



МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Ухтинский государственный технический университет»  
(ФГБОУ ВО «УГТУ»)  
филиал Ухтинского государственного технического университета в г. Усинске  
(УФ УГТУ)

Комплексная выпускная квалификационная работа  
по теме:

Прогнозирование показателей разработки Хасырейского месторождения

Выполнили студенты группы НГД(б) - 14о

Бывшев Сергей Николаевич  
Ледовской Илья Алексеевич

Руководитель, доцент кафедры РЭНГМ и ПГ,  
кандидат технических наук

Дуркин Сергей Михайлович

Усинск  
2018



## Проблемы, цель и задачи.

Проблема:

Подбор режима работы скважин, наиболее эффективного для выделенных участков в данном исследовании.

Цель:

Построение действующих моделей верхнего и нижнего участков Хасырейского месторождения, для определения показателей разработки.

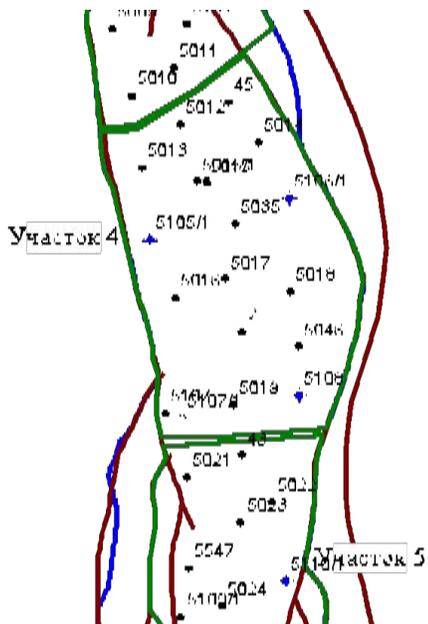
Задачи:

1. изучение программ для построения моделей участков месторождения;
2. Проектирование по пять режимов разработки верхнего и нижнего участка Хасырейского месторождения;
3. Сравнение полученных в результате работы данных с данными, предоставленными с предприятия;
4. Предложение наиболее эффективного режима для каждого из выбранных участков месторождения.

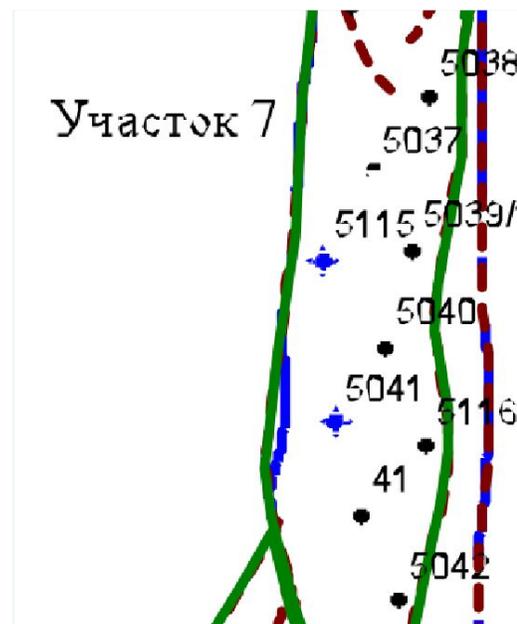


## Объект исследования

Участки Хасырейского месторождения:



Верхний



Нижний



## Общие сведения о месторождении

Параметры	Объекты разработки		Наименование	Значение
	D <sub>1</sub>	S <sub>2gr</sub>		
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	-2404	-2591	Пластовое давление, МПа	24,9
Тип залежи	Нефтяная массивная тектонически экранированная		Пластовая температура, °С	42
Тип коллектора	Карбонатный, трещиновато-кавернозно-поровый		Давление насыщения газом, МПа	20,1
Площадь нефтегазоносности, тыс.м <sup>2</sup>	55731	25389	Коэффициент сжимаемости, 10 <sup>-4</sup> ·1/МПа	12,7
Средняя общая толщина, м	392,8	95,6	Газосодержание при однократном разгазировании, м <sup>3</sup> / т	130
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	37,9	11,9	Объемный коэффициент при однократном разгазировании, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,284
Коэффициент пористости, доли ед.	0,07	0,08	Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м <sup>3</sup> / т	117
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,79	0,84	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,243
Проницаемость по керну, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	8,9	18,6	Плотность разгазированной нефти (ОР), кг/м <sup>3</sup>	878
Проницаемость по ГДИС, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	819		Плотность разгазированной нефти (ДР), кг/м <sup>3</sup>	869
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,12	0,11	Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup>	775
Расчлененность	40,7	5,5	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	2,34
Начальная пластовая температура, °С	42			
Начальное пластовое давление, МПа	25			
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,34			
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,775			
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,869			
Абсолютная отметка ВНК, м	-2433			
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,243			
Содержание серы в нефти, %	0,8			
Содержание парафина в нефти, %	8,8			
Давление насыщения нефти газом, МПа	20,1			
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	117			
Содержание сероводорода, %	Отсутствует			
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,97			
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1,121			
нефти	12,7	12,7		
воды	2,9	2,9		
породы	3,0	3,0		

