

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

**Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И. Сатпаева**

**Институт геологии и нефтегазового дела  
имени К.Турысова  
Кафедра нефтяной инженерии**

**Хусаинова Альфия Рашидовна  
Токсанбаев Дәулет Мендікұлұлы  
Дүйсенгазыев Диас Қайратұлы  
Шиктыбаева Мадина Бекмагамбетовна**

**Анализ эффективности методов увеличения нефтеотдачи при воздействии на трещиноватый  
коллектор**

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

**Специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело**

**Алматы 2019**

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

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой  
Нефтяной инженерии  
*Сыздыков М.К.*  
Сыздыков М.К.  
"10" "05" 2019 г.

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

На тему: "Анализ эффективности методов увеличения нефтеотдачи при воздействии на трещиноватый коллектор "

по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Выполнили:

*Хусаинова Альфия Рашидовна*  
Хусаинова Альфия Рашидовна  
*Токсанбаев Дәулет Мендікүлұлы*  
Токсанбаев Дәулет Мендікүлұлы  
*Дүйсенгазыев Диас Қайратұлы*  
Дүйсенгазыев Диас Қайратұлы  
*Шиктыбаева Мадина Бекмағамбетовна*  
Шиктыбаева Мадина Бекмағамбетовна

Научный руководитель  
PhD, сениор-лектор

*Исмаилова Д.А.*  
Исмаилова Д.А.  
"4" "мае" 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический  
университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра нефтяной инженерии

5B070800– Нефтегазовое дело

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой

Нефтяной инженерии

Сыздыков М. К.

*Сыздыков*  
"15 07 21" 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломной работы**

Обучающимся Хусаиновой А., Токсанбаеву Д., Дүйсенгазыеву Д., Шиктыбаевой М.  
Тема: Анализ эффективности методов увеличения нефтеотдачи при воздействии на трещиноватый коллектор

Утверждена приказом Ректора Университета №1167 –д от "17" окт 2018 г.

Срок сдачи законченной работы "10" мая 2018 г.

Исходные данные к дипломной работе: *Петрофизические данные по месторождению*

Краткое содержание дипломной работы:

а) моделирование пласта в Eclipse100;

б) математический расчет течения флюидов в модели двойной пористости;

в) вопросы безопасности жизнедеятельности и охраны труда;

г) расчет экономической эффективности разработки.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):  
*представлены 16 слайдов презентации работы*

Рекомендуемая основная литература:

1 Warren, J.E. and Root, P.J. The behavior of naturally Fractured Reservoirs, SPEJ. 3,245-255,( Sept.1963).

2 Eclipse 100, Technical Description, Schlumberger, 2014.

3 Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Перевод с английского. – М.: ООО «Премимум Инжиниринг», 2009. – 868 с.

4 Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: Пер. с англ. Н.А. Бардиной, П. К. Голованова, В. В. Власенко, В. В. Покровского/ Под ред. А. Г. Ковалева. – М.: Недра, 1986.-608с.

5 Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П., Кочин И.Н. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. ПММ, 1960, т. 24, вып. 5, стр. 852-864.

6 Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs. H. Kazemi - MEMBER SPE-AIME, L. S. Merrill, JR. K. L. Porterfield, P. R. Zeman – MEMBER SPE AIME. SPE 5719

7 К моделированию коллекторов с двойной пористостью. Тимур Лузуманов, ООО «РН-УфаНИПИнефть». 2018 г. SPE-191740-18RPTC-RU.

**ГРАФИК**  
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Геологическая часть	15.02.2019	Нет
Технологическая часть	16.03.2019	Нет
Специальная часть	18.04.2019	Нет
Экономическая часть	28.04.2019	Нет

**Подписи**

Консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Научный руководитель, консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	PhD, Исмаилова Д.А	6.05.2019	
Специальная часть	PhD, Исмаилова Д.А	6.05.2019	
Экономическая часть	PhD, Исмаилова Д.А	6.05.2019	
Технологическая часть	PhD, Исмаилова Д.А	6.05.2019	
Нормоконтролер	PhD, Исмаилова Д.А	6.05.2019	

Научный руководитель

PhD, Исмаилова Д.А

Задание приняли к исполнению обучающийся

Хусаинова А.Р.  
 Токсанбаев Д.М.  
 Дүйсенгазыев Д.К.  
 Шиктыбаева М.Б.

Дата

« 4 » мая 2019 г

## Аннотация

Большая часть запасов углеводородов в мире находится в карбонатных породах. Карбонатные трещиноватые коллектора крайне неоднородны и являются сложной постройкой, которая намного сложнее в изучении, чем терригенные коллектора. Одним из важных факторов, который влияет на показатели добычи является наличие трещин. Важной особенностью трещиноватого коллектора является то, что он имеет два вида пустотности, т.е. при проектировании разработки необходимо учитывать модели двойной пористости и проницаемости. В современной разработке трещиноватых коллекторов широко используется модель двойной пористости Уоррена и Рута.

Наша команда смогла произвести математический расчёт и сравнить его с результатами численного моделирования в программе Eclipse100. На основе моделирования были найдены: оптимальный сценарий разработки, статистические данные, а также экономические перспективы. Нами были построены модели с различными сценариями: закачка воды и полимерное заводнение.

## **Abstract**

Most of the world's hydrocarbon reserves are located in carbonate rocks. Fractured carbonate reservoirs are extremely heterogeneous and are complex structures that are much more difficult to study than terrigenous reservoirs. One of the important factors that affects the performance of production is the presence of fractures. An important feature of a fractured reservoir is that it has two types of porosity, i.e., when designing a development, it is necessary to take into account dual porosity and permeability models. In modern development of fractured reservoirs, the dual porosity model of Warren and Ruth is widely used.

Our team was able to make a mathematical calculation and compare it with the results of numerical simulation in the program Eclipse100. On the basis of modeling were found: the optimal development scenario, statistical data and economic prospects. We have built models with different scenarios: water injection and polymer flooding.

## **Аннотация**

Әлемдегі көмірсутек қорларының көп бөлігі карбонатты тау жыныстарында шоғырланған. Карбонатты жарықшақты жинауыштар терригенді жинауыштарға қарағанда зерттеу өте күрделі, себебі карбонатты жарықшақты жинауыштар біртексіз және күрделі құрылымды болып келеді. Жарықшалардың болуы өндіріс көрсеткішіне әсер ететін ең басты факторлардың бірі. Жарықшақты жинауыштардың ең басты ерекшелігі олардың қос кеуектіліктің болуында, яғни өндірісті жобалаған кезде қос кеуектілік пен қос өткізгіштікті міндетті түрде есепке алу қажет. Қазіргі уақытта жарықшақты жинауыштарды игеруде Уорен мен Руттың қос кеуектілік моделі көптеп қолданылады.

