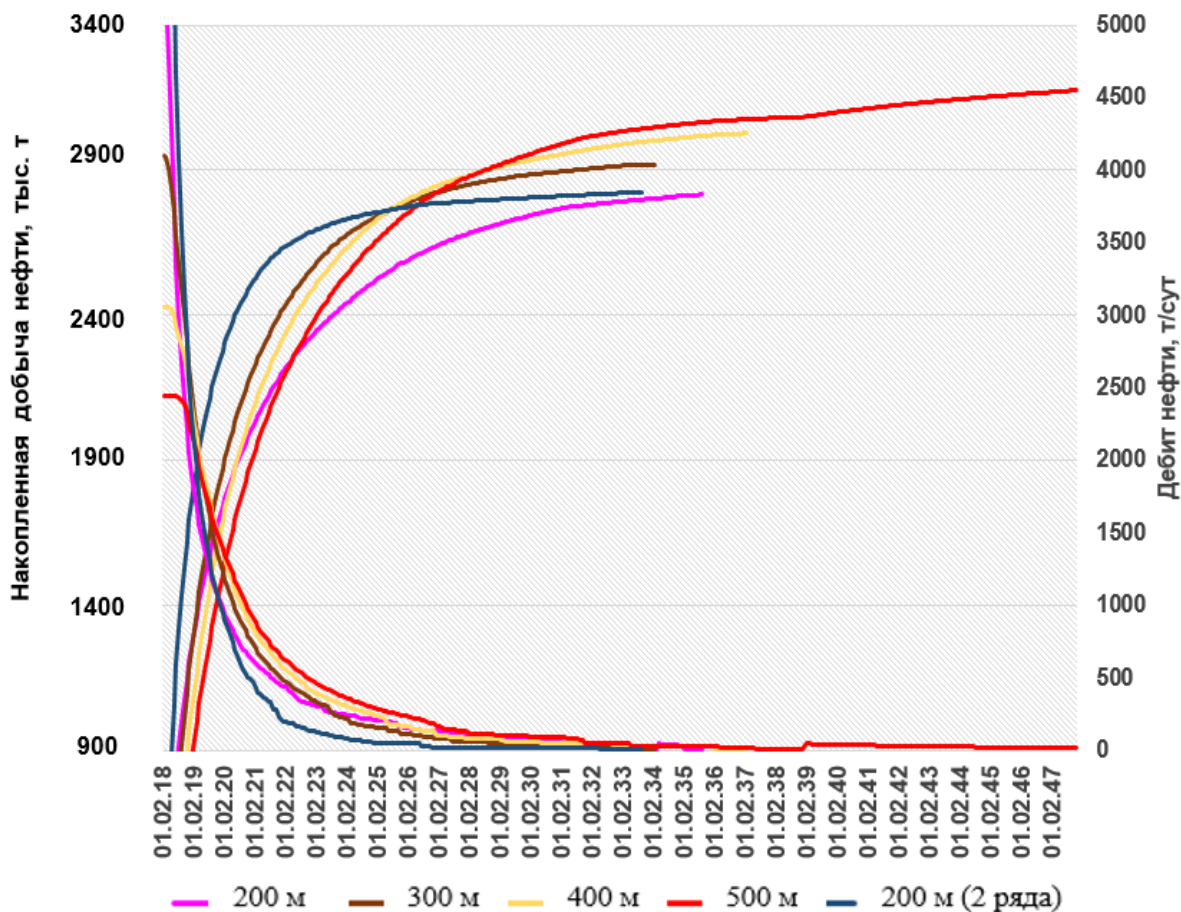


Рисунок 9. Динамика добычи нефти по вариантам разработки русла

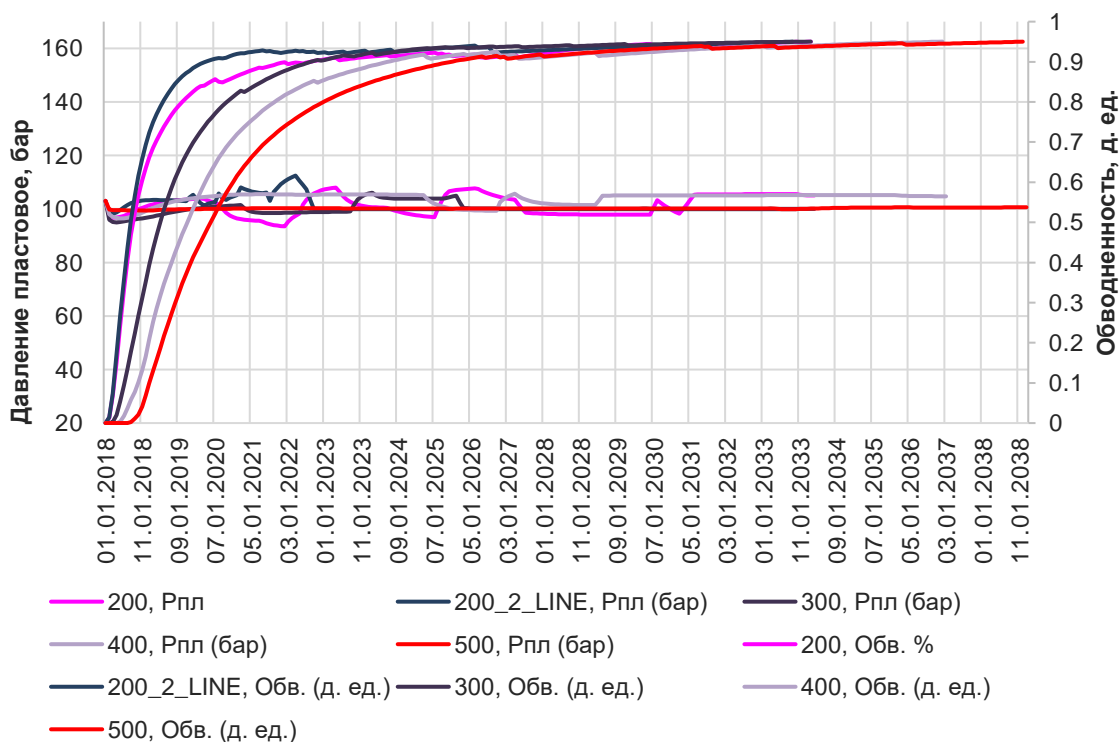


Рисунок 10. Динамика пластового давления и обводненности продукции добычи нефти по вариантам разработки русла

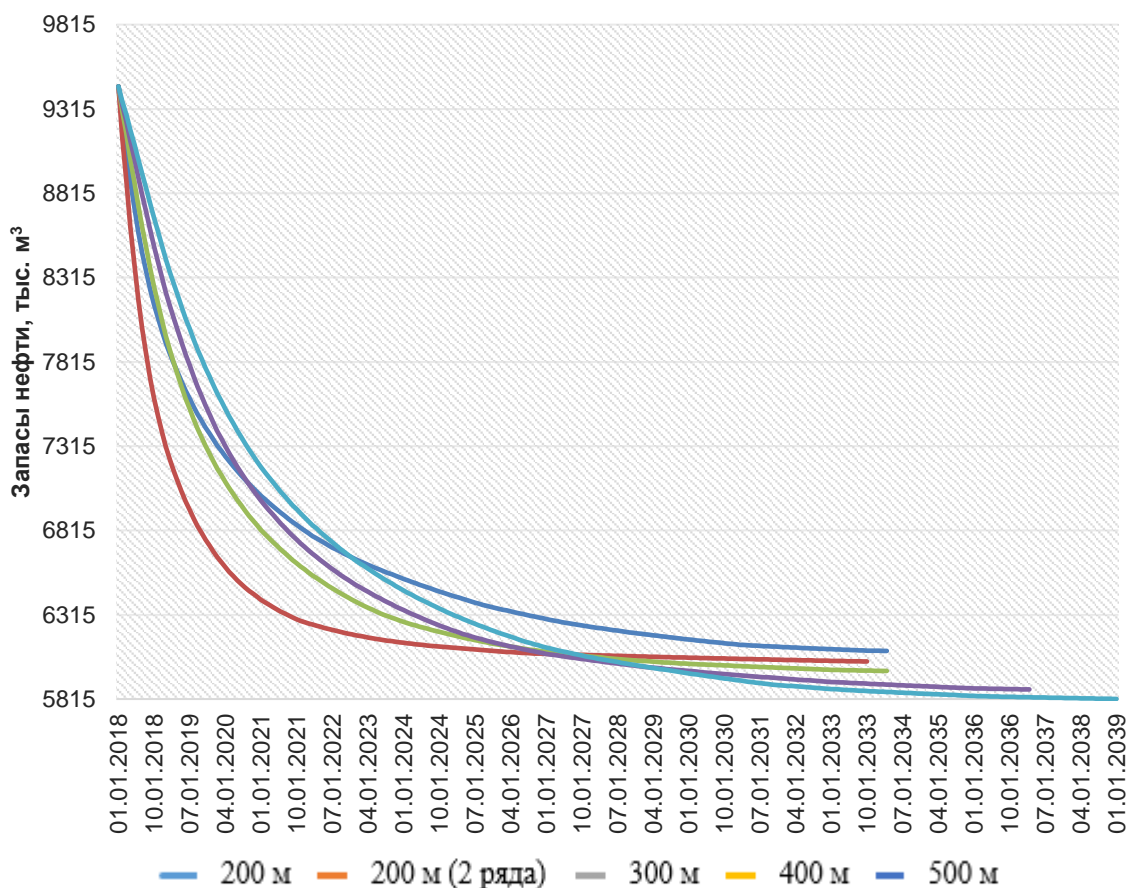


Рисунок 11. Динамика запасов нефти по вариантам разработки русла

Для объяснения данной зависимости обратим внимание на формулу А.П. Крылова [1], где КИН равняется произведению коэффициента охвата вытеснением на коэффициент охвата заводнения и на коэффициент вытеснения:

$$\text{КИН} = K_{\text{охв_выт}} \times K_{\text{зав}} \times K_{\text{выт}} \quad (1)$$

где $K_{\text{охв_выт}}$ – коэффициент охвата вытеснением, $K_{\text{зав}}$ – коэффициент заводнения, $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения.