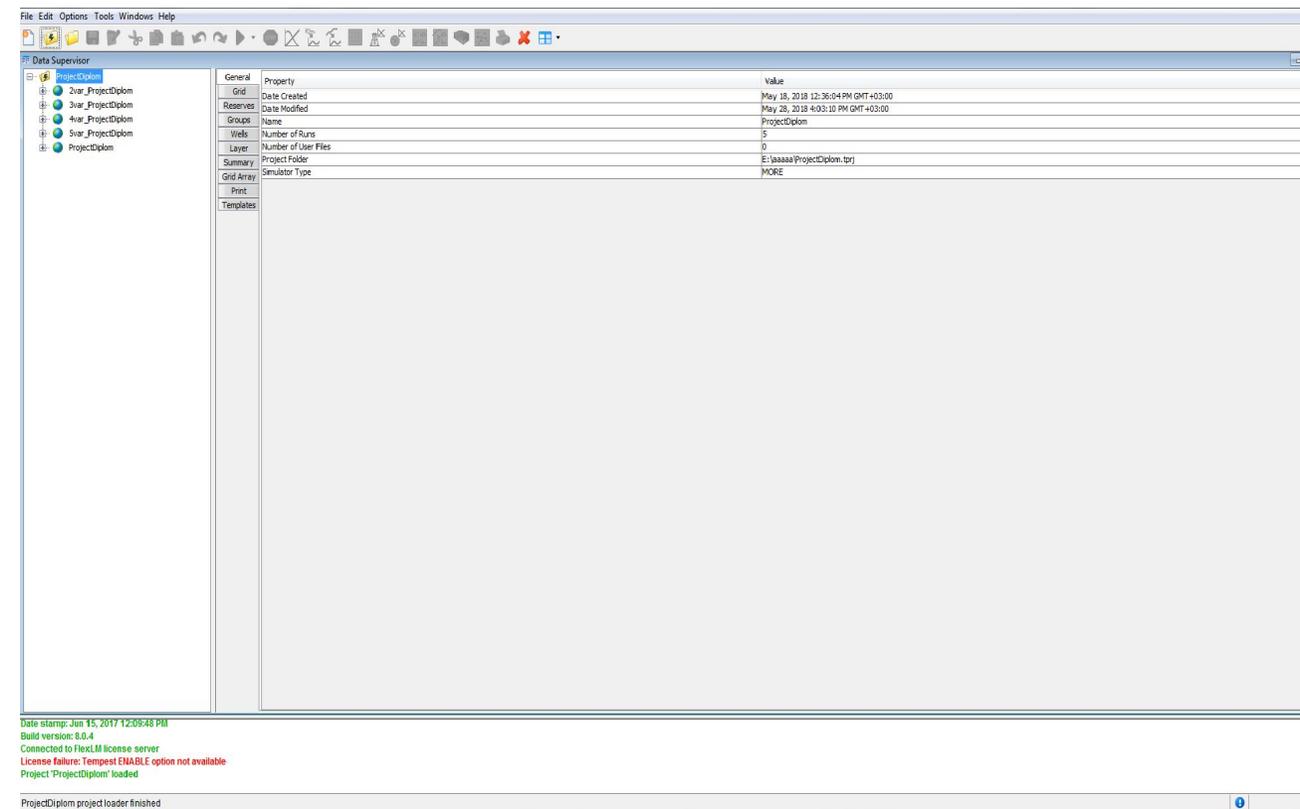
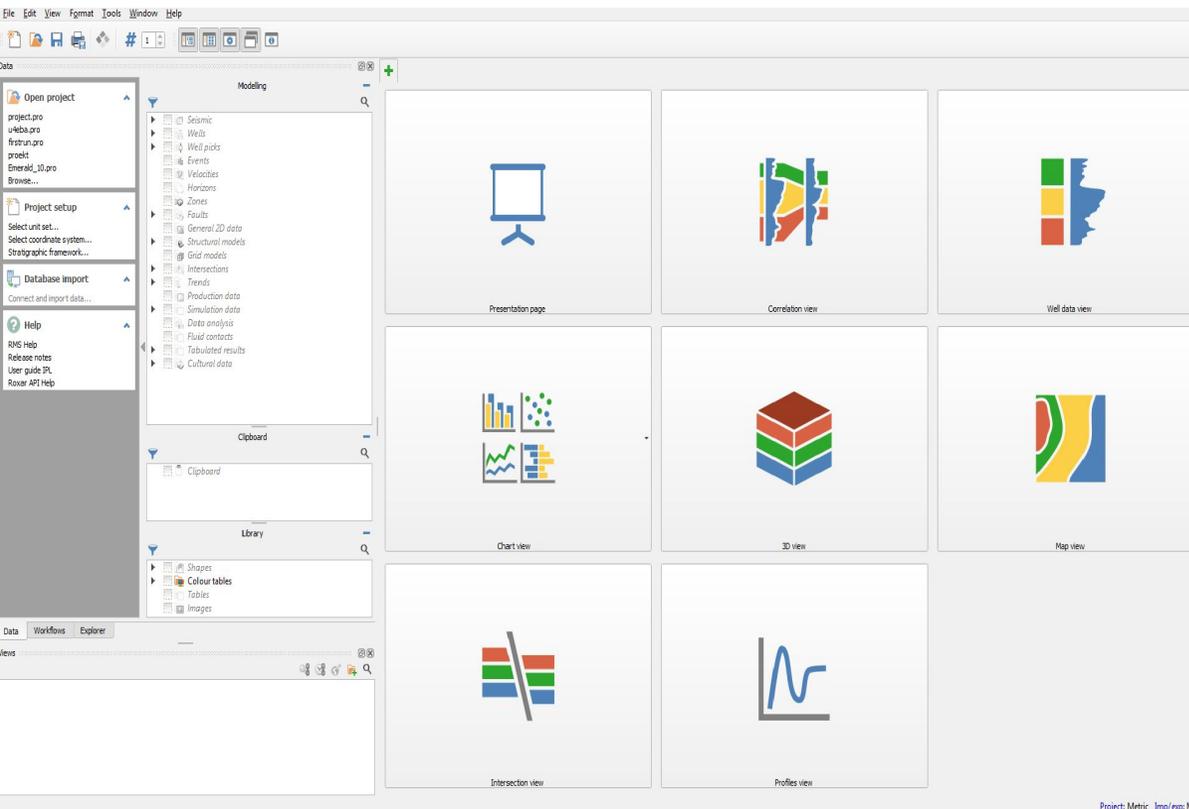


# Построение модели

Выбор программного комплекса

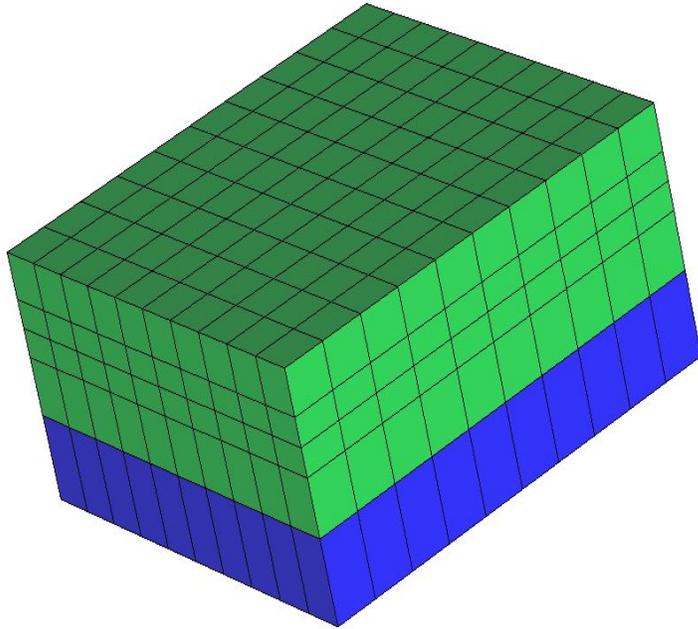
RMS 10.1.1

Tempest 8.0





# Модель пласта Хасырейского месторождения

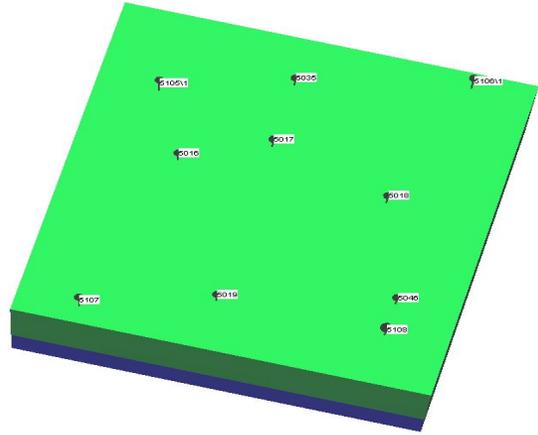


Параметры	Объект разработки
	D <sub>1</sub>
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	- 2404
Коэффициент пористости, доли ед.	0,07
Начальная пластовая температура, °С	42
Начальное пластовое давление, МПа	25
Абсолютная отметка ВНК, м	- 2433
Давление насыщения нефти газом, МПа	20,1
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1,121
Количество ячеек:	
По X:	10
По Y:	10
По Z:	5
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	775
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	900
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	1000

ProjectDiplom : Ternary Oil-Water-Gas  
 January 01, 2000 : Step 1 (0.0 days)  
 Global Range : Min = 0.000, Max = 0.800

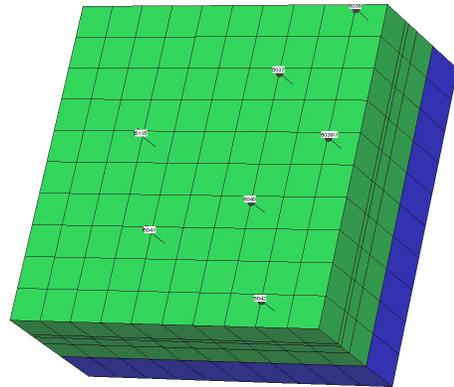


# Описание участков



ProjectDiplom - Ternary Oil-Water-Gas  
January 01, 2008 - Step 105 (2922.0 days)  
Global Range - Min = 0.000, Max = 0.900

Верхний  
участок



ProjectDiplom - Ternary Oil-Water-Gas  
August 12, 2009 - Step 931 (4612 days)  
Global Range - Min = 0.000, Max = 0.900

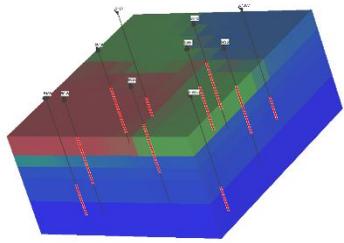
Нижний  
участок

Скважина	Категория скважин	Дата окончания бурения	Глубина забоя, м	Состояние
5016	Эксплуатационная	15.01.2003	2742	раб.
5017	Эксплуатационная	05.09.2002	2422	раб.
5018	Эксплуатационная	27.05.2003	3074	раб.
5019	Эксплуатационная	14.05.2004	2600	раб.
5038	Эксплуатационная	21.10.2006	2520	раб.
5040	Эксплуатационная	12.08.2005	2570	раб.
5041	Эксплуатационная	03.09.2006	2720	раб.
5042	Эксплуатационная	24.06.2006	2905	раб.
5105/1	Эксплуатационная	09.10.2003	2802	раб.
5106/1	Эксплуатационная	28.04.2004	2808	раб.
5107	Эксплуатационная	07.12.2003	2746	раб.
5108	Эксплуатационная	31.08.2004	3040	раб.
5115	Эксплуатационная	12.02.2006	2947	раб.
5116	Эксплуатационная	23.04.2006	2568	раб.
5035	Эксплуатационная	01.10.2007	2629	раб.
5037	Эксплуатационная	01.02.2007	2820	раб.
5046	Эксплуатационная	01.12.2007	2865	раб.
5039/1	Эксплуатационная	01.12.2005	2169	раб.