Біздің дипломдық жұмыста математикалық есеп жасалып, оны Eclipse100 бағдарламасындағы сандық моделдеу нәтижелерімен салыстыру жүргізілді. Модельдеу негізінде: кен орнын игерудің оңтайлы әдістері, статистикалық деректер, сондай-ақ экономикалық перспективалары анықталды. Біз әртүрлі су айдау және полимер айдау сценарийлері бар модельдерді құрдық.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
Основная часть	10
1. Краткая характеристика месторождения Тенгиз	10
2. Математический расчет основных показателей добычи в трещиноватом коллекторе	13
2.1. История создания моделей трещиноватых коллекторов	13
2.2. Модель двойной пористости	14
2.3. Сопоставление дебита математической модели с моделью E100	16
3. Моделирование в программном обеспечении Eclipse 100	22
3.1. Модель закачки воды	22
3.2. Модель закачки воды с полимером	24
3.3. Файл данных в программном обеспечении Eclipse 100	25
3.4. Сравнение результатов модели по различными зонами перфорации	32
4. Расчет линейного коэффициента корреляции Пирсона	40
5. Экономическая часть	43
6. Охрана недр и окружающей среды	47
Заключение	51
Список использованной литературы	52
Приложения	

## ВВЕДЕНИЕ

Вопрос о будущем энергоносителей в XXI веке является очень актуальным. Недалек тот день, когда будет произведен полный переход на экологически чистое топливо. Стоит отметить, что этот переход будет очень плавным, и, следовательно, зависимость человечества от нефтегазовой отрасли будет все еще актуальна в ближайшие 100–200 лет. Многие ученые пытаются спрогнозировать будущее нефтяной индустрии, но как показывает практика даже самые пессимистичные прогнозы не сбылись, но и не стоит быть очень оптимистичным, и думать, что нефть не закончится в ближайшие 500 лет или даже никогда. Даже частичный переход на электрическое или другие виды топлива, не говорят, что мир готов полностью отказаться от нефтяного сырья, т.к. многие полимерные соединения, пластмассы, резины, каучуки, нейлоны тоже производятся из нефти.

Ввиду того, что переход на экологически чистое топливо занимает довольно много времени, а потребности в энергоносителях с каждым годом будут только усиливаться, очень важно уже сейчас переходить на более правильное разумное использование углеродных полезных ископаемых. Работа над усовершенствованием методик производится каждый год и уже показывает большие улучшения качества. Открытие и разработка нефтяных песков, добыча углеродного газа, изобретение методики гидроразрыва пласта, добыча сланцевой нефти – все это действительно большой шаг в проактивном использовании исчерпаемых полезных ископаемых.

Большая часть запасов углеводородов в мире сосредоточена в неоднородных пластах с трудноизвлекаемыми запасами. Одной из больших проблем нефтяной индустрии – является разработка месторождений нефти и газа, имеющие под своей основой трещиновато–карбонатный коллектор. Особенностью данного коллектора является наличие двойной пористости, т.е. пористости в которой флюиды существуют в двух связанных между собой системах: матрица породы, которая является основной частью объема пласта и трещин в породе, которые имеют высокую проницаемость.

Наша работа в первую очередь направлена на изучение данной характеристики в масштабах Тенгизского месторождения, которое сложено именно такими трещиноватыми породами. А также оценки эффективности воздействия на данный тип коллектора. Тенгизское месторождение – одно из самых крупных на территории Казахстана, поэтому грамотная разработка месторождения, первостепенная задача для всего государства и его будущего.

## Глава 1. Краткая характеристика месторождения Тенгиз

Тема разработки трудноизвлекаемых запасов нефти с каждым годом становится все более актуальной. В последние годы большинство нефтегазовых компаний мира концентрируют все большее внимание на изучении нетрадиционных коллекторов, к которым по праву можно отнести породы со вторичной емкостью. Более 60% запасов углеводородов в мире находится в карбонатных породах, однако их оценка представляет собой достаточно трудную задачу. Данный тип коллектора распространен в бассейнах Персидского залива, нефтегазоносных бассейнах США и Канады, в Прикаспийском бассейне.

Карбонатные коллектора трещинно-порового типа представляют собой сложную постройку, которая существенно сложнее в исследовании, данные типы пород крайне неоднородны. Неоднородность усложняет их анализ, разработку, особенно в условиях естественно-трещиноватых коллекторов.

На показатели добычи нефти в подобных коллекторах главным образом влияет наличие трещин, именно поэтому понимание их изменения в естественных трещиноватых коллекторах является ключевым фактором для изучения, проектирования и разработки данных месторождений.

Существует большое количество определений термина «трещина», но если смотреть на данный параметр с геомеханической точки зрения, то трещину можно представить, как «поверхность, по которой произошло нарушение сплошности». Р. Нельсон трактовал трещиноватость коллектора, как «естественный макроскопический плоский разрыв породы, являющийся продуктом деформации или физического диагенеза».

Трещинообразование в породе проявляется, когда прочность мала, чтобы противостоять механическим напряжениям. Данные механические напряжения возникают, когда идет речь о естественных геологических процессах, к которым можно отнести тектоническое движение, перемена литологического давления, аномально высокое давление флюидов, а также техногенные факторы.

Существует большое количество классификаций пород с естественной трещиноватостью. К примеру, с геологической точки зрения данные породы подразделяются на три основных типа, имеющие разные поровые системы:

- 1) межкристаллическая – межзерновая пористость;
- 2) трещинно – матричная пористость;
- 3) породы с пористостью пустот растворения.

Движение и миграция флюидов в пласте для трещиноватых пород, которые имеют пористость первого типа, происходит как в песчаных породах. Но для коллекторов с трещинно – матричной пористостью поры матрицы сообщаются намного слабее, чем в песчанике.

В карбонатных породах наблюдается эффект растворения породы движущимися флюидами, что в свою очередь приводит к образованию каналов, каверн, а также способствует увеличению существующих трещин.

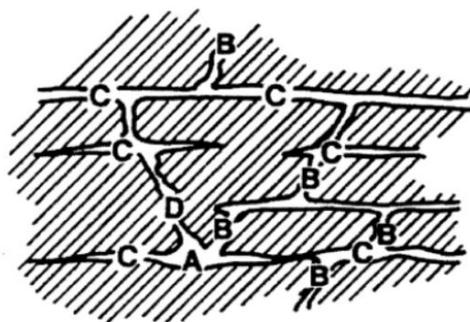


Рисунок 1 – Карбонатная порода со схематически показанными различными видами пор: А – каверны; В – каналы вдоль плоскостей отдельности; С – каналы вдоль плоскостей напластования; D – каналы растворения.

Месторождение Тенгиз является крупным карбонатным коллектором в западном Казахстане и расположено на южной стороне Прикаспийского бассейна площадью 500000 км<sup>2</sup> на северо-восточной окраине современного Каспийского моря. Тенгизское месторождение представляет собой изолированную карбонатную платформу палеозойской эры с размером 13×15 км и нефтяным столбом более одного километра. Верхняя часть нефтяного бассейна находится на глубине примерно 3850 м, а водонефтяной контакт находится приблизительно на глубине 5450 м. Платформа имеет небольшой региональный наклон менее чем на один градус к югу. Склоны платформы имеют больший наклон (приблизительно 25 градусов) по бокам.