Коэффициент охвата залежи процессом вытеснения нефти представляет собой отношение нефтенасыщенного объема пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему этого пласта. Коэффициент охвата входит в формулу по определению КИН и представляет собой произведение ряда коэффициентов, таких как коэффициент сетки скважин, коэффициент заводнения или коэффициент использования подвижных запасов нефти, коэффициент, учитывающий вязкость нефти и предельную обводненность, коэффициент, учитывающий неоднородность коллектора, коэффициенты, учитывающие потери нефти в разрезающих и стягивающих рядах, коэффициент, учитывающий потери нефти в невырабатываемых зонах.

Коэффициент заводнения, который входит в состав коэффициента

охвата – это коэффициент использования подвижных запасов нефти, который учитывает полноту извлечения из залежи подвижных запасов. Коэффициент заводнения характеризует потери нефти в объеме, охваченном процессом вытеснения, из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям.

Коэффициент сетки скважин – это коэффициент, который учитывает, что часть объема нефтенасыщенных горных пород не участвует в процессе вытеснения, а также неоднородность коллектора. Под сеткой скважин понимают сеть, по которой размещаются добывающие и нагнетательные скважины на эксплуатационном объекте.

Коэффициент вытеснения равен отношению объема вытесненной нефти из образца породы при бесконечной промывке к первоначальному ее объему в этом образце. Он зависит от проницаемости, структуры пустотного пространства, физико-химических свойств нефти и вытесняющего агента, причем между коэффициентом вытеснения и проницаемостью пласта прослеживается тесная корреляционная связь.

Коэффициент извлечения нефти определяется из модели, коэффициент вытеснения ($K_{\text{выт}}$) определяется экспериментально на образцах керна, коэффициент заводнения и коэффициент охвата вытеснением определяются косвенными методами.

Для оценки текущего коэффициента заводнения методом «обратного расчета», путем построения карт в симуляторе tNavigator определены доли участия коэффициента заводнения и коэффициента охвата. Коэффициент заводнения может быть определен как отношение объема промытой части пласта, охваченного процессом вытеснения на момент окончания разработки, к объему, занятому подвижной нефтью [2]:

$$K_{\text{зав}} = \frac{\text{ПЗН}_{\text{нач}} - \text{ПЗН}_{\text{тек}}}{\text{ПЗН}_{\text{нач}}} \quad (2)$$

Коэффициент заводнения был рассчитан обратным путем для обоснования полученных показателей коэффициента извлечения нефти.

Для вычисления коэффициента охвата вытеснением методика «обратного счета» неприменима. Показатели коэффициента заводнения по вариантам представлены на рисунке ниже (Рисунок 12).

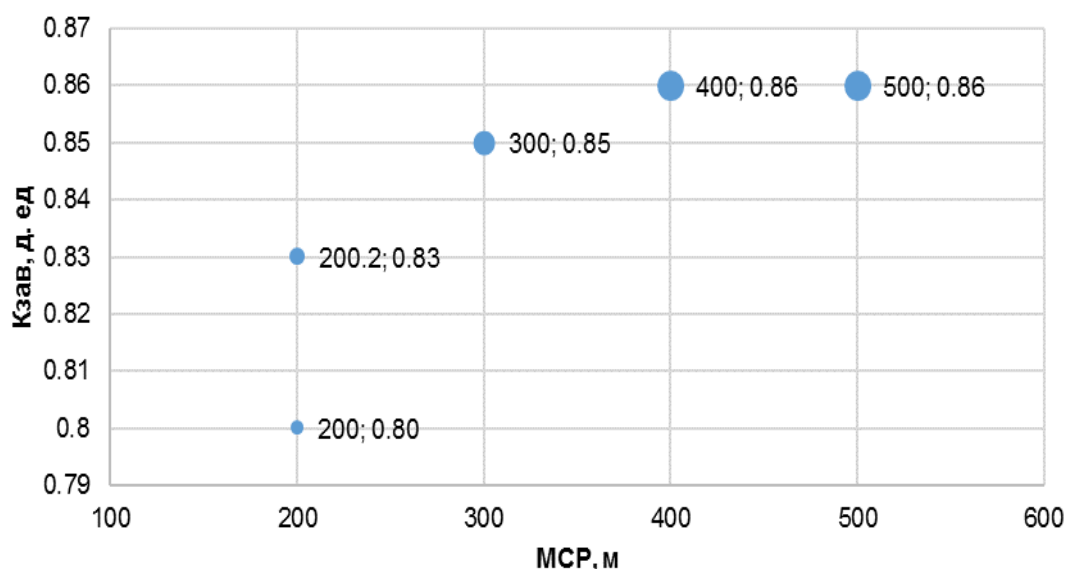


Рисунок 12. Зависимость коэффициента заводнения от расстояния между добывающими скважинами и нагнетательными скважинами

Коэффициент заводнения учитывает технико-экономические ограничения на добычу подвижных дренируемых запасов: отключение скважин при достижении предельно допустимых значений обводненности, газового фактора или минимального дебита скважин по нефти. Он зависит от неоднородности пласта и его проницаемости, от относительной вязкости нефти и других параметров. Влияние проницаемости учитывает изменения средней проводимости коллектора между добывающими и нагнетательными скважинами. В этой связи рекомендуется разряжение ПСС на анализируемом участке.

5.1.2 Этап 2. Обоснование оптимальной ПСС после адаптации 3Д гидродинамической модели

Общий фонд скважин участка составляет 57 ед. Накопленная добыча нефти по участку на 01.02.2020 г. составляет 3233 тыс. т нефти, из которых 2548 тыс. т нефти приходится на скважины в русловой зоне.

Контрольным параметром расчетов является дебит жидкости. Отклонение расчетной накопленной добычи нефти от исторической с начала разработки по 2020 г. составляет около 1%. Качество адаптации представлено на рисунках ниже (Рисунок 13, Рисунок 14).