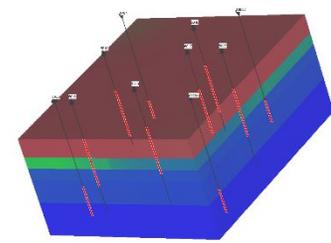


## Верхний участок

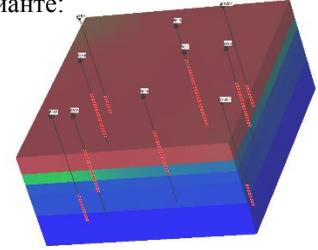
Первая модель построена на основе данных, взятых из таблицы 3.3. Получился данный результат:



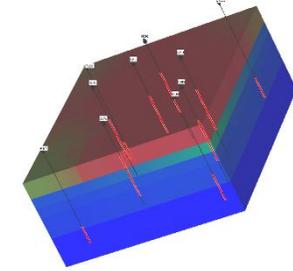
Далее рассмотрена вторая модель месторождения, где уменьшен дебит скважин:



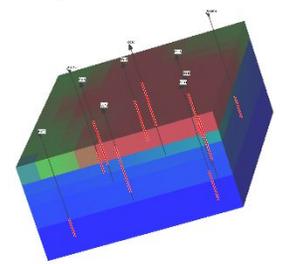
В третьей модели повышен дебит скважин по сравнению со вторым вариантом, но он ниже, чем в первом варианте:



В четвертой модели по сравнению с третьей незначительно увеличен дебит всех скважин.

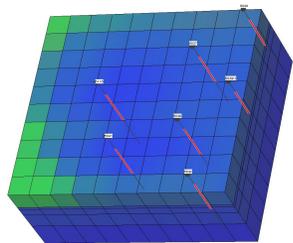


В пятой модели незначительно понижен дебит добывающих скважин и увеличена закачка воды.

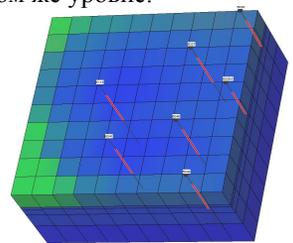


## Нижний участок

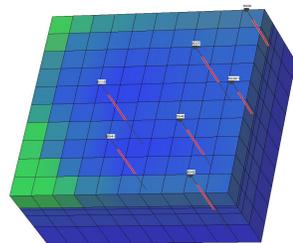
На первой модели взяты показатели из таблицы 3.3



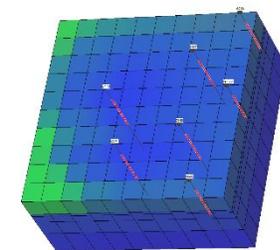
На второй модели увеличен дебит скважин в два раза по сравнению с первой моделью. Закачка воды оставлена на том же уровне.



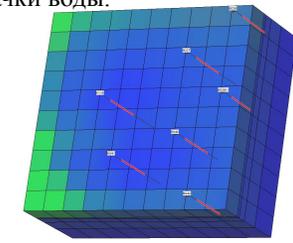
На третьей модели незначительно повышен дебит по сравнению со вторым вариантом. Закачка воды оставлена на том же уровне.



На четвертой модели незначительно увеличен дебит скважин и увеличена закачка воды по сравнению с третьей моделью.



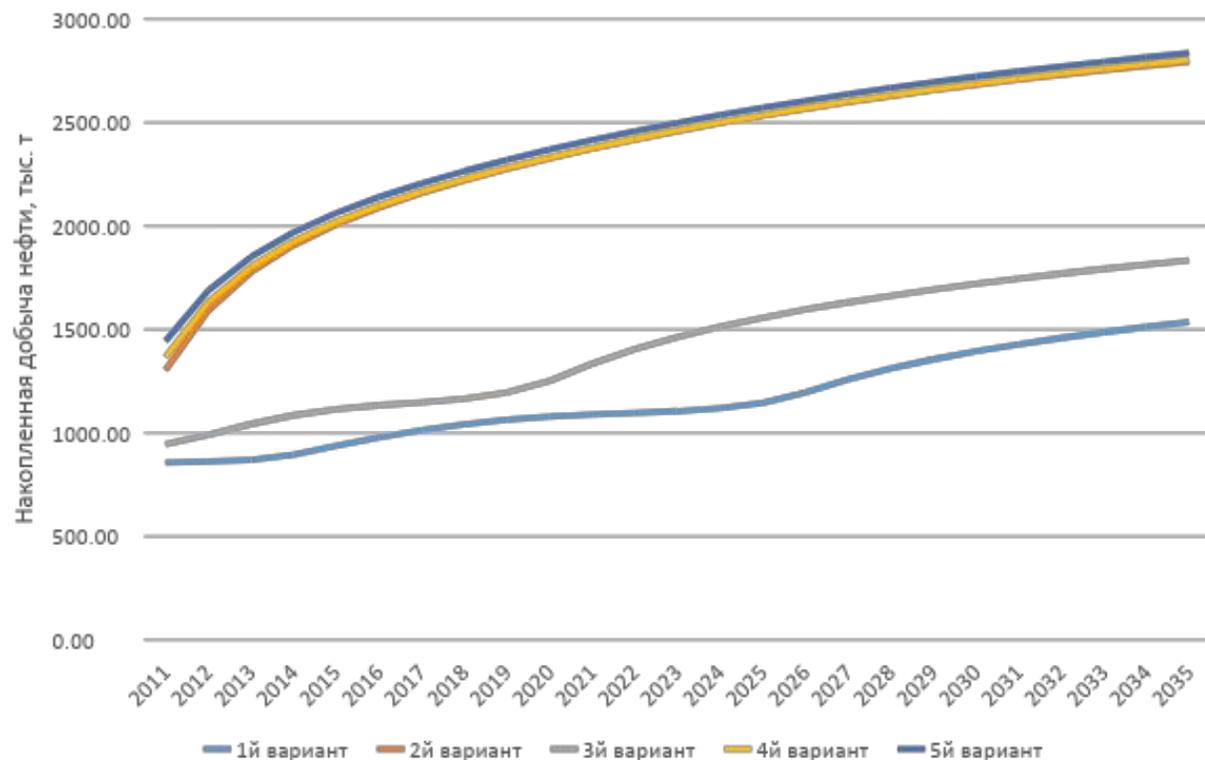
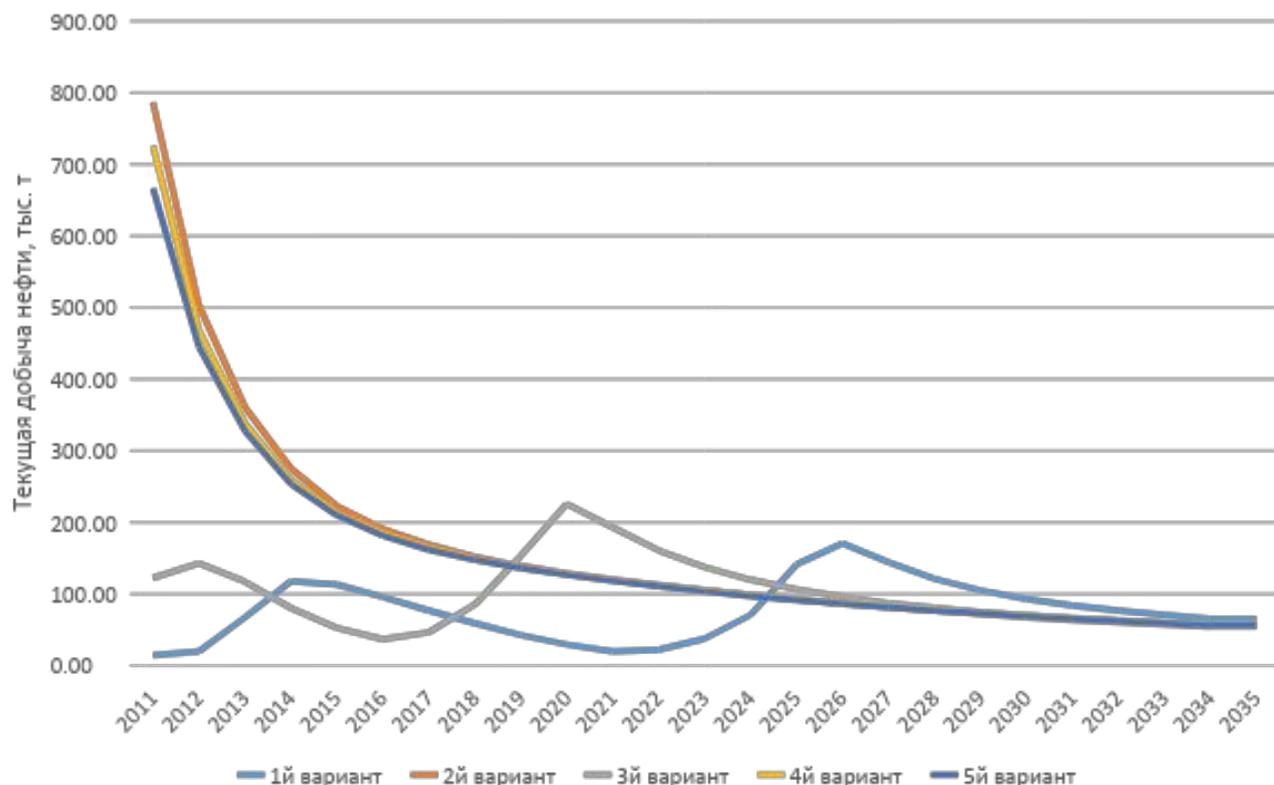
Пятая модель по сравнению с четвертой обладает незначительным понижением дебита и повышением уровня закачки воды.