Современная геометрическая структура Тенгиза – это топографически высокая область края, окружающая углубленную центральную платформу. Он окружен переходными фациями погружения от платформы к бассейну вдоль фланга, как показано в приложении А. Тенгизское месторождение образовано в период позднего девона, а также от нижнего до среднего каменноугольного периода, в результате осаждения известковых скелетных фрагментов и известкового шлама. Цикличность этих отложений была вызвана взаимодействием подъема уровня моря и оседания бассейна. Платформа, по-видимому утонула в позднем башкирском или раннем московском ярусе. В центральной части платформы преобладают пористость и проницаемость матрицы, и она содержит мало трещин. А в области склона преобладает проницаемость трещин (приложение А). Склоновая часть месторождения характеризуется значительными частями разломов, наличием каверн и трещин.

Стратиграфия Тенгизского месторождения была разделена на три основных интервала: Блок 1, 2 и 3 (приложение А). Блок 3 представляет девонский высокопрочный карбонатный объект, который обеспечивает основу для последующего развития блоков 1 и 2. Блок 2 включает примерно половину нижнего карбона, включая турнейский, ранний визейский и некоторые поздневизейские ярусы. Верхняя часть блока 2 определяется интервалом, с вулканическими процессами, который опускает верхнюю часть платформы. Блок 1 включает в себя остаток позднего визейского, серпуховского и

башкирского ярусов. Вершина серпуховского представляет собой нижне-верхнюю карбоновую границу и отмечает глобальное падение уровня моря и несогласованность воздействия на вершине платформы.

Физико-химические свойства нефти и газа Тенгизского месторождения определены по результатам исследований пластовых и разгазированных проб флюидов, выполненных в институте «Гипростокнефть» и КазНИГРИ. С ростом глубины залегания, в пласте температура и давление увеличиваются, из-за повышения давления плотность и вязкость нефти увеличиваются. Расчеты на отметке 4300 м показывают, что плотность нефти равна  $620,6 \text{ кг/м}^3$ , вязкость  $0,232 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , а при отметке 5300 м соответственно составляют  $617,6 \text{ кг/м}^3$  и  $0,2296 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре составляет  $25,26 \text{ Мпа}$ , а содержание газа в пластовой нефти равна  $585,9 \text{ м}^3/\text{т}$ . Мольное содержание компонентов газа в смеси: сероводород  $16,12\%$ , метан  $57,66\%$ , азот  $1,34\%$ , этан  $11,49\%$ , пропан  $5,99\%$  и тяжелые углеводороды выше пропана  $9,46\%$ , гелий  $0,02\%$ . Относительная плотность газа по воздуху  $0,869$ .

## Глава 2. Математический расчет основных показателей добычи в трещиноватом коллекторе

### 2.1. История создания моделей трещиноватых коллекторов

Основной целью изучения продуктивного пласта является возможность предсказать его состояние, а также определить пути увеличения конечной нефтеотдачи. При гидродинамическом моделировании можно более детально исследовать пласт путем деления его на блоки и применение к каждому из них основных уравнений фильтрации.

При моделировании пласта необходимо обладать определенными видами моделей. К примеру, одной из таких физических систем является математическая модель, которая составляется соответствующими математическими уравнениями на основе системы нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных с соответствующими начальными и граничными условиями. Но при расчете математической модели уравнения вызывают затруднения и их будет невозможно решить аналитически, поэтому их нужно аппроксимировать, следовательно, применять численные решения. Далее необходимо применять программу модели пласта или их систему, чтобы решить уравнения численной модели.

Создание и описание моделей трещиноватых коллекторов начинает свою историю в работах Баренблатта, Желтова, Кочиной в 1960г, Уоррена и Рута в 1963 г. с упоминания о том, что пористость пластовых пород можно разделить на два класса: первичную и вторичную. Они предлагают матрицу и трещину описывать отдельно, задавая для них соответствующие значения средних давлений, проницаемостей и пористостей, вводя тем самым понятие моделирования двойной среды. Далее Каземи расширил модель Уоррена – Рута для двухфазной жидкости. Позднее в работах Дугласа и Арбогаста были рассмотрены модели однофазной и многофазной фильтрации для двойной пористости, построенные в результате использования процедуры усреднения.

При изучении различных моделей исследователями были разработаны численные трехмерные симуляторы для моделирования одно- или двухфазного потока воды и нефти.

Моделирование течений в трещиновато – пористых коллекторах представляет собой нетривиальную задачу, в первую очередь по причине сложности геологического строения и структуры порового пространства. Основными следствиями сложного строения таких коллекторов являются анизотропия потоков флюида и сложности при оценке извлекаемых запасов.

### 2.2. Модель двойной пористости

Трещиноватые коллекторы можно представить, как множество пористых блоков (матрицы), разделённых, или частично разделённых системой трещин.

Движение флюида в модели двойной пористости можно представить, как движение по трещинам, движение по матрице (модель двойной проницаемости) и переток между матрицами и трещинами. Движение по матрицам и трещинам описывается классическими уравнениями фильтрации, в частности моделью нелетучей нефти. Фильтрация жидкости в пластах вызывает деформацию пород, изменяющую их пористость и проницаемость, а это, в свою очередь, влияет на процесс фильтрации жидкости. Переток между матрицей и трещинами осуществляется за счёт пяти основных механизмов: расширение флюида (градиент пластового давления), капиллярная и гравитационная пропитки, дренаж матричных блоков, вязкостное вытеснение и диффузия.

Трещиноватый пласт характеризуется дискретностью свойств или параметров каналов вследствие наличия двух видов пустотности. Матрица обладает более мелкими пораами (пустотами) и отличается значительной вмещающей способностью, но низкими фильтрационными свойствами. Трещинная система, наоборот, характеризуется низкими емкостными, но высокими фильтрационными свойствами.

Многие месторождения имеют систему трещин, связанную с напряжённо-деформированным состоянием горных пород, тектоническими движениями и термодинамическими силами в залежи УВ. Геометрические характеристики трещин изменяются в широких пределах (рисунок 2.1). Система трещин может улучшать фильтрационно-емкостные свойства, но может быть и системой барьеров для потока флюидов, тем самым оказывая серьезное влияние на производительность всего месторождения. Трещины отвечают за транспортную функцию при добычи газа и нефти. В современной разработке трещиноватых коллекторов широко используется модель двойной пористости Уоррена и Рута (1963).