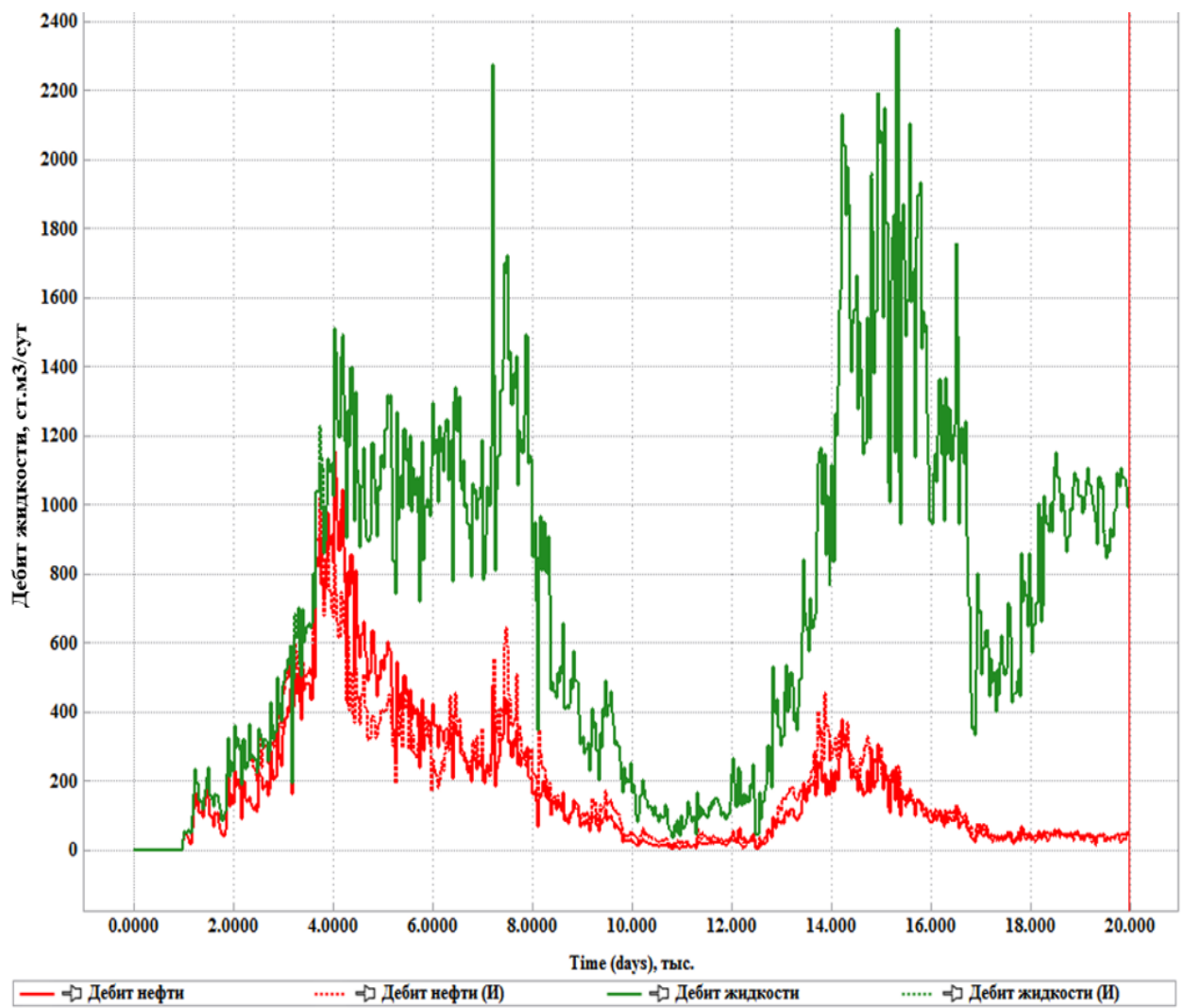


Рисунок 13. Адаптация дебита нефти и жидкости

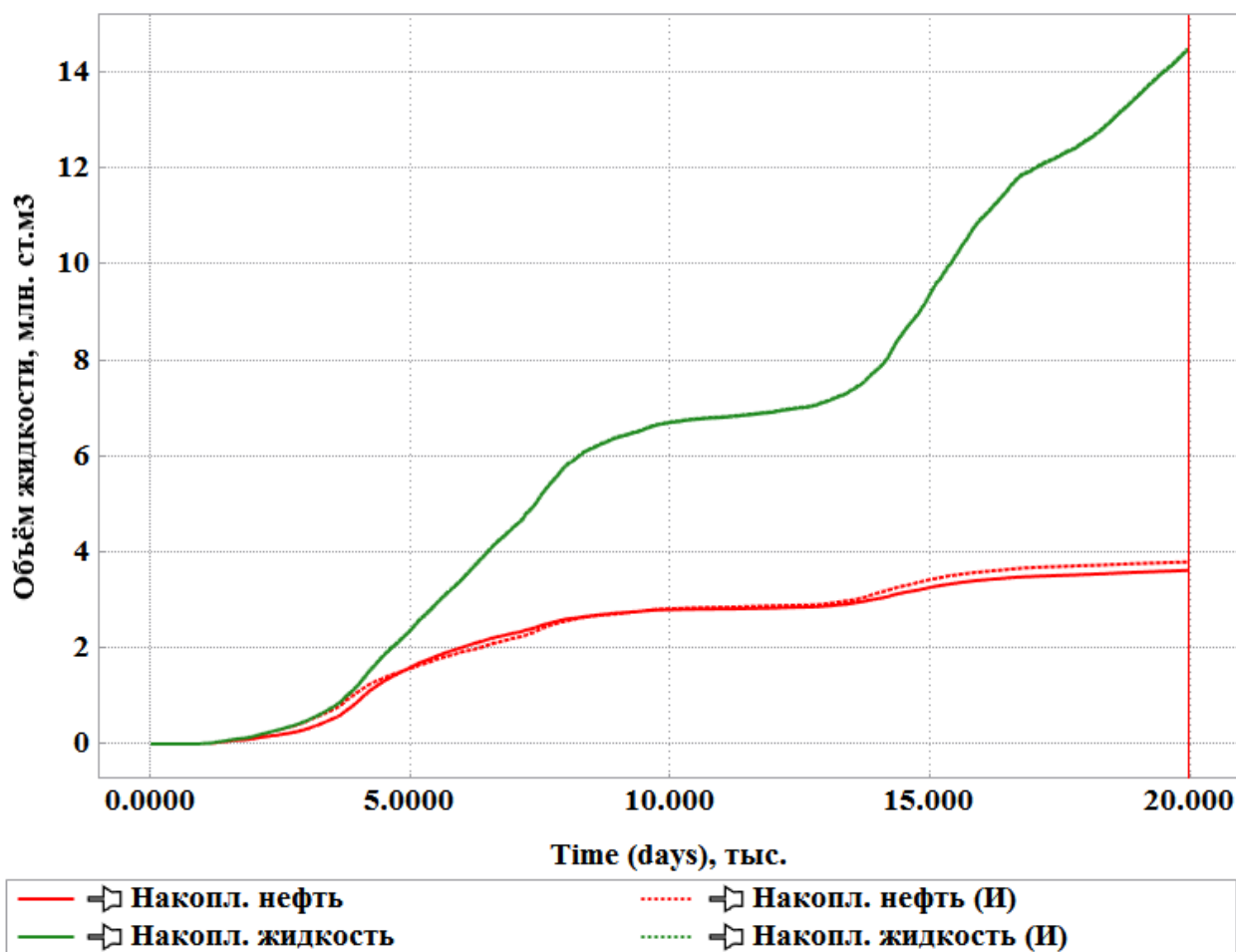


Рисунок 14. Адаптация накопленной добычи нефти и жидкости

Действующий фонд скважин в русловой зоне участка №1 по состоянию на 01.02.2020 г. составляет 14 ед.

После успешной адаптации 3Д гидродинамической модели участка №1 произведен расчет прогнозных показателей.

Расчет прогнозных показателей произведен на 5 лет. Рассчитано по 2 варианта: базовый с текущим состоянием разработки и фондом скважин по состоянию на 01.01.2020 г. и вариант с отключением ряда высокообводненных (нерентабельных скважин) с оптимизацией оставшегося фонда. Предлагаемые к отключению 8 скважин . представлены на рисунке ниже (Рисунок 15).

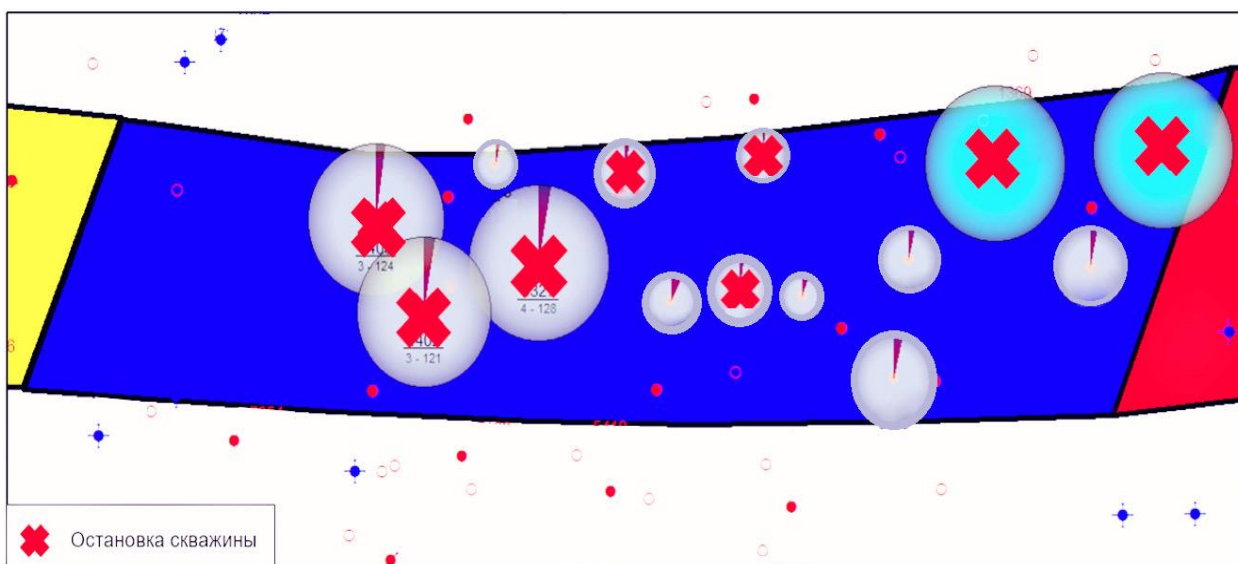


Рисунок 15. Карта текущих отборов с выделением скважин для отключения

При базовом варианте контроль осуществлялся по данным забойного давления на начало прогноза. При втором варианте скважины запускались на минимально допустимых забойных давлениях.

Расчетные показатели русловых зон приведены в Таблица 5.

Таблица 5. Расчетные показатели по вариантам

Фонд скважин			Добыча нефти, тыс. т			Добыча жидкости, тыс. м ³			ПСС, га/скв		
База	В-1	±	База	В-1	±	База	В-1	±	База	В-1	±
14	6	-8	28	21	-8	155	68	-87	7,1	16,5	9,4

В русловой зоне расположено 12 добывающих скважин и 2 нагнетательные скважины. Текущая ПСС – 7 га/скв. К остановке предлагается 6 скважин с суммарным дебитом нефти 8 т/сут, а также 2 нагнетательные скважины. Остальные скважины выводятся на потенциальный режим работы. ПСС после отключений скважин составит 16,5 га/скв.

Как мы видим из Таблица 4, после разрежения ПСС не наблюдается значительных потерь нефти.

Для подтверждения данной теории была также построена 3Д ГДМ для участка №1-1 и проведен анализ разряжения плотности сетки скважин на адаптированной секторной модели.

Сектор участка № 1–1 включает в себя русловый канал, средняя ширина которого составляет 700 м, протяженностью 4200 м. Средняя глубина залегания пласта – 1058 м. Пористость составляет 24%, проницаемость – 460

мД. Начальные геологические запасы нефти в русловой зоне – 11998 тыс. т.
Начальная нефтенасыщенность коллектора – 0,62 д. ед.

На рисунке ниже представлен 2Д куба проницаемости секторной модели участка №1-1 (Рисунок 16).