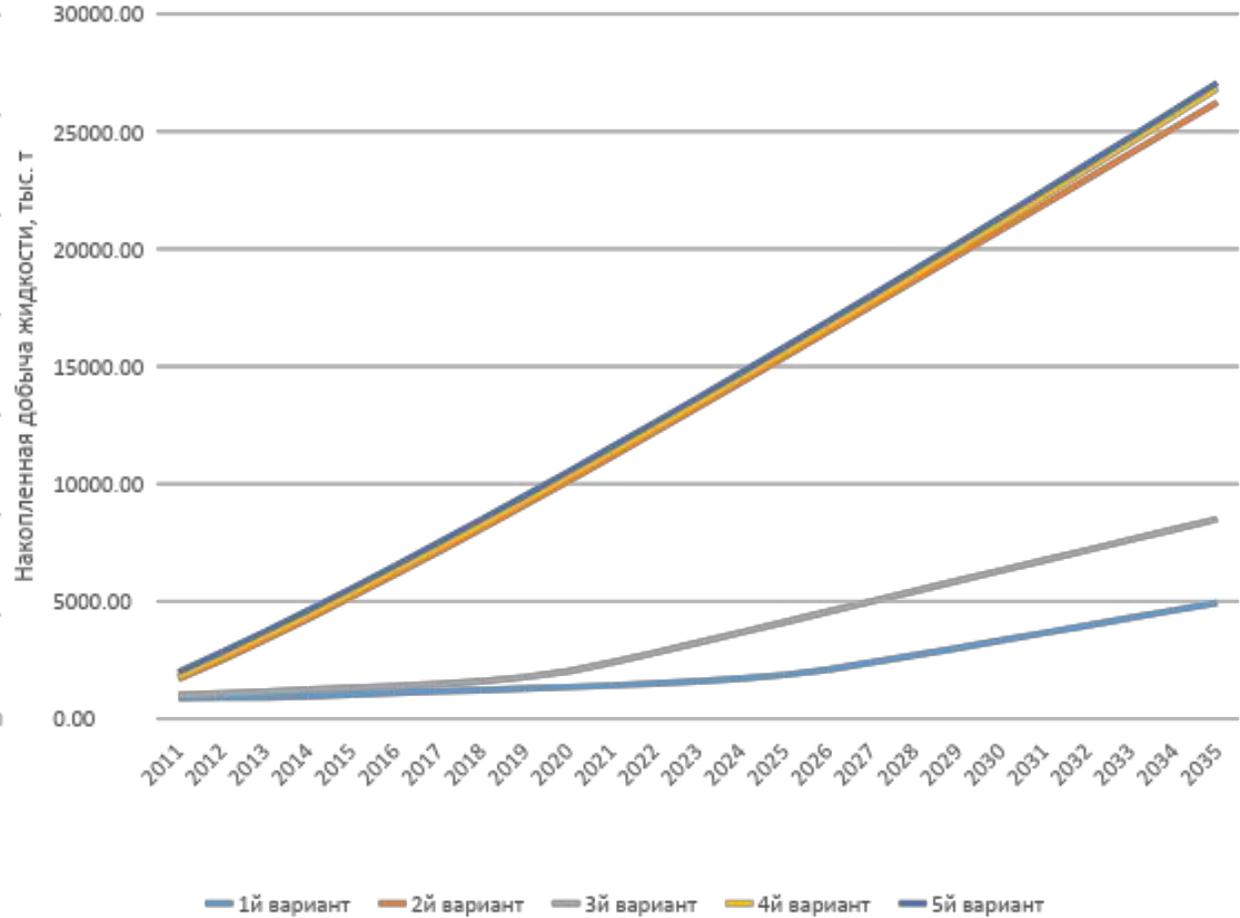
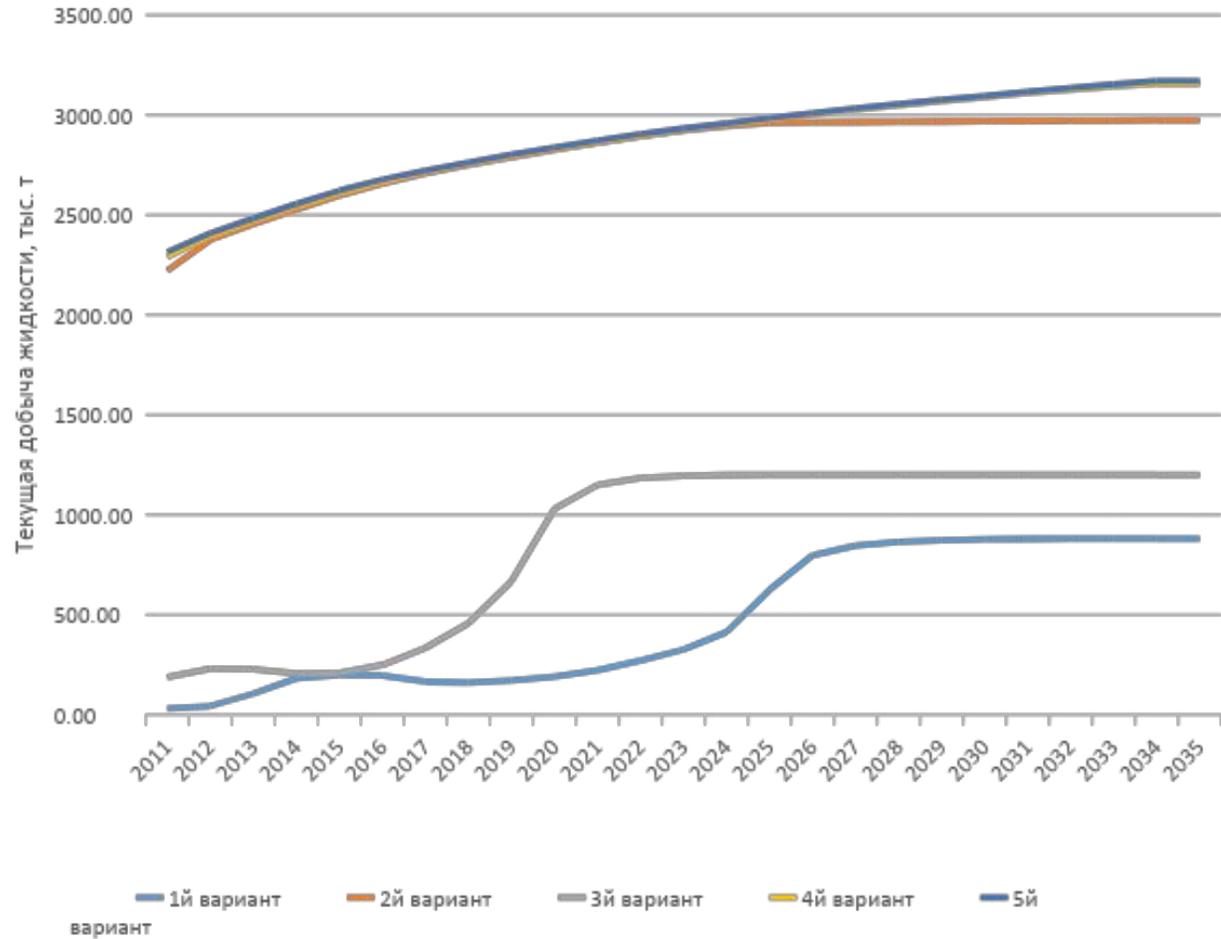
# Результаты исследования и анализа нижнего участка