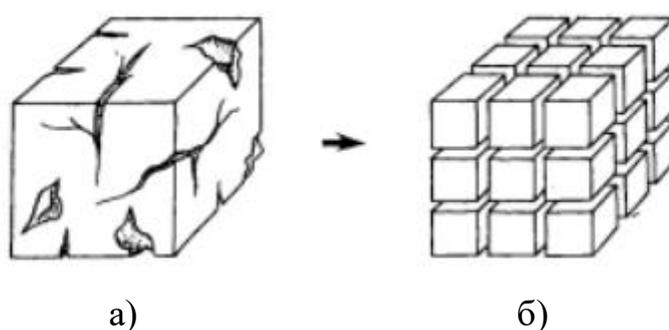


Рисунок 2.1 – Образцы реального (а) и идеализированного (б) трещиноватого участка породы

Поровая структура породы пласта достаточно сложна. Как показано в исследованиях Уоррена и Рута, пустотность пластовых пород можно классифицировать на две группы: а) первичная пористость обусловлена наличием связанных пор. Ее можно скоррелировать с проницаемостью

(пористость данного класса характерна для однородных пород, например, песчаники);

б) вторичная пористость, образованная трещинами, вымытыми каналами и кавернами в пористой среде (пористость данного вида — продукт геологических и химических процессов). Обычно в пористой среде данного типа не содержится больших запасов углеводородов, но ее влияние на процесс фильтрации значительное.

В модели элементы матрицы породы контролируются характерным объемом  $V_m$ , который содержит в себе большое количество матричных блоков и сегментов трещин. В модели Уоррена-Рута трещиноватый пласт представляет собой одинаковые прямоугольные параллелепипеды (рисунок 2.1), которые разделены сетью трещин. По данной модели движение флюидов к добывающей скважине происходит по системе трещин. Такие свойства как проницаемость и пористость характерного объема не могут описывать реальные трещины пласта. Данные блоки обладают наибольшей пористостью и небольшой проницаемостью. Поскольку перепад давления в системе определяется проницаемостью трещин, которая достаточно высока, нефтеотдача матрицы зависит от капиллярной пропитки, либо действия гравитации и увеличения объема нефти при снижении давления. С другой стороны, несмотря на то, что объем трещин невелик, их проводимость для потока достаточно велика. Следовательно, течение в большей степени происходит по трещинам. Вследствие низкого значения  $P_c$  флюиды, текущие в трещинах, можно считать полностью разделенными. В некоторых случаях для вертикально расположенных трещин естественная конвекция также может иметь существенное значение.

Авторы Клеппе и Морзе (1974), Ямамото (1971), Асфари и Уитерспун (1973), Каземи (1976) и другие в методах моделирования систем с двойной пористостью предполагали, что систему трещин можно представить в виде сплошной среды. При этом течение в трещинах описывается уравнением материального баланса, включающим члены, отражающие процесс накопления флюидов в трещинах и массообмен между блоками матрицы и трещинами. Так как блоки не связаны между собой, уравнения материального баланса для матричных блоков записываются только с учетом накопления и массопереноса к трещинам.

Основным недостатком модели является невозможность учитывать распределение трещин в пласте, а также их фильтрационные характеристики.

Для сопоставления математической модели с числовой, а именно Eclipse 100 (Black Oil) необходимо произвести расчет фильтрации в трещиноватом пласте с использованием модели Уорена и Рута. Данные для проведения расчетов были взяты на основе месторождения Тенгиз.

Известно, что трещиноватый пласт, в отличие от пласта, пустотное пространство которого представлено межзерновой пористостью, характеризуются низкими емкостными, но высокими фильтрационными свойствами. В модели Уоррена-Рута движение флюидов к скважине

происходит по системе трещин, матрица же питает систему трещин. Модель обеспечивает детальное понимание механизма фильтрации в трещиноватом пласте.

При построении математической модели и проведении численного моделирования система трещин требует специального подхода и методов, это связано с тем, что фильтрация в таких средах обладает отличительными особенностями. Трещины имеют высокую проницаемостью и оказывают большое влияние на процессы переноса и течения в пористой среде. Но также нужно разделять системы трещин, ведь они могут сосуществовать на различных масштабах (микротрещины с размерами в несколько сантиметров, макротрещины, разломы), могут различаться природой происхождения (естественно-трещиноватые среды, разломы, трещины, возникшие за счет использования технологии гидроразрыва пласта).

В дипломном проекте рассматриваются естественно-трещиноватые пористые среды и система трещин является в основном связанной. Для ее моделирования традиционно используют модель двойной пористости. Как известно подобная модель строится для идеализированной среды и обладают рядом ограничений. При построении данной задачи задается функция перетока между матрицей породы и трещинами.

### 2.3. Сопоставление дебита математической модели с моделью E100

Для анализа математической и численной модели мы создали гидродинамическую модель участка блока. Для исследования нами был взят участок месторождения Тенгиз, а именно склоновая часть залежи, так как она является трещиноватой. Проектируема модель состоит из 10 ячеек по направлению X, из 1 ячейки по направлению Y, и из 3 ячеек по направлению Z. Размер участка пласта составляет 250×25×50,32 футов. Данная модель состоит из двух больших блоков матрицы, которая насыщена флюидами и трещиной, разделяющей данные два блока. Толщина трещины принята 0,1 мм. Так как одной из целью нашего диплома является заводнение трещиноватого коллектора, то мы решили воздействовать на данный блок закачкой воды, для более детального анализа движения флюидов в матрице и трещине. В данной модели есть две скважины: нагнетательная и добывающая. Для сравнения наших расчетов с показателями гидродинамического симулятора E100 мы воспользовались расчетами Каземи.

Как известно в карбонатных породах вертикальная проницаемость превышает горизонтальную  $K_v \gg K_h$ .

Одним из важных параметров является определение трещинной пористости,  $\phi_f$ , которая обычно варьируется от 0,1 до 5% в зависимости от степени растворения каналов. Данный параметр определяется при использовании формулы:

$$\phi_f = \frac{w_f}{A} h = \frac{w_f h}{W h} = \frac{w_f}{W} \quad (2.1)$$

где  $w_f$  – ширина трещины;  
 $h$  – высота трещины;  
 $W$  – ширина блока.

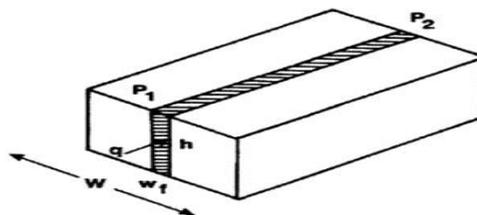


Рисунок 2.2 – Отдельный блок матрицы

Если предполагать, что закон Дарси имеет место при решении данной задачи, тогда массовый баланс на элементарный объем дает уравнение (2) для потока в матричных блоках:

$$T_{\alpha ma}(S_{\alpha ma})\rho_{\alpha}(\psi_{\alpha f} - \psi_{\alpha ma}) = \frac{1}{5.6146} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi_{ma} S_{\alpha ma}}{B_{\alpha ma}} \right), \quad (2.2)$$

где  $\phi_{ma}$  – пористость матрицы, доля от общего объема породы;  
 $S_{\alpha ma}$  – насыщенность фазы в матрице;  
 $B_{\alpha ma}$  – объемный коэффициент.