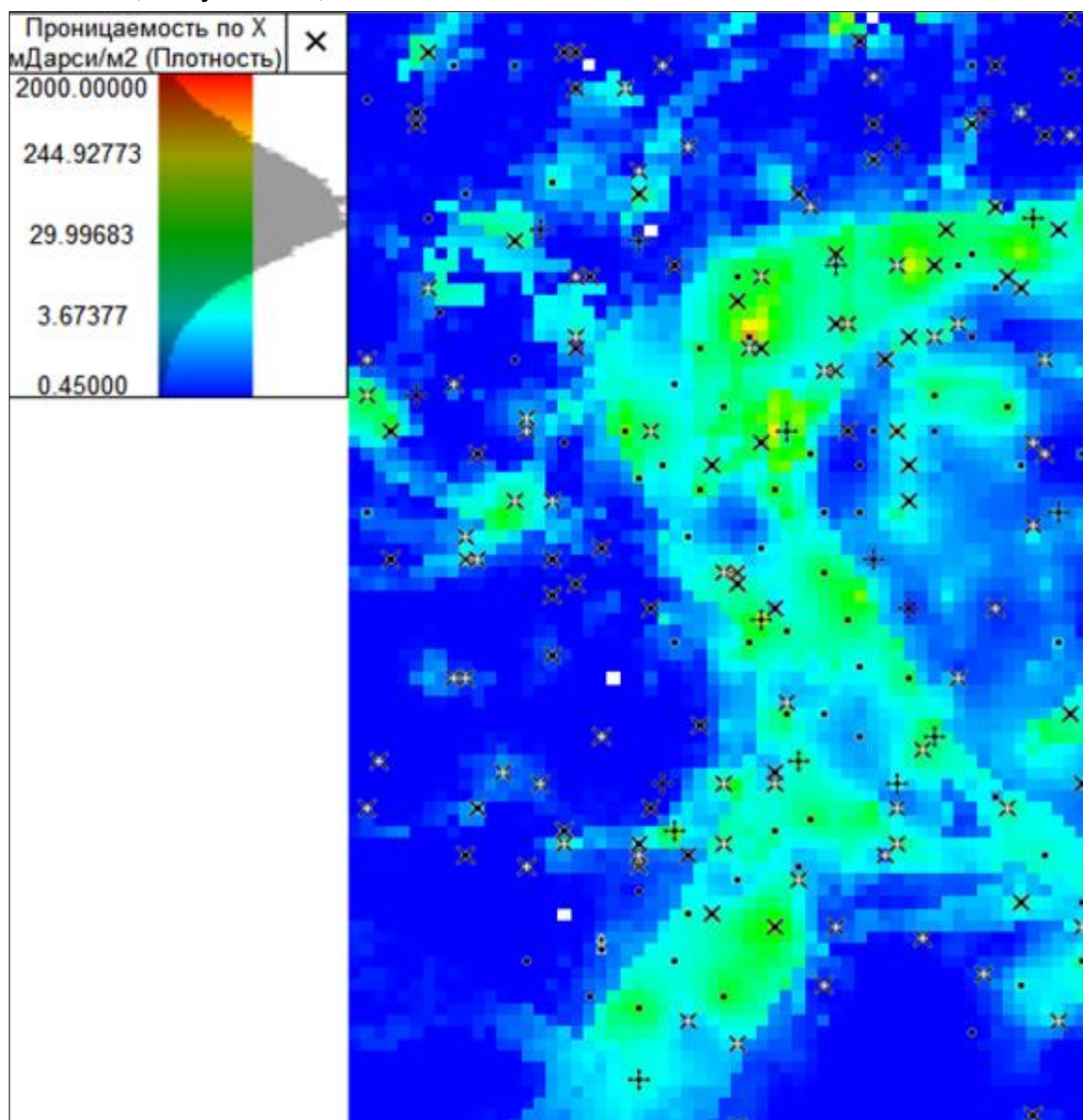


Рисунок 16. 2Д карта проницаемости участка №1-1

Общий фонд скважин участка № 1–1 составляет 221 ед. 60% накопленной добычи по сектору участка №1-1 приходится на скважины русловой зоны коллектора.

Контрольным параметром адаптации является дебит жидкости. Отклонение расчетной накопленной добычи нефти от исторической составляет около 1%. Качество адаптации представлено на рисунке ниже ().

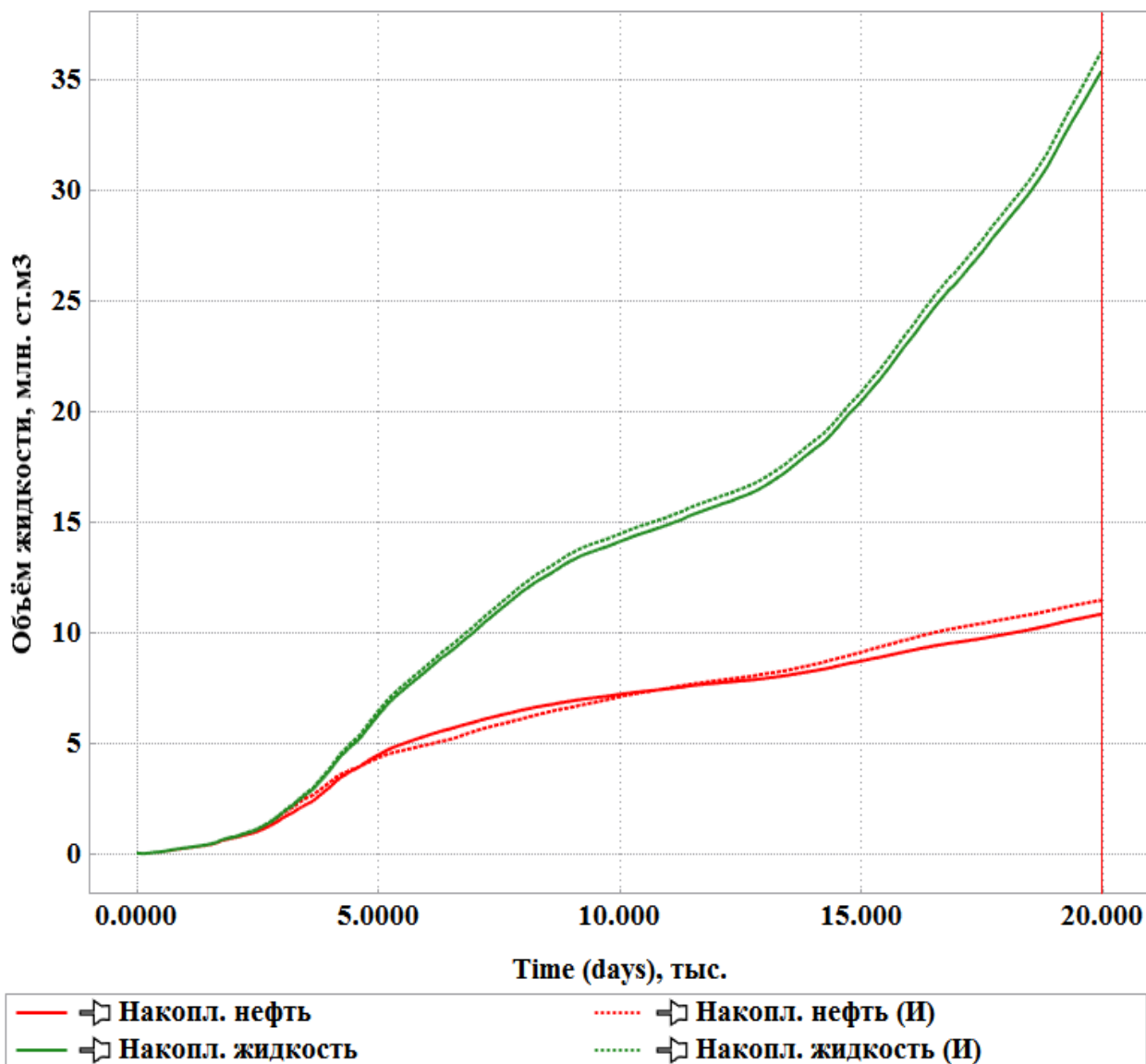


Рисунок 17. Качество адаптации на историю добычи участка №1-1

Расчет прогнозных показателей произведен на 5 лет. Рассчитано по 2 варианта: базовый с текущим состоянием разработки и фондом скважин по состоянию на 2020 г.. и вариант с отключением ряда высокообводненных (нерентабельных скважин) с оптимизацией оставшегося фонда. Предлагается отключение 10 скважин (Рисунок 18).

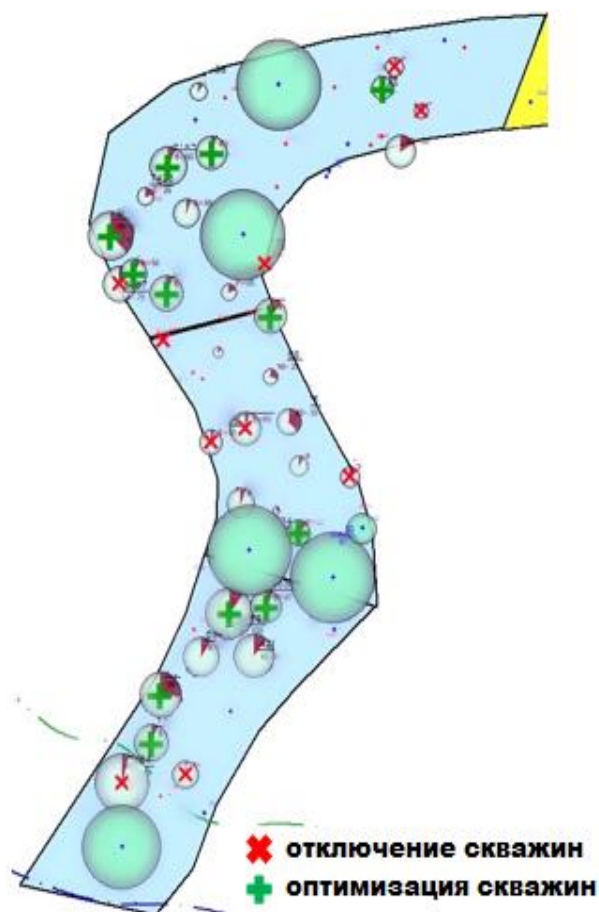


Рисунок 18. Карта текущих отборов с выделением скважин для отключения

Как и на участке №1, при базовом варианте контроль на участке №1-1 осуществлялся по данным забойного давления на начало прогноза. При втором варианте скважины запускались на минимально допустимых забойных давлениях.

Таблица 6. Описание секторной 3Д гидродинамической модели

Участок	Фонд скважин			Добыча нефти, тыс. т			Добыча жидкости, тыс. м ³			ПСС, га/скв		
	База	В-1	±	База	В-1	±	База	В-1	±	База	В-1	±
№ 1–1	41	31	-10	253	304	51	352	387	35	8,2	10,8	2,6

На участке № 1–7 в русловой зоне расположено 34 добывающие скважины (из них 2 скважины оборудованы электроцентробежными насосами) и 7 нагнетательных скважин. Текущая ПСС – 8,2 га/скв. К остановке предлагается 10 скважин. Остальные скважины выводятся на потенциальный режим работы. ПСС после отключений скважин составит 10,8 га/скв.