## Текущая и накопленная добычи нефти



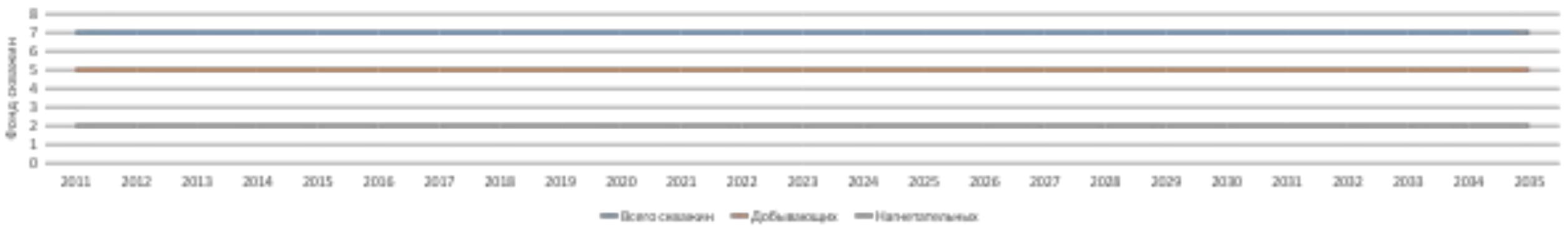
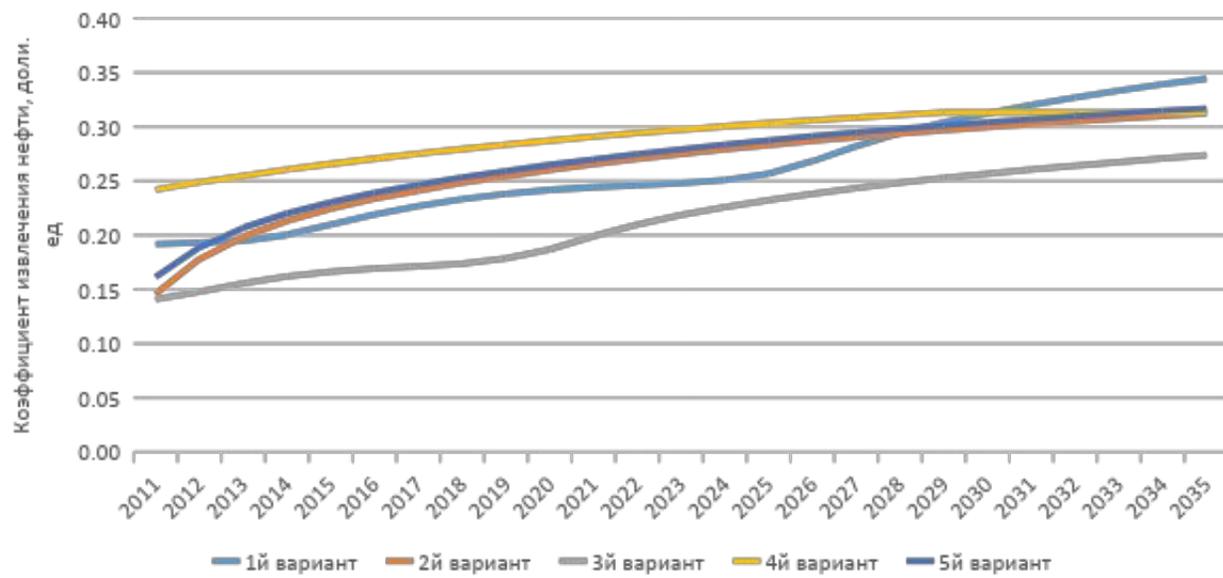
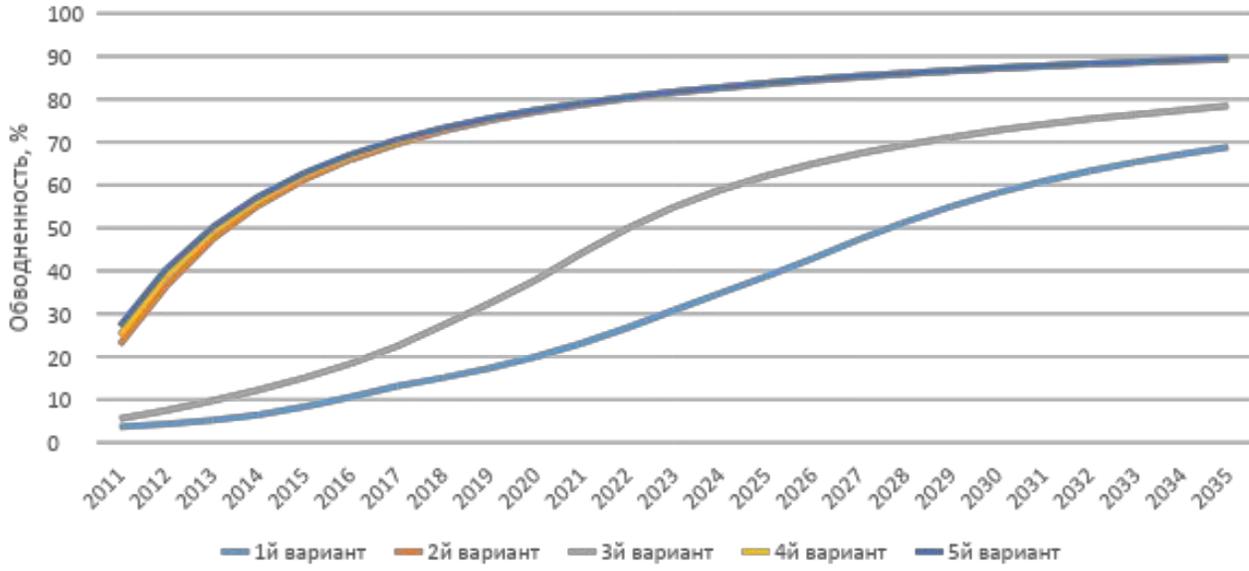