Из данного уравнения можно выразить левую его часть, которая отвечает за переход каждой фазы в зависимости от времени. Данный параметр носит название «передаваемость» и является функцией от насыщенности по каждой фазе. В данной формуле индекс показывает является ли фаза смачивающей или не смачивающей.

Следующим искомым параметром был коэффициент подвижности фазы или же коэффициент переноса, который характеризует межпоровый переток и находился по формуле:

$$\lambda_{\alpha f} = 0.0011271 \left( \frac{k k_{\alpha r}}{\mu_{\alpha} B_{\alpha}} \right)_f, \quad (2.3)$$

В данной формуле параметр  $k_{\alpha r}$  является фазовой проницаемостью для каждой фазы. Данный параметр мы можем взять из кривых относительных фазовых проницаемостей. Параметры  $k$ ,  $\mu_{\alpha}$  являются абсолютной проницаемостью и вязкостью соответственно.

По данному коэффициенту межпоровой сообщаемости мы можем понять являются ли трещины взаимосвязанными. По нашему расчету данный параметр входит в предел  $10^{-4} - 10^{-5}$ , что свидетельствует о том, что  $\lambda$  имеет высокое значение.

Следующим решением при расчете является формула проводимости в матрице. Коэффициенты проводимости системы матрица-трещина, существующей между каждой ячейкой матрицы и соответствующей ячейкой трещины, пропорциональны объему породы в ячейке. По общему виду данная формула схожа с формулой (3), но отличается наличием параметра  $\sigma$ :

$$T_{\alpha ma}(S_{\alpha ma}) = 0.0011271 \left( \frac{k k_{ar}}{\mu_{\alpha} B_{\alpha}} \right)_{ma} \sigma, \quad (2.4)$$

Данный множитель  $\sigma$  (shape factor – коэффициент формы) является коэффициентом, который имеет размерность  $LENGTH^{-2}$ , он учитывает площадь границы раздела матрица/трещина на единицу объема, т. е. размер блоков в объеме матрицы. Для нахождения данного геометрического фактора мы используем формулу, которую предложил Каземи для изотропной матрицы:

$$\sigma = 4 \left( \frac{1}{L_x^2} + \frac{1}{L_y^2} + \frac{1}{L_z^2} \right), \quad (2.5)$$

где  $L_x, L_y, L_z$ - характерные размеры блока.

Но также для однофазного потока Уоррен и Рут вывели формулу коэффициента формы:

$$\sigma = \frac{4N(N+2)}{L^2}, \quad (2.6)$$

где  $N$  – количество трещин (в нашем случае  $N=1$ ).

Далее Каземи вывел формулу, которая непосредственно закладывается в симулятор:

$$\begin{aligned} \nabla [\lambda_{\alpha f} \nabla \Phi_{\alpha f}] - [T_{\alpha ma}(S_{\alpha ma}) (\Phi_{\alpha f} - \Phi_{\alpha ma})] + q_{\alpha} \delta(X - X_0) = \\ = \frac{1}{5.6146} \left\{ \left( \frac{S_{\alpha f}}{B_{\alpha}} \right) (\Phi_f c_{\Phi f} + \Phi_f c_{\alpha}) \frac{\partial P_{\alpha f}}{\partial t} + \frac{\Phi_f}{B_{\alpha}} \frac{\partial S_{\alpha ma}}{\partial t} \right\}, \end{aligned} \quad (2.7)$$

Для сравнения расчетов с численной моделью мы использовали данную конечную формулу. Основным параметром, который мы сравнивали являлся дебит  $q_{\alpha}$  каждой фазы. Для вывода данной переменной нам сначала необходимо было рассчитать первый элемент левой части равенства:

$$\begin{aligned} \nabla [\lambda_{\alpha f} \nabla \Phi_{\alpha f}] = (\lambda_{\alpha f} \nabla \Phi_{\alpha f}) \frac{\partial}{\partial x} + \left( \lambda_{\alpha f} \nabla \Phi_{\alpha f} \frac{\partial}{\partial x} \right) \frac{\partial}{\partial y} + (\lambda_{\alpha f} \nabla \Phi_{\alpha f}) \frac{\partial}{\partial z} = \left[ \lambda_{\alpha f} \left( \Phi_{\alpha f} \frac{\partial}{\partial x} + \right. \right. \\ \left. \left. \Phi_{\alpha f} \frac{\partial}{\partial y} + \Phi_{\alpha f} \frac{\partial}{\partial z} \right) \right] \frac{\partial}{\partial x} + \left[ \lambda_{\alpha f} \left( \Phi_{\alpha f} \frac{\partial}{\partial x} + \Phi_{\alpha f} \frac{\partial}{\partial y} + \Phi_{\alpha f} \frac{\partial}{\partial z} \right) \right] \frac{\partial}{\partial y} + \left[ \lambda_{\alpha f} \left( \Phi_{\alpha f} \frac{\partial}{\partial x} + \right. \right. \\ \left. \left. \Phi_{\alpha f} \frac{\partial}{\partial y} + \Phi_{\alpha f} \frac{\partial}{\partial z} \right) \right] \frac{\partial}{\partial z} = \left( \lambda_{\alpha f} \Phi_{\alpha f} \frac{\partial}{\partial x} \right) \frac{\partial}{\partial x}, \end{aligned} \quad (2.8)$$

При решении мы наблюдаем функцию  $\delta(X = X_0)$ , которая равна единице при  $X = X_0$ .

$X_0$  – координата добывающей или же нагнетательной скважины. В нашем случае  $X \neq X_0$  так как между скважинами расстояние в 10 ячеек. Координата  $X_0$  является нагнетательной скважиной, а  $X$  – добывающей. Так при подстановке в формулу мы получим дебит воды и нефти на каждом временном шаге. Выводом нашего исследования будет то, насколько же близки результаты расчета двойной пористости с моделью в симуляторе.

После ввода всех данных в дата файл и выполнения процесса заводнения мы получаем модель пласта с трещиной.

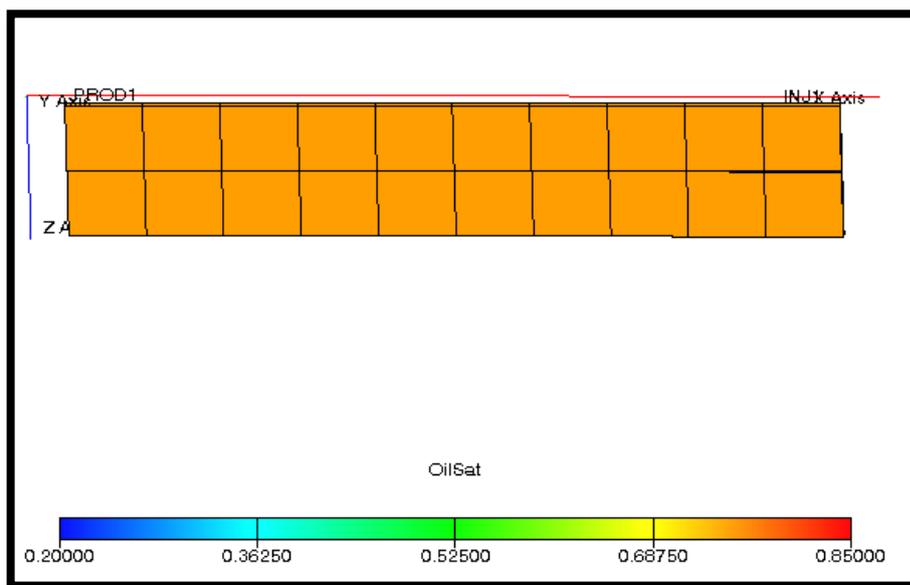


Рисунок 2.3 – Гидродинамическая модель блоков матрицы и трещины в программном обеспечении Eclipse 100