Как мы видим из таблицы выше (Таблица 6), после разрежения ПСС не наблюдается значительных потерь нефти.

5.1.3 Анализ полученных результатов

В русловых песчаниках зависимость КИН не соответствует традиционным представлениям, согласно которым увеличение ПСС (уменьшение межскважинного расстояния) приводит к увеличению конечного КИН. На высокопроницаемых коллекторах руслового типа наблюдается обратная зависимость – увеличение ПСС уменьшает конечный КИН по объекту разработки в связи с ранним прорывом попутно добываемой воды.

Важным фактором в выборе оптимальной ПСС является время выработки запасов, т.е. достижение предельной обводненности или газового фактора: чем больше число скважин, тем меньшее время разработки требуется.

Для анализируемых участков русел месторождения «М» оптимальной плотностью сетки скважин является 20–25 га/скв.

В заключение хочу отметить, что одним из осложняющих факторов при разработке месторождения и достижения потенциального коэффициента извлечения нефти является геологическое строение объектов. Так, на месторождении «М» основные запасы сосредоточены в пластах, сформированных в речных и дельтовых условиях, что обуславливает высокую латеральную и вертикальную неоднородность. Основным фактором, влияющим на успешность бурения проектных скважин, является принадлежность к фациальной обстановке. Благодаря комплексному анализу сейсмических, седиментологических и петрофизических данных возможно определить распространение фаций по площади пласта, что позволит наиболее эффективно разместить проектные скважины и сформировать оптимальную плотность сетки скважин. Выбор оптимальной плотности сетки скважин и подходящей системы разработки позволит увеличить время работы скважины до прорыва воды, достичь плановых показателей, вовлечь в разработку запасы краевых частей месторождения, увеличить площадь дренирования меньшим числом скважин.

Для объяснения данной зависимости возвращаемся к описанной в начале данной работы формуле А. Крылова, где КИН равняется произведению коэффициента охвата вытеснением на коэффициент охвата заводнения и на коэффициент вытеснения.

Для оценки текущего коэффициента заводнения методом «обратного расчета», путем построения карт в симуляторе tNavigator определена доля участия коэффициента заводнения и коэффициента охвата. Коэффициент заводнения может быть определен как отношение объема промытой части пласта, охваченного процессом вытеснения на момент окончания разработки, к объему, занятому подвижной нефтью.

Коэффициент заводнения был рассчитан обратным расчетом для обоснования полученных показателей коэффициента извлечения нефти.

Коэффициент заводнения учитывает технико-экономические ограничения на добычу подвижных дренируемых запасов: отключение скважин при достижении предельно допустимых значений обводненности, газового фактора или минимального дебита скважин по нефти. Он зависит от неоднородности пласта и его проницаемости, от относительной вязкости нефти и других параметров. Влияние проницаемости учитывает изменения средней проводимости коллектора между добывающими и нагнетательными скважинами. В этой связи не рекомендуется уплотнение плотности сетки скважин в русловых телах с высокой проницаемостью.

5.1.4 Выводы по моделированию руслового участка

Согласно полученным результатам двух этапов моделирования руслового участка наблюдается, что уплотненная сетка скважин в русловом теле не приводит к наибольшим объемам добычи нефти, а наоборот способствует быстрому увеличению обводненности и добычи воды.

5.2 Построение 3Д ГДМ для пойменной зоны

Для обоснования плотности сетки скважин в низкопроницаемом коллекторе был выбран участок месторождения «М» со средней проницаемостью 30 мД, где прослеживаются линзовидные тела.

При моделировании пойменной зоны перед нами стоит не только задача обоснования плотности сетки скважин, а также одним из важных аспектов является определение размера песчаных тел.

5.2.1 Этап 1. Обоснование оптимальной ПСС исходя из размера песчаных тел

Использование фациальной неоднородности в модели имеет большое значение. Распределение свойств в объеме резервуара, построенное без учета фациальной модели, не учитывает геологического строения моделируемых отложений и не может использоваться для дальнейшего гидродинамического моделирования. В данной работе использована новая методика поскважинной корреляции для определения форм геологических тел и протяженности. Выбраны регионы пойменных областей в геологической модели. Проведена корреляция скважин по принципу «связей между точками». Выбрано 10 скважин и между этими скважинами имеется 45 парных связей. Это определяется формулой ниже [2], где N – число скважин.

$$x = \frac{N \times (N - 1)}{2} \quad (2)$$

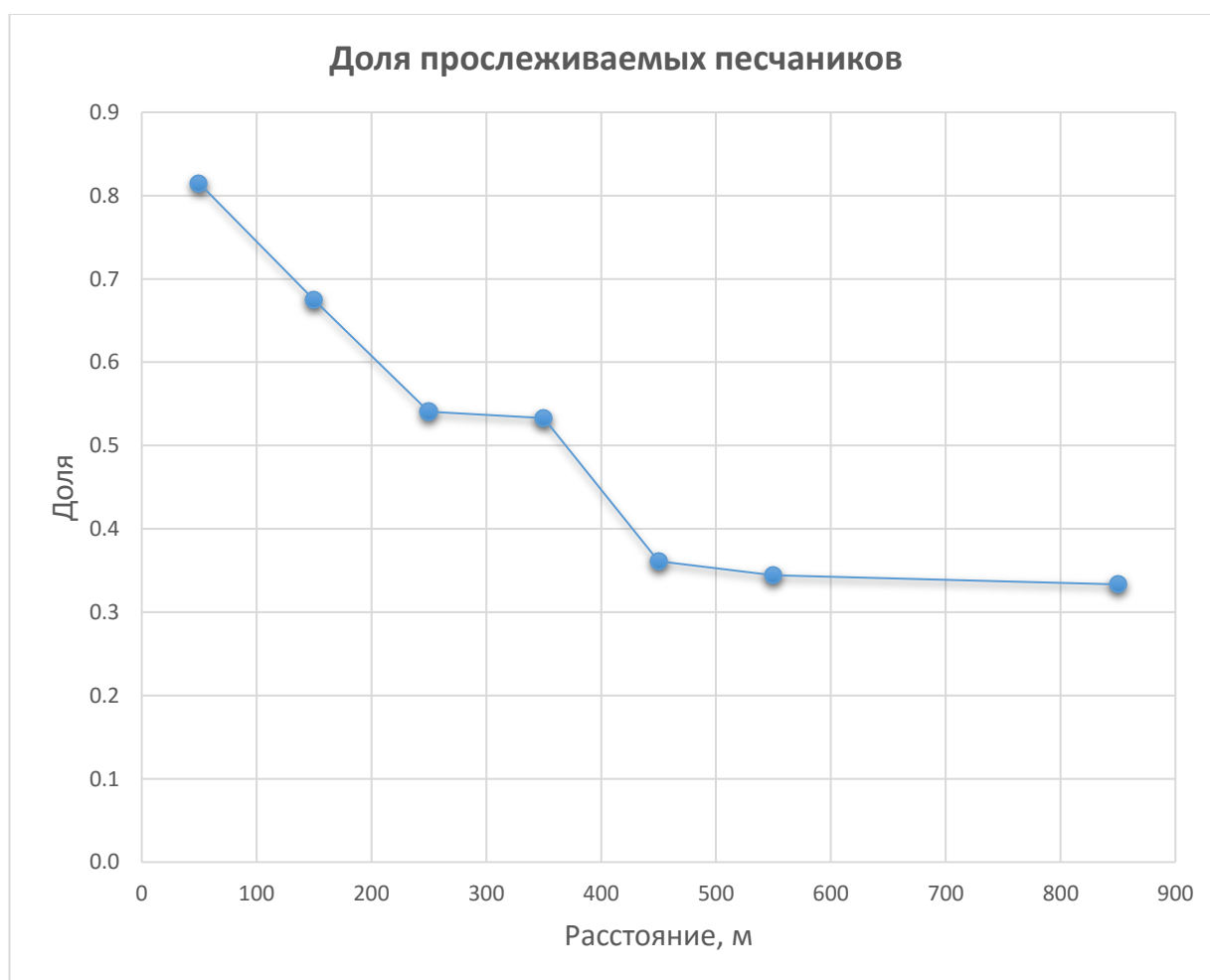
Для 20 скважин количество связей увеличивается до 190. Поэтому

лучше всего разделять на группы по 10 скважин. В скважине выделяется пласт песчаника и далее проверяется прослеживаемость данного песчаника в каждой последующей скважине (Таблица 7). Записывается толщина песчаника в скважине, расстояние между скважинами и индекс (1 – прослеживается, 0 – не прослеживается).

Таблица 7. Фрагмент с данными полученными из корреляции пар скважин

Пласт	Кровля	Подшва	Толщина	Пара		Расстояние	Индекс
				скв 1	скв 2		
песчаник 1	1059	1063	4	скв 1	скв 2	50	1
песчаник 2	1052	1054	2	скв 1	скв 2	50	1
песчаник 1	1032	1033	4	скв 1	скв 3	100	1
песчаник 2	1026	1030	2	скв 1	скв 3	100	0

В итоге построен график зависимости доли прослеживаемых песчаников от расстояния (Рисунок 19). Вероятность (>50%) обнаружения прослеживаемых песчаных тел – на расстоянии не более 400 м, высокая вероятность (>60%) - в пределах 200 м от скважины. Доля прослеживаемых песчаников резко падает (30%) на дистанции больше 400 м.



	0-100	100-200	200-300	300-400	400-500	500-600	600-900
1	88	164	107	89	26	21	8
0	20	79	91	78	46	40	16
всего	108	243	198	167	72	61	24

Рисунок 19 – График «доля прослеживаемых песчаников – расстояние»

После этого выполнено фациальное моделирование с использованием метода объектного моделирования (Рисунок 20). Рассчитаны кубы пористости и водонасыщенности. Проведен анализ неопределенности по параметрам песчаных тел, таких как толщина песчаника и протяженность песчаника (указано средние значение, минимум и максимум). Далее проведена вероятностная оценка запасов – стохастическое моделирование методом Монте-Карло, определены запасы P10, P50, P90.