## Текущая и накопленная добычи жидкости





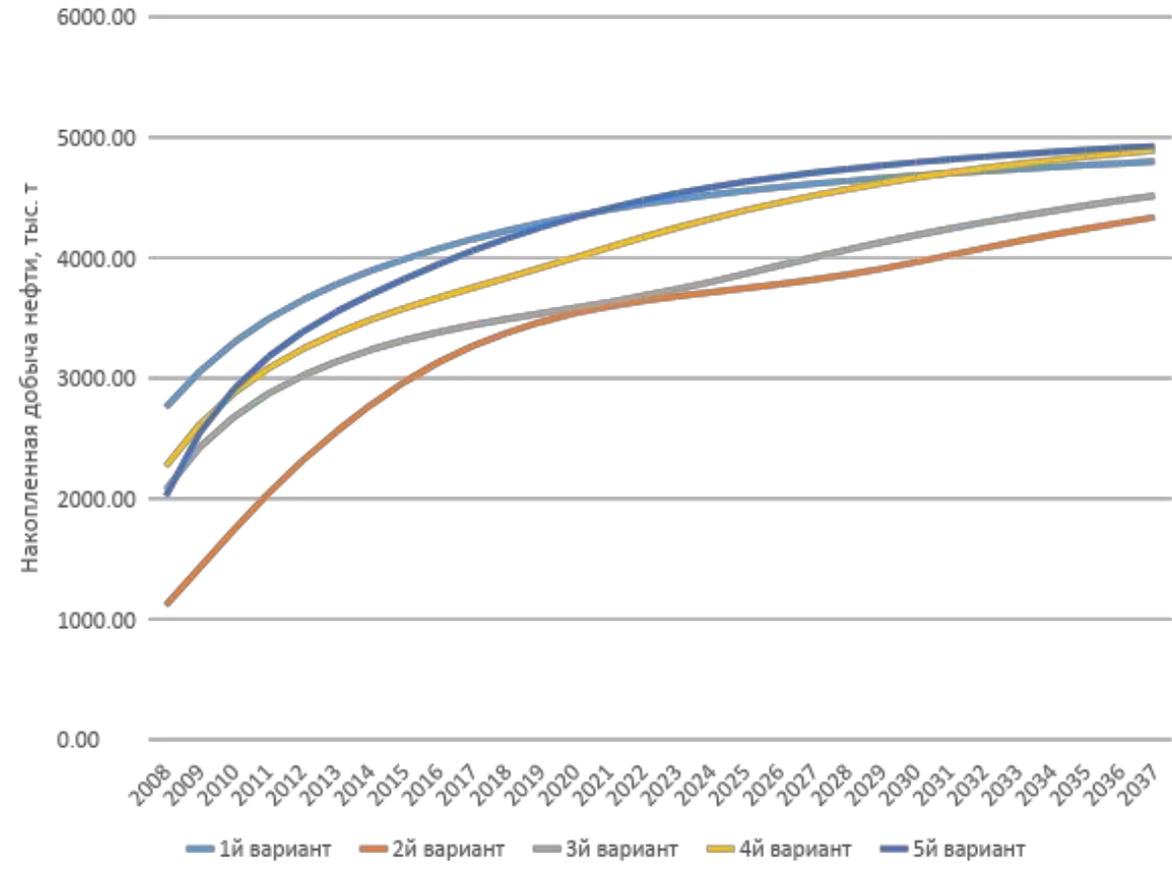
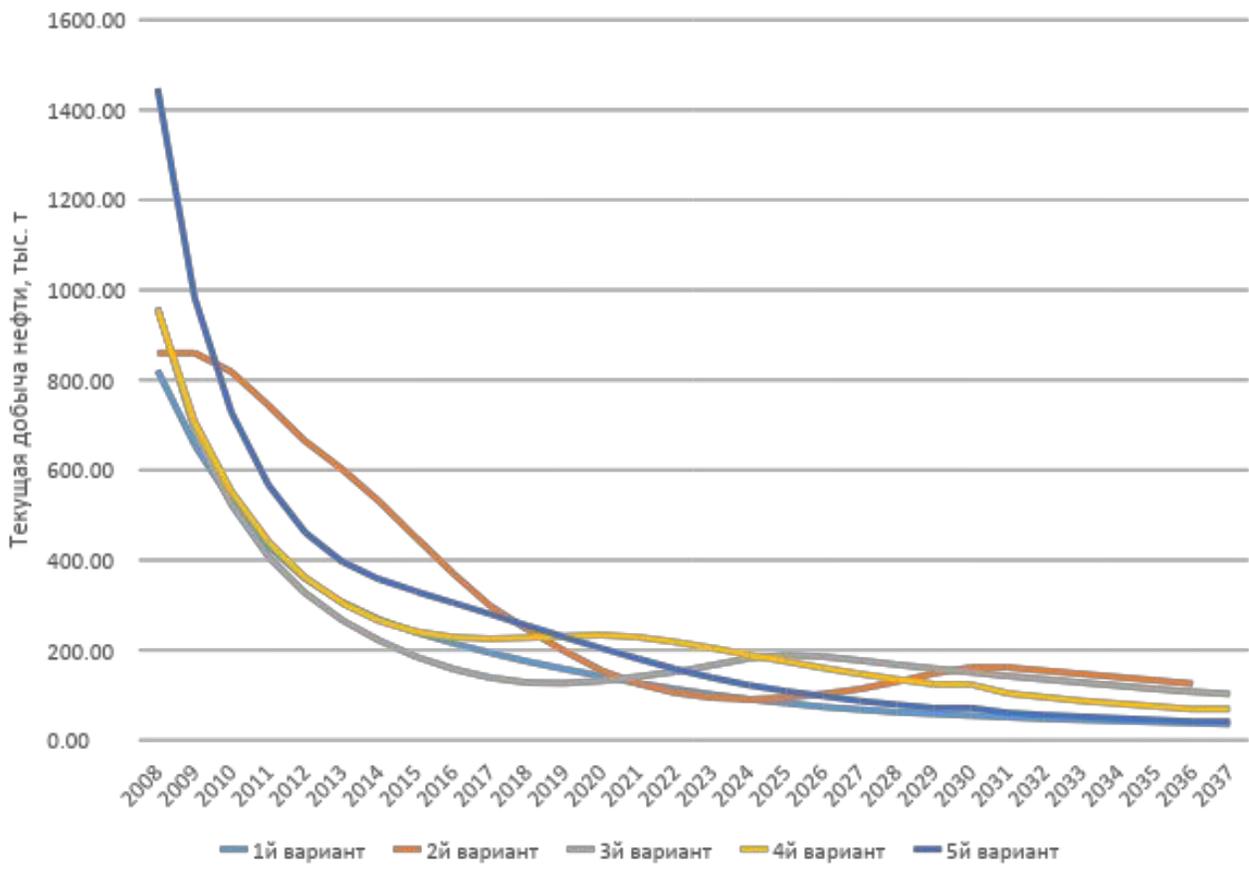
# Обводненность, КИН и фонд скважин