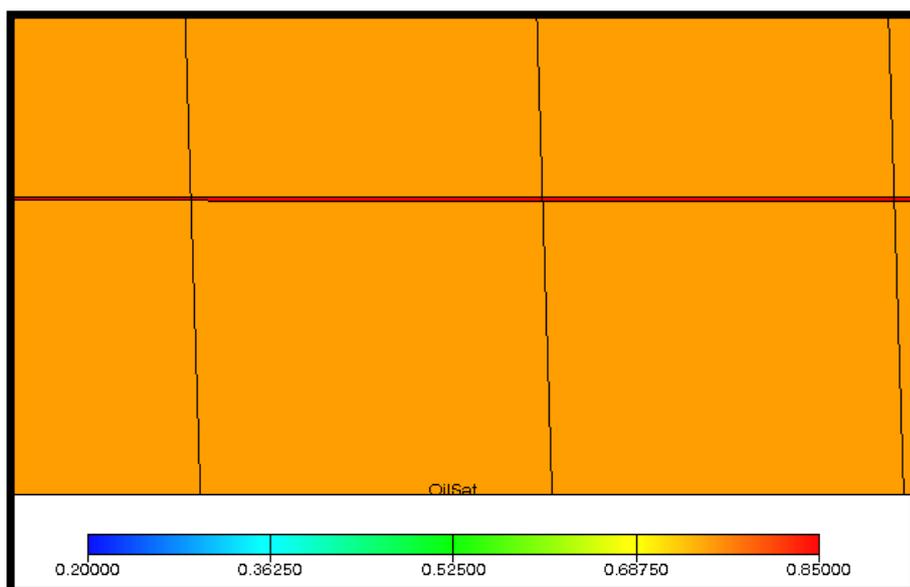


Рисунок 2.4 – Увеличенная модель трещины

По рисункам 4 и 4.1 мы видим картину до заводнения, где блоки матрицы разделены явно выделенной трещиной. Все физические параметры для моделирования были взяты из петрофизических данных месторождения Тенгиз, а также рассчитаны с помощью вышеуказанных формул.

После оптимизации заводнения мы наблюдаем другую картину. Так как модель небольшая, то есть взят определенный участок блока, мы взяли временной шаг в 1000 дней. По рисунку 5 мы наблюдаем, что заводнение в трещине происходит быстрее, чем в матрице породы. Это обусловлено высокой проницаемостью и наличием пустотного пространства. Обводнение модели происходит постепенно, изначально заполняется водой трещина, далее низкие участки блока, так как это связано с действием силы гравитации и проницаемостью.

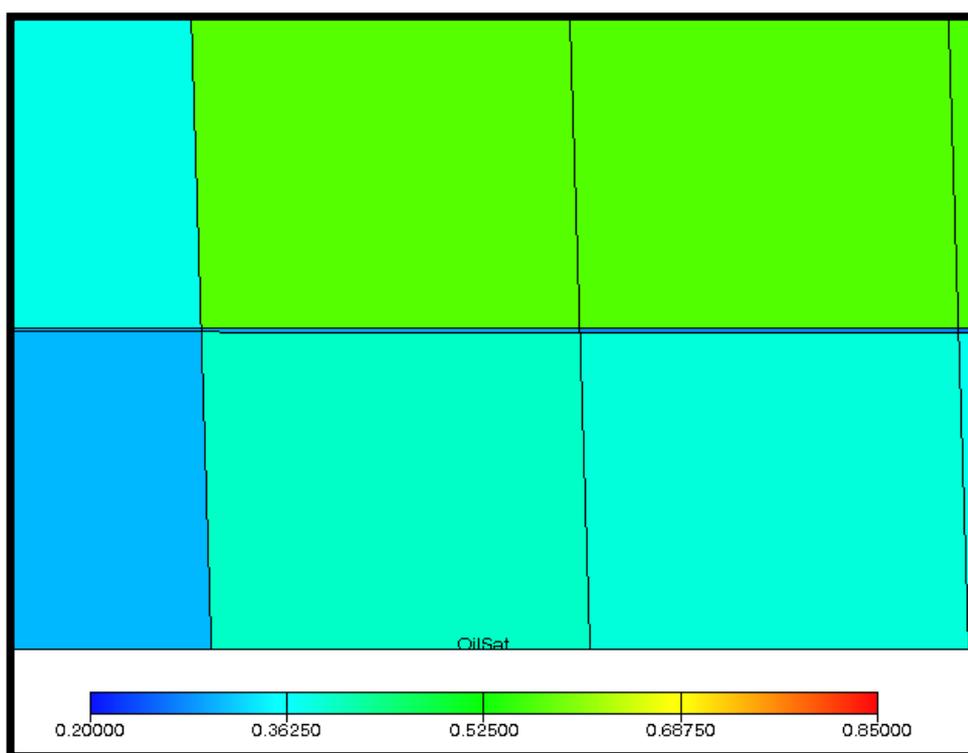


Рисунок 2.5 – Увеличенная модель трещины после заводнения

Так как модель была запущена на 1000 дней мы наблюдаем изменение пластового давления, которое изначально было максимальным, далее произошло падение и уже после заводнения оно стабилизировалось, вследствие ППД. Общий объем добычи нефти со временем уменьшается, а воды увеличивается, так как происходит обводнение пласта.

При сравнении математической модели и числовой мы наблюдаем сходство основного экономического показателя – дебита. При расчете конечным решением было нахождение дебита по каждой фазе из формулы (7). После этого при использовании Файл “PRT” мы сравнили и проанализировали дебиты, посчитанные с помощью расчетов и в программном обеспечении E100.