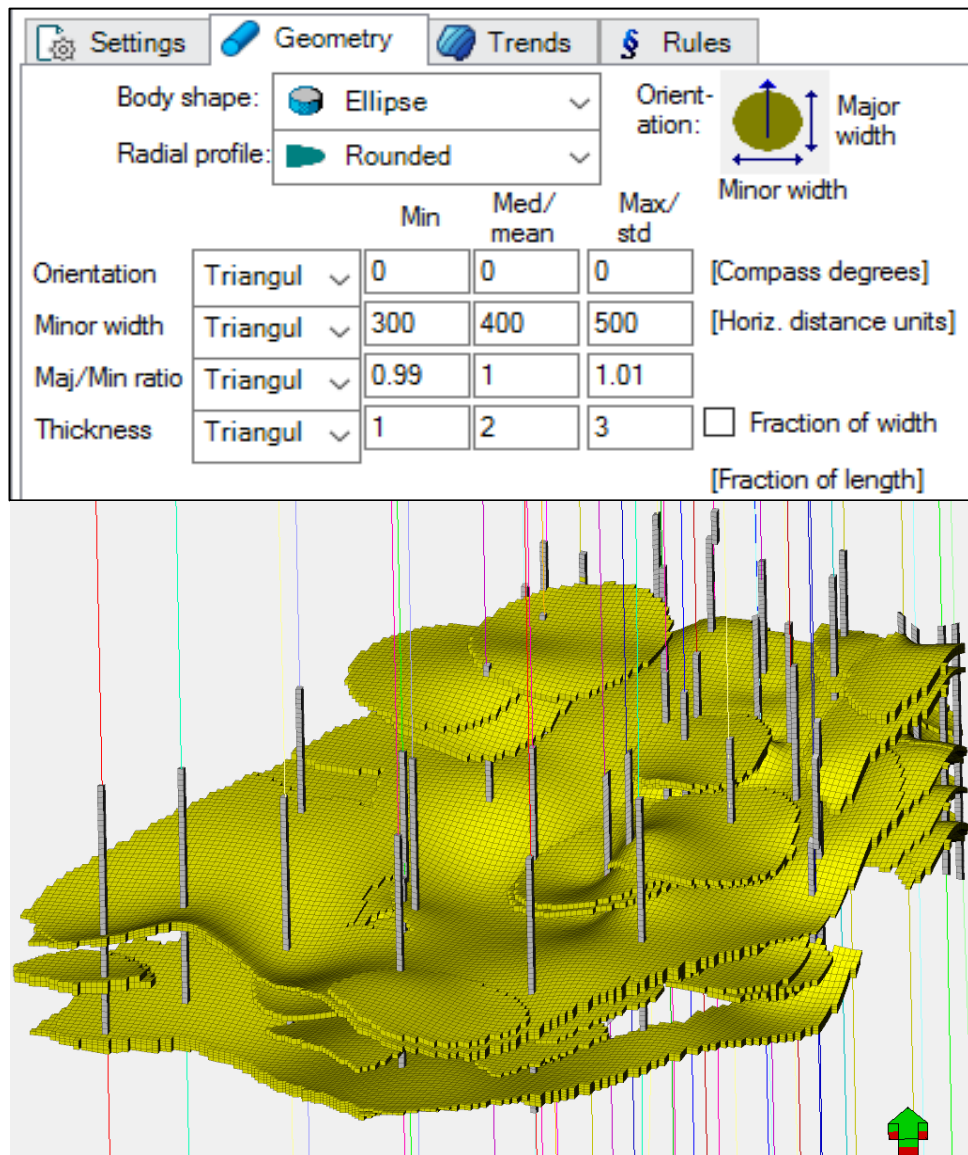


Рисунок 20 – Объектное моделирование

Определены размеры песчаных тел в пойменной части (толщина и протяженность), вероятность (>50%) обнаружения прослеживаемых песчаных тел – на расстоянии не более 400 м между скважинами, при этом средняя толщина песчаников – 2 м. Это говорит о том, что при выборе оптимальной плотности сетки скважин в пойменной зоне важно иметь точное понимание геологического строения моделируемого объекта с определением размеров существующих тел. В пойменной зоне чаще всего прослеживаются линзовидные тела различных размеров. Исходя из ширины линз рекомендуется подбирать и расстояние между скважинами. На примере моделируемого объекта определены размеры песчаных тел в пойменной зоне, толщина и протяженность существующих линз.

5.2.2 Этап 2. Обоснование оптимальной ПСС с учетом инициализации цифровой модели

После того как определены размеры линзовидных тел в пойменной зоне была сформирована гидродинамическая модель изучаемого объекта (далее – участок №2).

В первую очередь произведен апскейлинг секторной модели.

С целью оценки характеристик насыщения коллекторов сектора месторождения проведён анализ исследований кривых капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей (ОФП) (Рисунок 21).

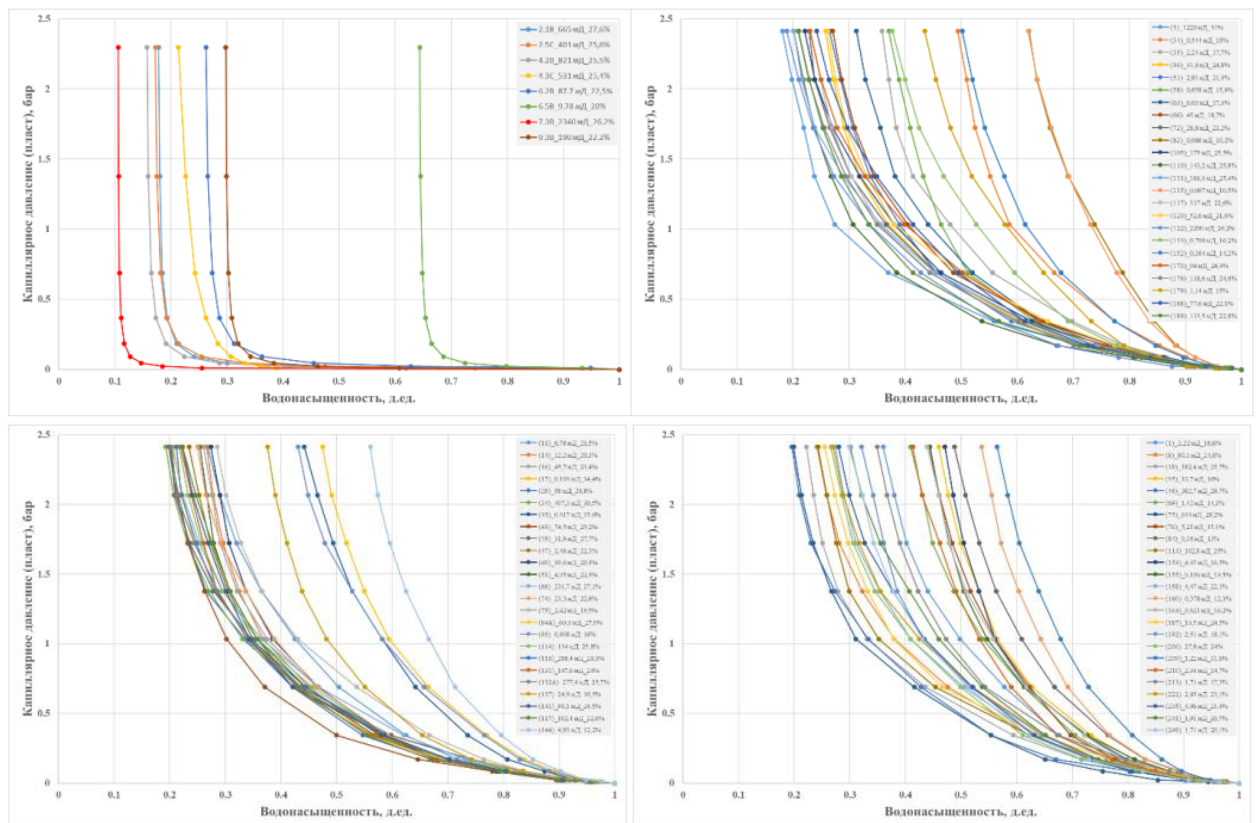


Рисунок 21 – Зависимости капиллярного давления от водонасыщенности для образцов керна

На рисунке ниже (Рисунок 22) приведена усредненная зависимость капиллярного давления от водонасыщенности, которая была использована в модели:

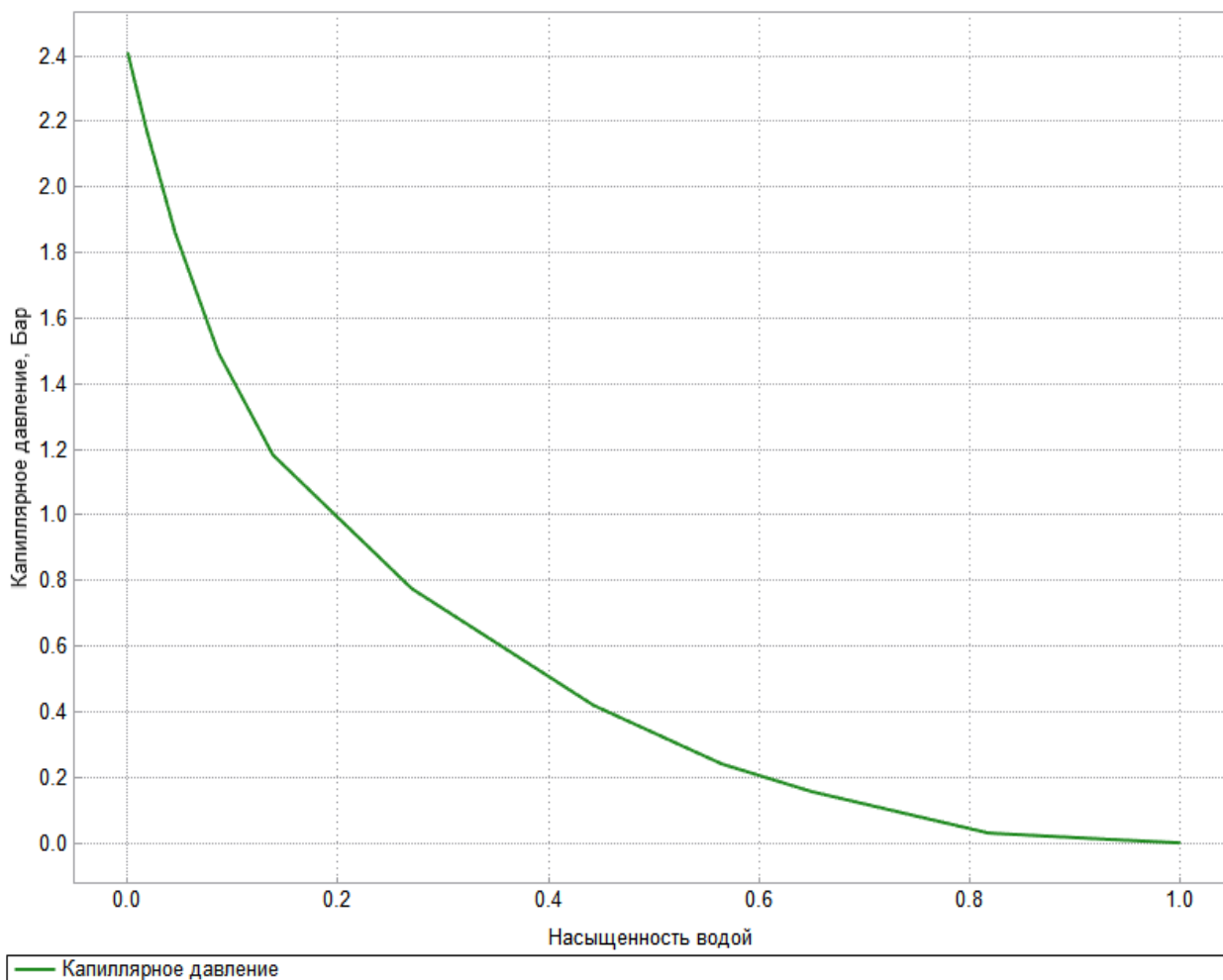


Рисунок 22 – Зависимости капиллярного давления от водонасыщенности в ГДМ

В качестве основы для кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) коллекторов сектора использовались результаты специальных исследований образцов керна.

Используемые в симуляционной модели ОФП представлены на рисунке ниже (Рисунок 23).

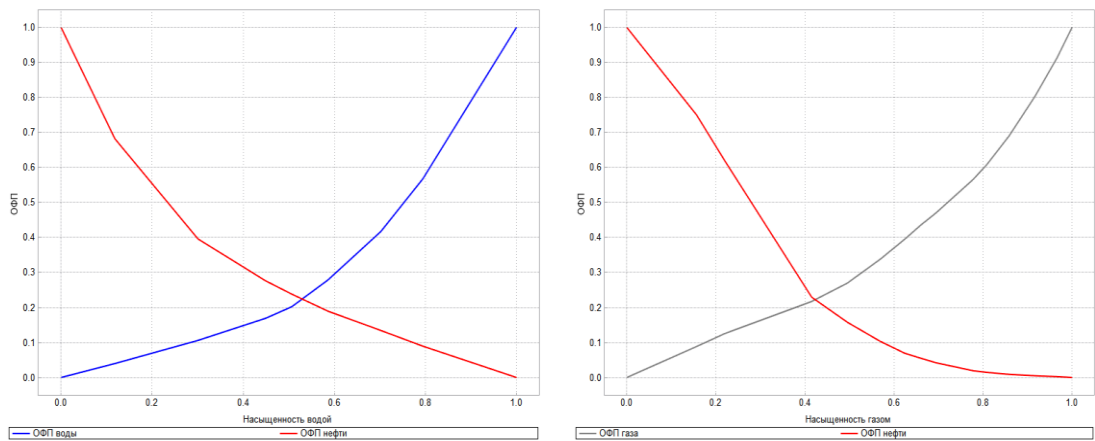


Рисунок 23 – Зависимости ОПФ используемые для гидродинамического моделирования

На рисунке ниже (Рисунок 24) представлены зависимости свойств нефти от давления. Также представлена зависимость сжимаемости породы от давления.

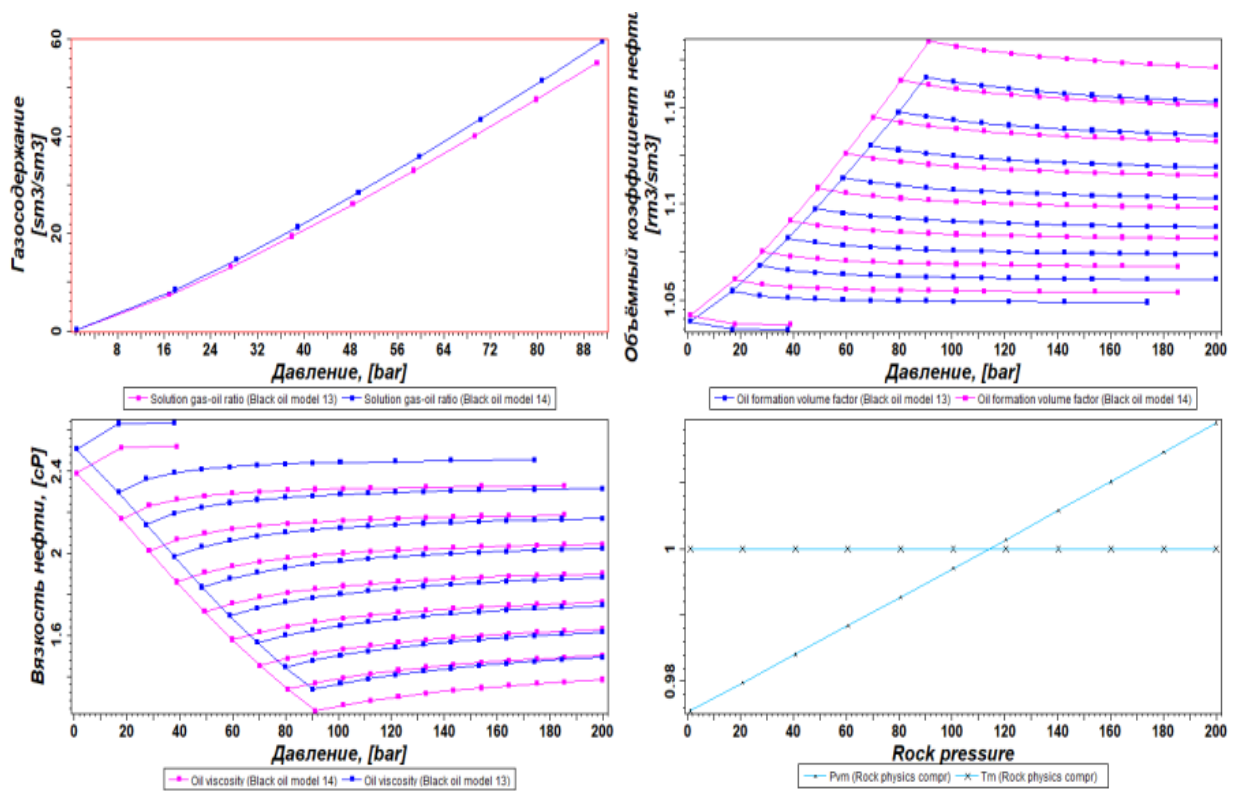


Рисунок 24 – Зависимости свойств нефти и сжимаемости породы от давления

В результате проведён расчет начальных геологических запасов углеводородов. Проведено сравнение значений геологических запасов, полученных в симуляционной модели с геологическими запасами, подсчитанными в геологической модели. Отклонение не более 5%.

После успешной инициализации модели было рассчитано два варианта разработки с расстоянием между добывающими скважинами 350 м и 150 м.

5.2.3 Анализ полученных результатов

Согласно второго этапа моделирования было выявлено, что в низкопроницаемом коллекторе уплотненная сетка скважин приводит к добычи большего объема нефти. По результатам расчетов варианта с межскважинным расстоянием в 150 м и 250 м разница в накопленной добычи нефти за расчетный период составляет 10% (Рисунок 25). Наибольший объем добычи приходится на вариант с МСР равным 150 м.