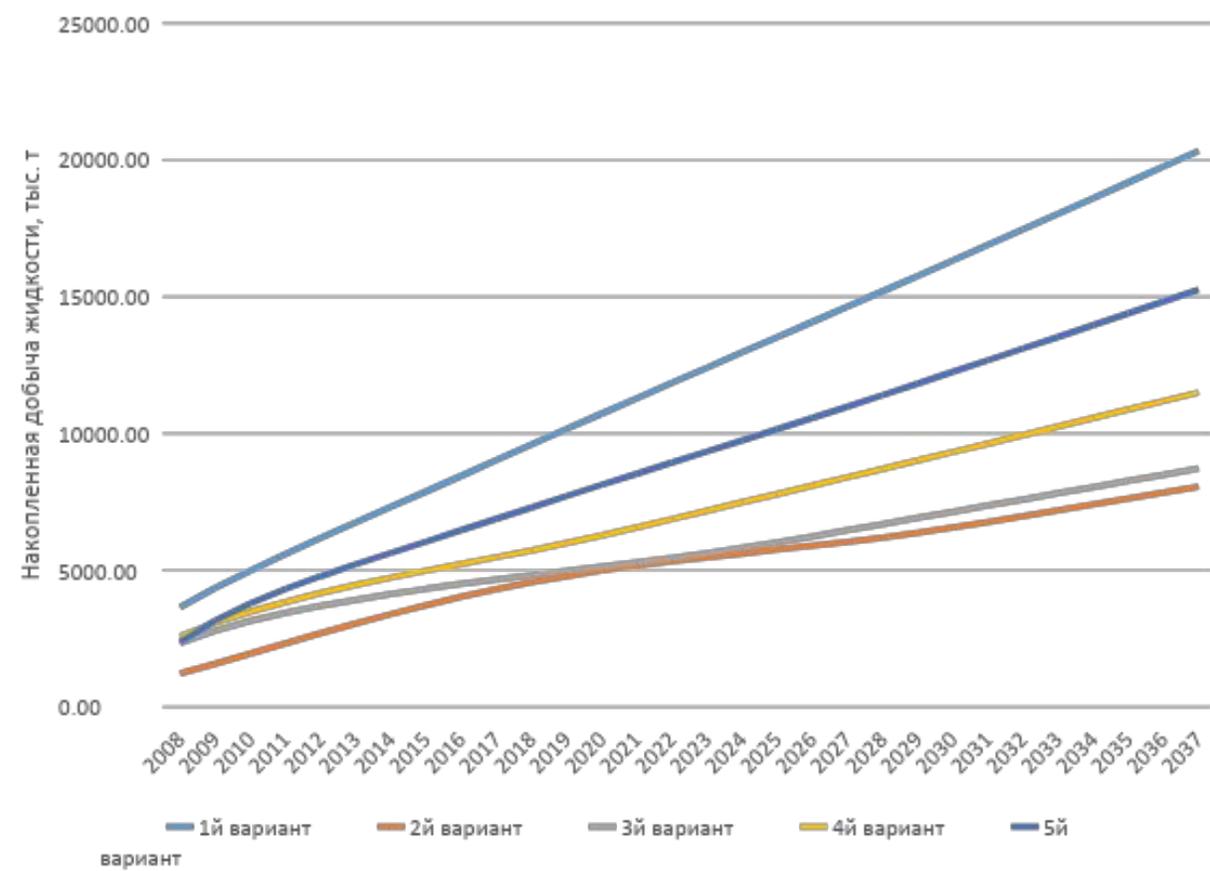
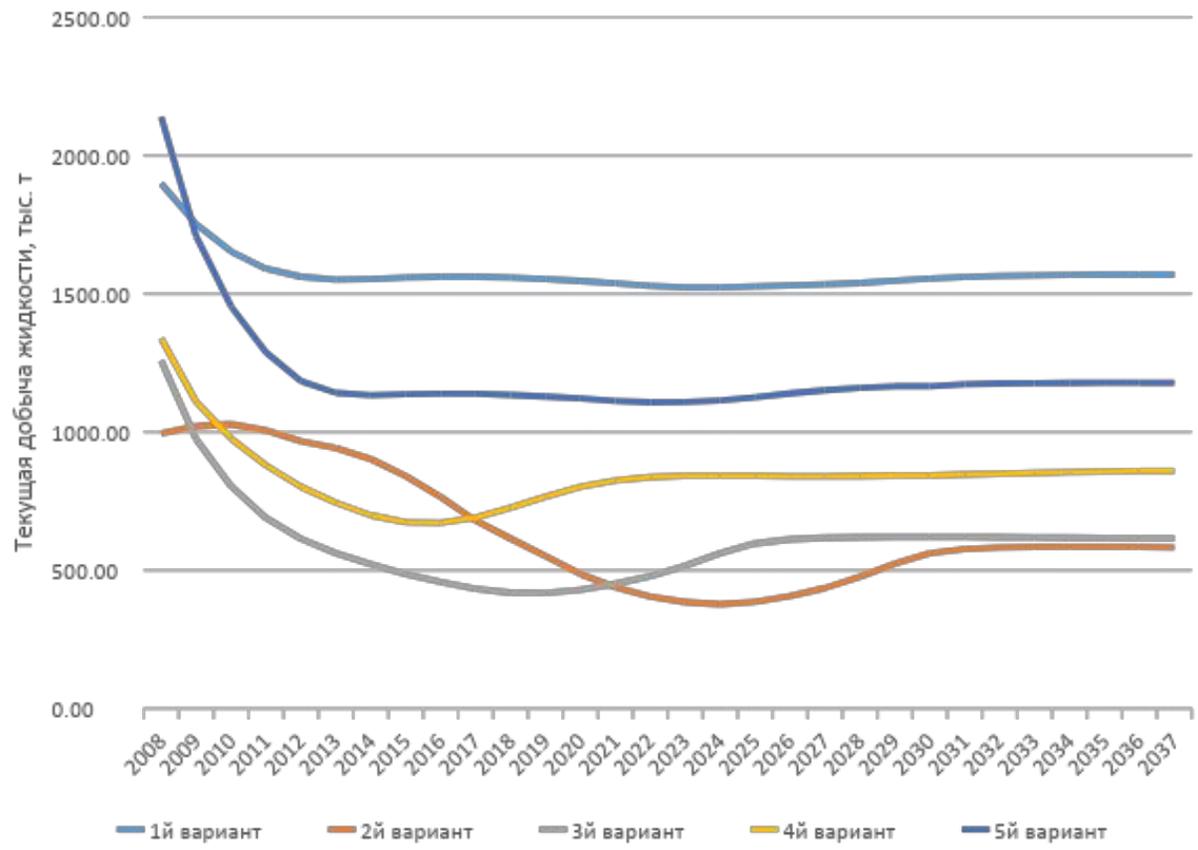
# Результаты исследования и анализа верхнего участка

## Текущая и накопленная добычи нефти



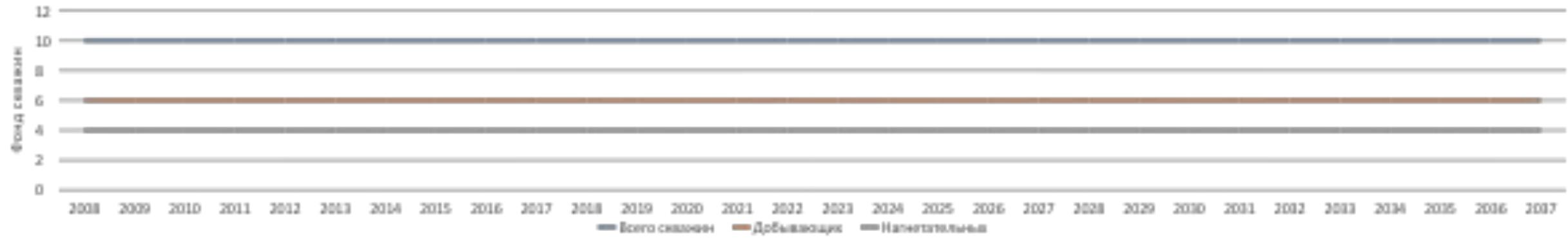
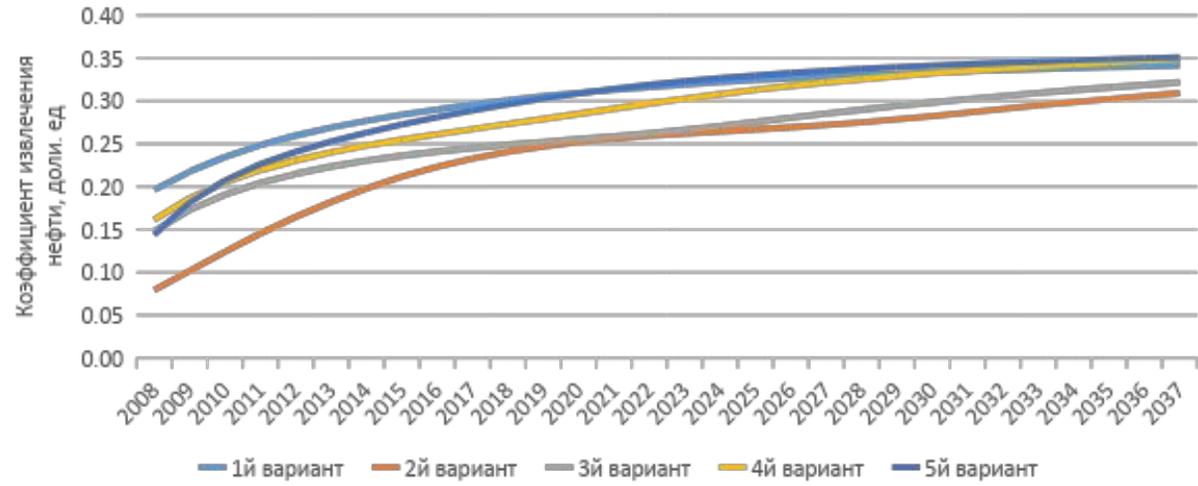
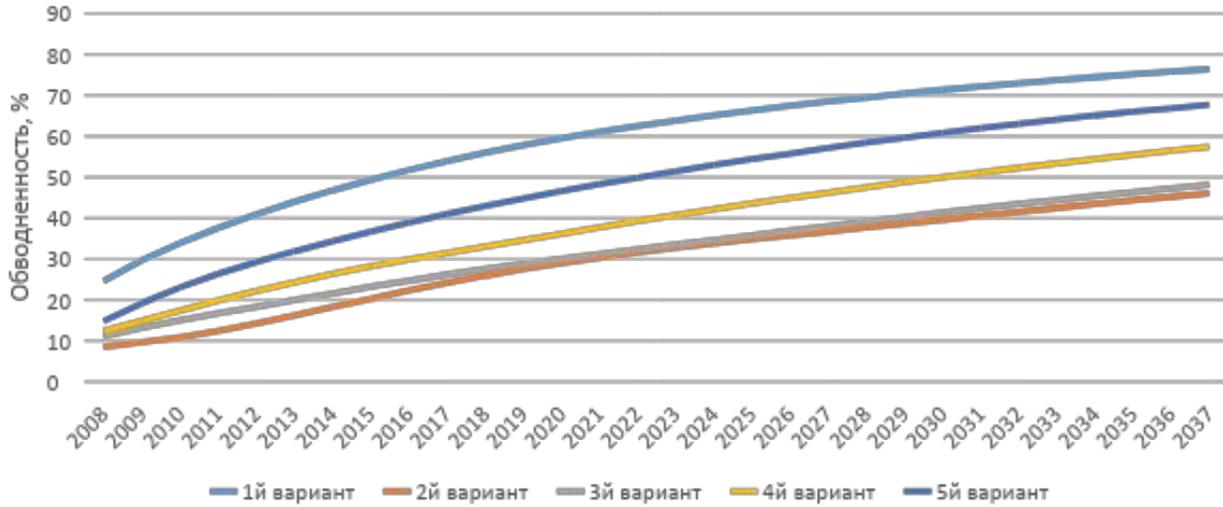