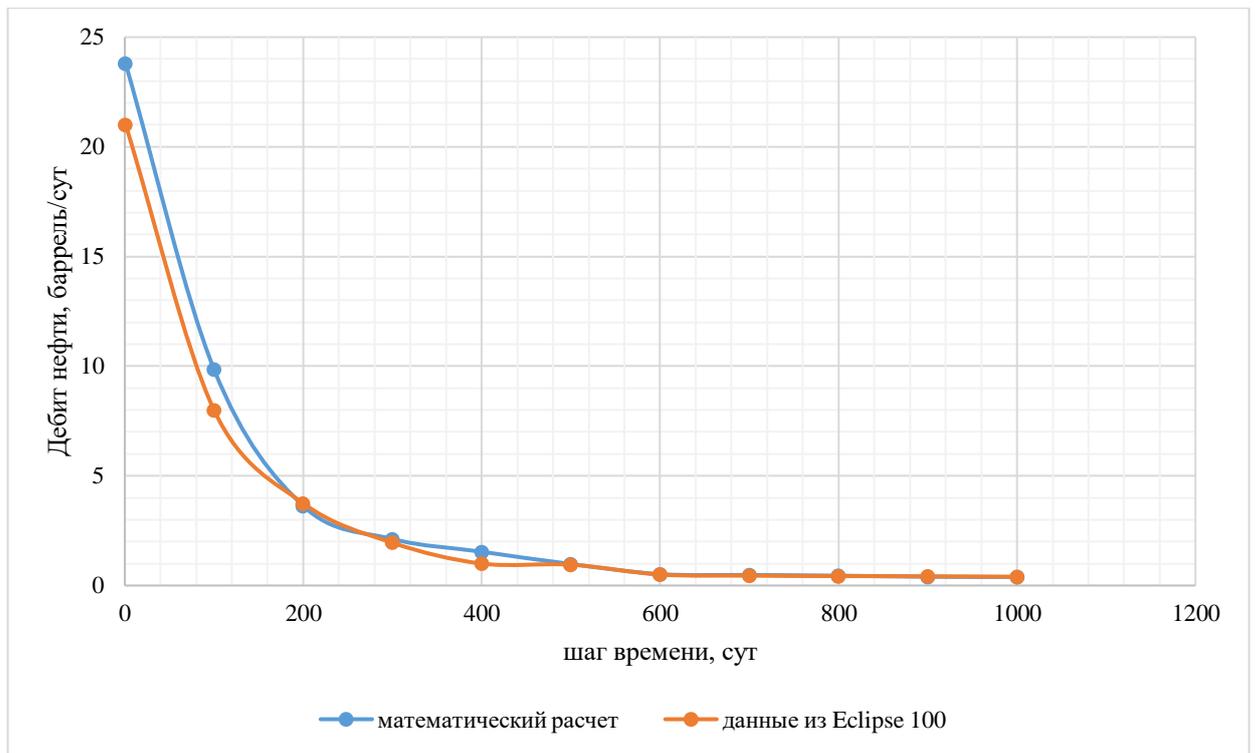


График 2.1 – Сопоставительный анализ дебита нефти расчетной части с моделью E100

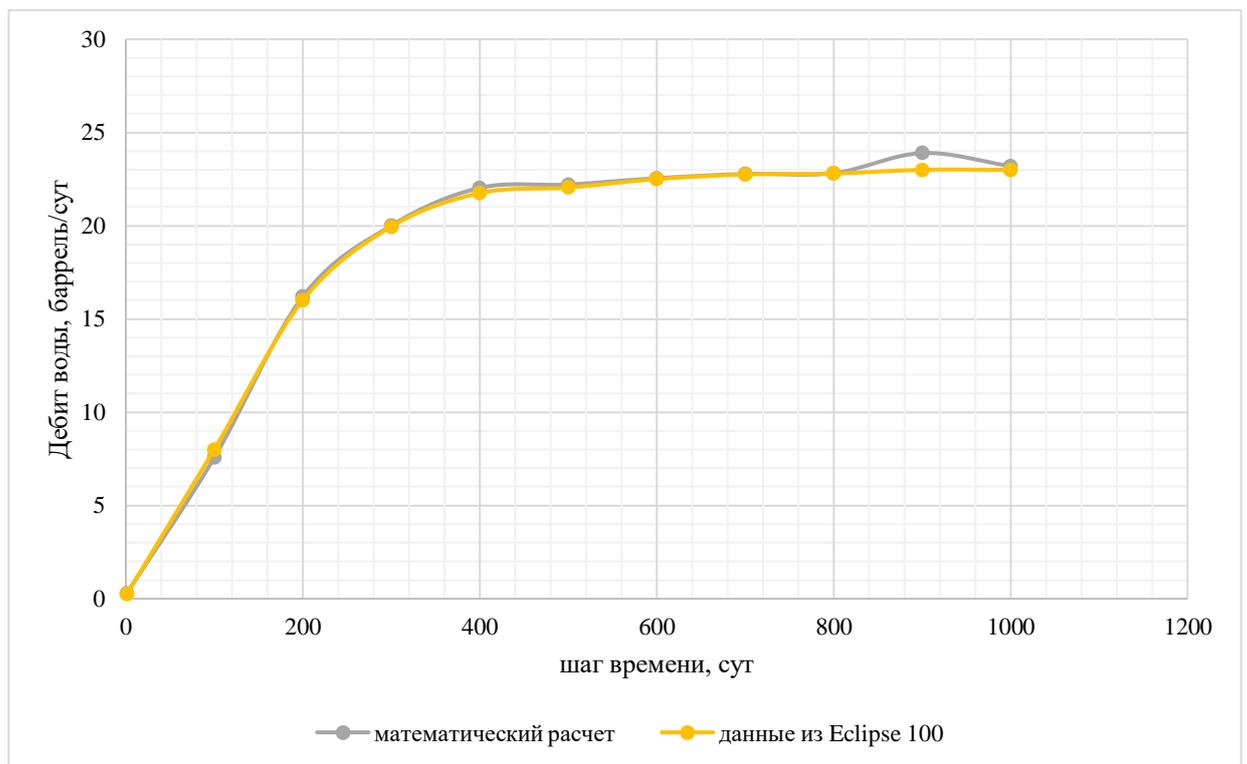


График 2.2 – Сопоставительный анализ дебита воды расчетной части с моделью E100

## Глава 3. Моделирование в программном обеспечении Eclipse 100

### 3.1. Модель закачки воды

В программном обеспечении Eclipse 100 (Black Oil) расчеты двойной пористости определяются посредством ключевого слова DUALPORO в секции RUNSPEC, а для двойной проницаемости необходимо ключевое слово DUALPERM. Для моделирования данных систем с каждым блоком геометрической сетки связываются две ячейки, которые описывают матрицу и объем трещин. В Eclipse 100 пористость, проницаемость, глубину и другие параметры блоков можно задавать самостоятельно. В модели двойной пористости в Eclipse количество слоев в направлении Z необходимо удвоить. Eclipse100 связывает первую половину сетки с блоками матрицы, а вторую половину – с трещинами, поэтому при таких расчетах число слоев в направлении Z должно быть четным, E100 при запуске проверяет четность слоев.

Данная модель состоит в направлении x из 25, в направлении y из 25, в направлении z из 20 сеточных блоков. Число сеточных блоков указывается в ключевом слове DIMENS. Размеры сеточных блоков в направлении x, y, z отмечаются в секции GRID с ключевыми словами DX, DY, DZ. Размер модели составляет 500×500×50 футов. После в файл “DATA” включаем размеры матричных блоков в направлении x, y, z с помощью ключевых слов LX, LY, LZ. Значения LX, LY, LZ нужны для расчета показателя Sigma в ключевом слове LTOSIGMA.