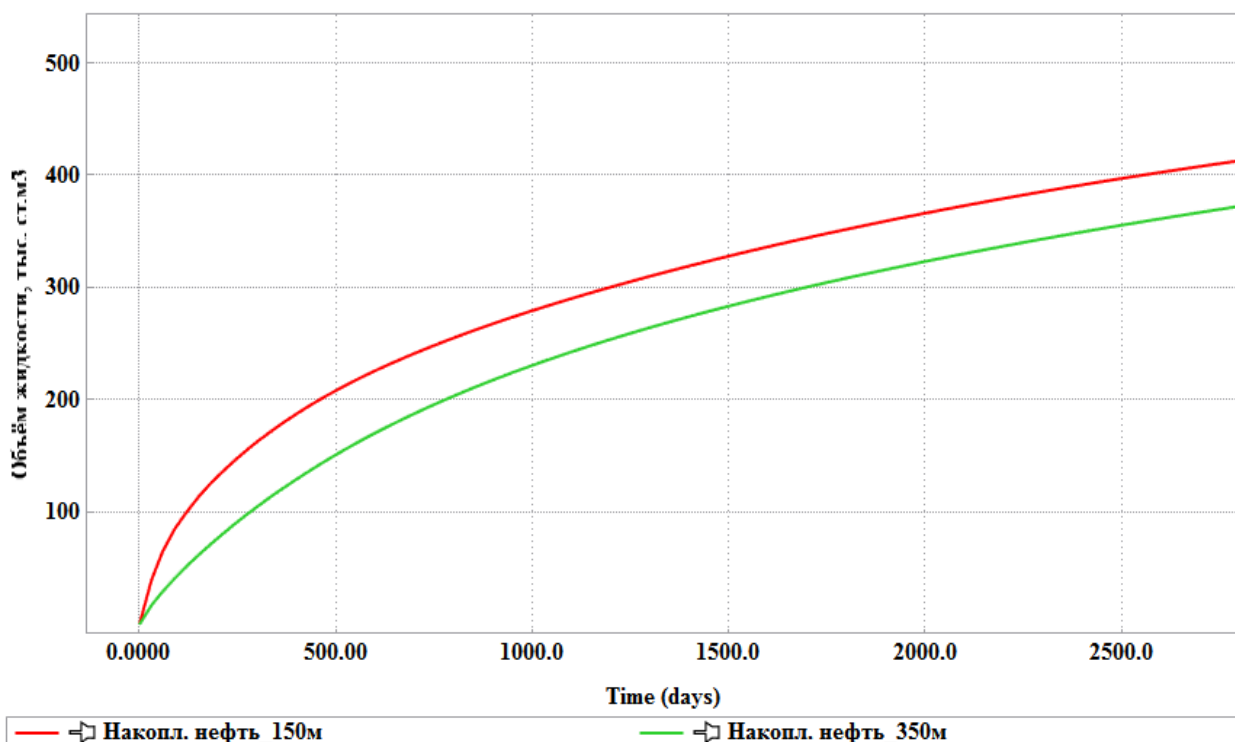


Рисунок 25 – Сравнение накопленной добычи по вариантам

По данным первого этапа размер линзовидных тел не превышает 400 м. Более 60% тел шириной 200м.

5.2.4 Выводы по моделированию пойменной зоны

По результатам моделирования выявлено, что разработка низкопроницаемого коллектора и подбор межскважинного расстояния зависят от геологического строения резервуара. Таким образом, при объектном моделировании пойменной зоны на месторождении «М» были определены размеры песчаных тел в среднем располагающихся на расстоянии не более 400 м. Данное выявление говорит о том, что при подборе ПСС в низкопроницаемом коллекторе необходимо учитывать размер линзовидных тел и, следовательно, рекомендуемое расстояние между скважинами должно соответствовать вероятностному анализу прослеживания линз. При наличии крупных тел уплотнение плотности сетки скважин приветствуется и влечет к большей добычи нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Каждое месторождение уникально и не всегда традиционные методы, и подходы к разработке того или иного месторождения будут применимы.

При выборе оптимальной плотности сетки скважин для достижения максимального КИН необходимо использовать интегрированный подход и всю возможную информацию о месторождении или его аналоге (Рисунок 26).

В данной работе приводится метод подбора оптимальной плотности сетки скважин на основе 3Д геолого-гидродинамического моделирования, что в свою очередь и является интегрированным методом. Была собрана вся информация по месторождению «М» и построены секторные 3Д ГДМ.

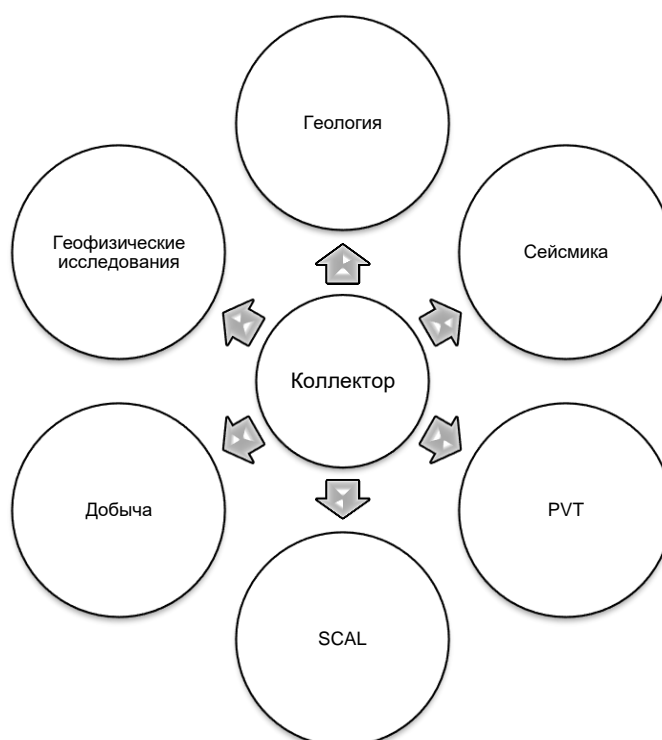


Рисунок 26. Диаграмма необходимой информации

На основе детального геолого-промыслового анализа динамики основных показателей эксплуатации, влияющих на объекты проведена кластеризация объектов разработки по геологическому строению на примере месторождения «М». Таким образом выделены две основные группы: высокопроницаемые коллектора с русловыми телами и низкопроницаемые пойменные зоны с линзовидными телами.

Данный метод может быть применим как для нового коллектора, так и для зрелого месторождения.

Важную роль в выборе оптимальной плотности сетки скважин играет геологическое строение месторождения.

В ходе моделирования мы наблюдаем, что не всегда уплотнённая сетка скважин положительно сказывается на конечном коэффициенте извлечения

нефти. При разработке месторождения недостаточно применение традиционных методов и аналитических способов прогнозирования плотности сетки скважин и ее влияния на КИН. Доказательство этому полученные результаты моделирования, которые отражаются в следующих пунктах:

- В высокопроницаемых коллекторах при уплотненной сетки скважин (менее 16 га/скв) наблюдается более ранний прорыв воды, что введет за собой более высокий дебит воды и более низкий коэффициент извлечения нефти;
- Оптимальная плотность сетки скважин в русловом песчанике рассмотренного месторождения 25 га/скв
- Важным параметром при обосновании плотности сетки скважин является анизотропия пласта;
- В низкопроницаемом коллекторе плотность сетки скважин зависит от имеющихся линзовидных тел. Таким образом при выборе межскважинного расстояния необходимо определить размер имеющихся линз и частоту их прослеживания;
- На моделируемом объекте высокая вероятность (>60%), что размер линз в пределах 200 м;
- Вероятность (>50%) обнаружения прослеживаемых песчаных тел – на расстоянии не более 400 м,
- Результаты моделирования показывают, что в низкопроницаемом коллекторе уплотнение плотности сетки скважин приводит к добычи большего объема добычи и оптимальная плотность сетки скважин в пойменной зоне рассмотренного месторождения является 4 га/скв.

Таким образом, важно отметить, что полученные результаты применимы для рассмотренного месторождения. При обосновании на подобные месторождения необходимо учитывать индивидуальные геологические особенности строения данного месторождения: длина и ширина русел, размера линзовидных тел и др.

Перечень принятых сокращений, терминов

г.	год
ед.	единица
га	гектар
СКВ	скважина
м	метр
д. ед.	доля единиц
сПз	сантипуаз
кг	килограм
атм	атмосфера
мД	миллидарси
тыс	тысяча
т	тонна
ПСС	плотность сетки скважин
МСР	межскважинное расстояние
ГДМ	гидродинамическая модель
КИН	коэффициент извлечения нефти
$K_{\text{охв выт}}$	коэффициент охвата вытеснением
$K_{\text{зав}}$	коэффициент заводнения
$K_{\text{выт}}$	коэффициент вытеснения
ПЗН	подвижные запасы нефти
ГСР	геолого-статистический разрез
ФЕС	фильтрационно-емкостные свойства
ПС	поляризация скважин
ГК	гамма каротаж
ГИС	геофизические исследования скважин
ОПЗ	очистка призабойной зоны
РИР	ремонтно-изоляционные работы
ГРП.	гидроразрыв пласта
ОФП	относительная фазовая проницаемость
S_{WL}	минимальная насыщенность водой
S_{WU}	максимальная насыщенность водой
S_{WCR}	критическая насыщенность водой
S_{OWCR}	остаточная насыщенность нефтью
Kriging	крикинг
SGS	моделирование по Гауссу (Sequential Gaussian Simulation)
PERM	проницаемость
PORO	пористость
PVT	давление, объем, температура

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Максимов Е.М. Нефтегазовая литология: монография / М. Е. М. Максимов. – Тюмень: ТИУ, 2016.
2. Белозёров В.Б., Кошовкин И.Н. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на процессы разработки залежей нефти и газа.
3. Ситников А.М. Выбор оптимального способа разработки низкопроницаемых коллекторов.
4. Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача», Москва 2002.
5. Соколов В.С. Моделирование разработки нефтяных и газовый месторождений, Тюмень 2014.
6. Гарифуллина Д.Н., Назарько М.Ю. Выбор и обоснование оптимальной плотности сетки скважин и системы разработки месторождения. – Тюмень: Тюменский ГНГУ.
7. Байков В.А, Жданов Р.М., Муллагалиев Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. ООО «РН-УфаНИПИнефть».
8. Сыртланов В.Р., Майсюк Д.М., Лебедева Е.В. Опыт применения гидродинамического моделирования при мониторинге разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. 2008 г.
9. Борисов Ю.П., Воинов В.В., Рябинина З.К. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородностей. – М.: Недра, 1976.
10. Шафигуллин, Р.И. Изучение зависимости коэффициента вытеснения от фильтрационно-емкостных и петрофизических параметров пластов. Нефтяное хозяйство, 2011 г.
11. Юшков, И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений – Пермь: Издательство Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2013.
12. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений, 1996.
13. Кашик А.С., Костюченко С.В. Расчет текущего коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании. Нефтяное хозяйство, 2006.
14. RFD. Техническое руководство. 03.2019г.
15. RFD. Руководство пользователя. 03.2018г.