# Текущая и накопленная добычи жидкости





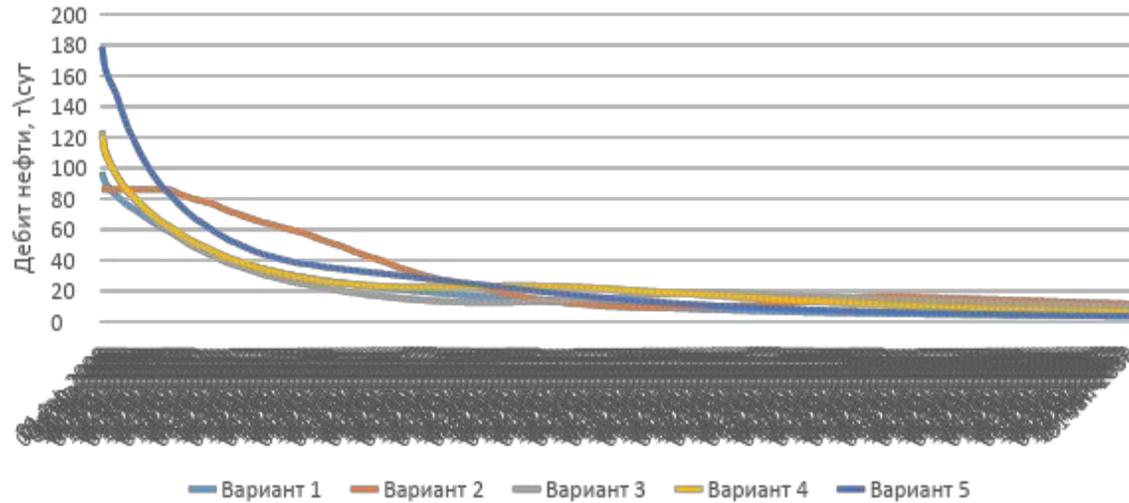
# Обводненность, КИН и фонд скважин



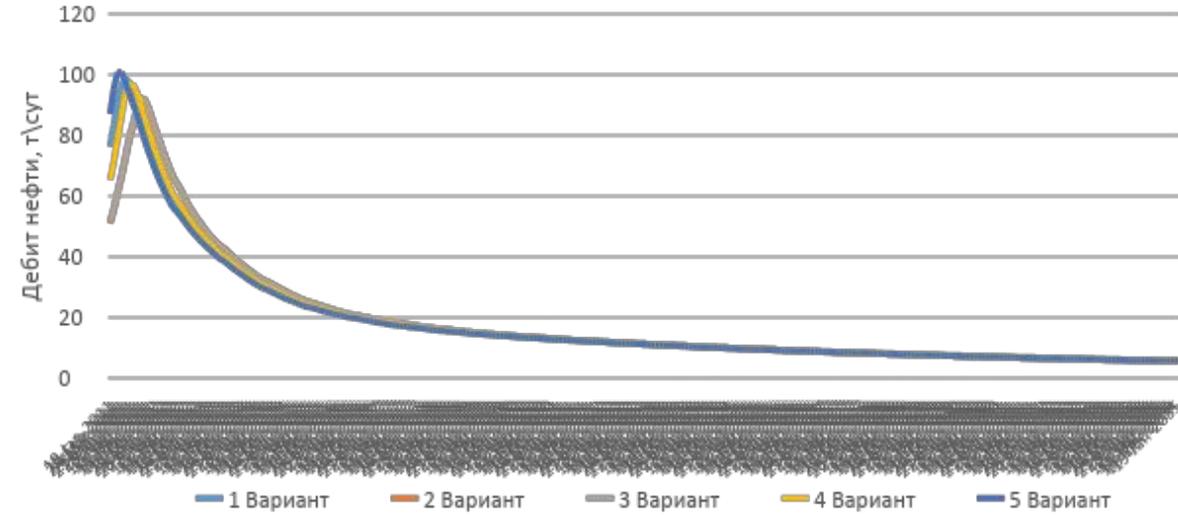


# Сравнение данных, взятых с технологической схемы с данными, полученными в ходе прогнозирования показателей Хасырейского месторождения

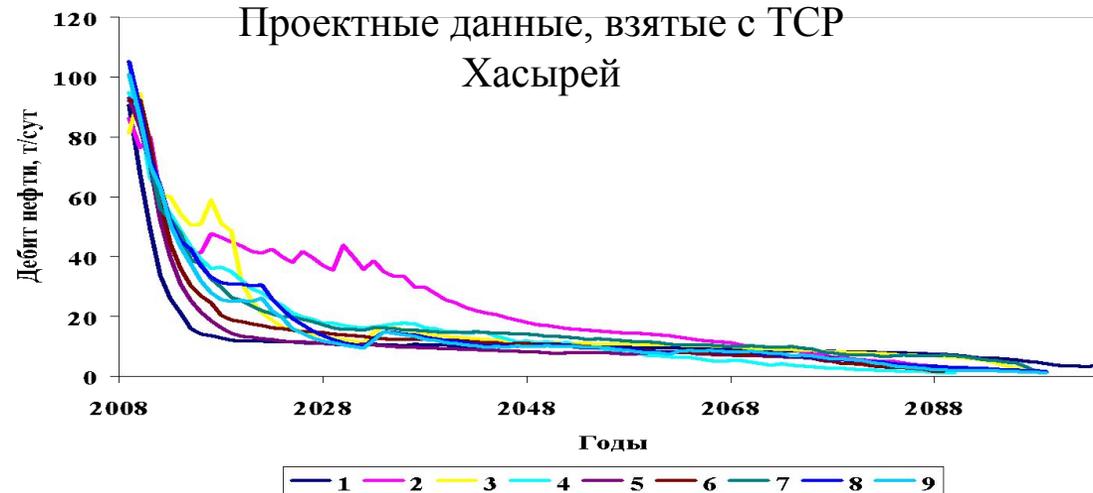
## Верхний участок



## Нижний участок



## Проектные данные, взятые с ТСП Хасырей





## Выводы и рекомендации

Как результат работы получены действующие модели северного и южного участка Хасырейского месторождения, которые наглядно демонстрирует режимы работы скважин. Минусы есть, так как модель схематичная и имеет свои недостатки из-за нехватки или неточности данных. Имея более точные и современные данные можно с гораздо большей надежностью построить данную модель и спрогнозировать поведение жидкости за период необходимого нам времени.

На данном этапе для верхнего участка наиболее предпочтительным является четвертый вариант, а для нижнего участка первый вариант. По ним скважины будут давать более стабильный дебит.

Коэффициент извлечения нефти четвертого режима верхнего участка выше остальных, а у нижнего участка первый режим соответственно – это подтверждает то, что четвертый вариант наиболее оптимальный для верхнего участка, а первый вариант для нижнего участка соответственно.



Спасибо за внимание!