В ключевом слове TOPS отмечается глубина верхней грани каждого сеточного блока. В нашем примере кровля нефтяного пласта месторождения Тенгиз равна 16400 футов. Дальше мы указали самую важную характеристику пласта – проницаемость. Проницаемость пласта варьируется от 0,5 мДарси до 1500 мДарси. Для указания данных использовалось ключевое слово BOX. Ключевое слово BOX определяет текущий бокс ввода, который сопровождается шестью целыми числами. Таким образом данные ключевые слова PERMX, PERMY, PERMZ, введенные в массив, присваиваются сеточным блокам в текущем боксе ввода. Дальше указывается пористость в ключевом слове PORO.

Для модели с двойной пористостью необходимо включить несколько ключевых слов, которые имеют свои особенности для расчета, к примеру, OLDTRAN, DEBUG, DPKRMOD. Использование OLDTRAN подразумевает, что проводимости будут рассчитываться с применением величин сеточных блоков без обращения к положением угловых точек. Это не позволяет выполнить автоматический расчет проводимостей через несоседние соединения при геологических разломах. Ключевое слово DEBUG приведено здесь для придания завершенности, так как многие из элементов управления будут производить очень большие объемы выходных данных. Использование DPKRMOD дает более простую модификацию относительной проницаемости нефти для облегчения подгонки модели с одинарной пористостью одного

матричного блока, а также при необходимости позволяет потоку из трещины в матрицу отражать максимальную относительную проницаемость в матрице.

В секции PROPS включаются данные PVT – свойств пластовых флюидов и пород, зависящих от давления и насыщенности и т.д. Данная секция состоит из ключевых слов: DENSITY, PVDO, PVTW, ROCK, SWOF.

- DENSITY включает в себя значения плотностей флюидов, т.е. нефти и воды.
- PVDO данные включают в себя PVT – свойства дегазированной нефти, таких как объемный коэффициент нефти и вязкость, которые зависят от давления.
- PVTW отображает PVT – свойства воды, которые состоят из пяти параметров: опорное давление, объемный коэффициент воды при опорном давлении, сжимаемость, вязкость воды при опорном давлении.
- ROCK описывает сжимаемость породы при опорном давлении.
- SWOF используется для ввода таблиц относительной проницаемости для воды, относительной проницаемости для нефти в системе с водой и капиллярного давления.

В секции SUMMARY определяются переменные, которые должны записываться в файлы summary после каждого временного шага. В нашей модели мы включили: FOPR, FPR, FOPT, FWPR, WBHP, FWPT, FVPR, WWCT, TCPU, EXCEL.

- FOPR – дебит нефти по месторождению;
- FPR – показатель изменения давления;
- FOPT – общий объем добычи нефти;
- FWPR – дебит воды по месторождению;
- WBHP – забойное давление скважин;
- FWPT – общий объем добычи воды;
- FVPR – дебит жидкости по месторождению;
- WWCT – обводненность добывающих скважин;
- TCPU – выводит текущее время использования центрального процессора в секундах;
- EXCEL – запрашивает вывод в формате Microsoft Excel.

Секция SCHEDULE определяет моделируемые операции (управление и ограничения для добычи и нагнетания) и моменты выдачи отчетов. В секции SCHEDULE могут быть также заданы кривые показателей вертикального течения и параметры настройки моделирования. Данная секция также включает в себя ключевые слова: WELSPECS, COMPDAT, WCONPROD, WCONINJ, TSTEP.

- WELSPECS используется для определения общих данных по скважинам, при этом задает имя, положение устья скважины, опорную глубину забоя скважины и другие технические данные.

- COMPDAT задает местоположение и свойства одного или нескольких соединений скважин.
- WCONPROD задает данные для управления добывающими скважинами и включает в себя имя скважины, режим работы скважины, режим управления, целевой дебит скважины, дебит жидкости, забойное давление.
- WCONINJ задает данные для управления нагнетательными скважинами и включает имя скважины, тип нагнетательной скважины, режим работы скважины, режим управления, целевой расход скважины, забойное давление.
- TSTEP – время расчета момента.

### 3.2. Модель закачки воды с полимером.

Модель закачки воды с полимером в программном обеспечении Eclipse 100 особо не отличается от обычного заводнения. Для этого в секции RUNSPEC добавляем ключевое слово POLYMER. Добавляя полимер в секции PROPS, активируются свойства полимера с помощью ключевых слов: PLYVISC, PLYSHEAR, PLYADS, PLYROCK, PLYMAX, TLMIXPAR, WPOLYMER.

- PLYVISC включает таблицы функций множителя вязкости полимера. Таблица описывает влияние повышения концентрации полимера в растворе на вязкость чистой воды.
- PLYSHEAR используется, чтобы активизировать опцию уменьшения сдвига полимера и предоставить данные о его уменьшении сдвига.
- PLYADS включает данные таблиц функций адсорбции полимера. Таблицы описывают адсорбцию полимера породой пласта.
- PLYROCK определяет свойства породы для полимера, необходимые для модели полимерного заводнения.
- PLYMAX используется для того, чтобы включить таблицу максимальных концентраций полимера, которые должны использоваться при расчетах параметра сжимаемости и вязкости компонентов флюида.
- TLMIXPAR определяет параметр смешиваемости Годда-Лонгстафа.
- WPOLYMER устанавливает концентрацию полимера в нагнетаемом потоке нагнетательных скважин.

### 3.3. Файл данных в программном обеспечении Eclipse 100

```
RUNSPEC
```

```
TITLE
```

```
DIMENS
```

```
25 25 20 /
```

```

FULLIMP
Oil
Water
DUALPORO
DUALPERM
NMATRIX
8/
Field
    WELLDIMS
    5    1000 90    5    /
TABDIMS
    2    /
UNIFOUT
VISCD
START
    1 JAN 2007 /

NUPCOL
100 /
NSTACK
50/

=====
GRID
DX
    12500*500 /
DY
    12500*500 /
DZ
    12500*50 /
LX
    12500*500.0 /
LY
    12500*500.0 /
LZ
    12500*50.0 /
LTOSIGMA
    500.0 500.0 50.0 4.0 0.0 ALL /
BOX
    1 8 1 1 1 2 /
SIGMAV
    0.12 0.12 0.12 0.12 0.12 0.12 0.12 0.12
    1.0 1.0 1.0 1.0 1.0 1.0 1.0 1.0 /
BOX
    1 25    1 25    1 1    /

```

TOPS

625\*16400 /

NODPPM

ENDBOX

BOX

1 25 1 25 1 2 /

PERMX

25*21	25*0.98	25*2.1	25*12.2	25*7	25*4.5
25*5.5	25*14	25*47	25*8.6	25*5.6	25*9.8
25*1.56	25*11.2	25*8.1	25*11	25*1.2	25*31
25*86	25*5.6	25*1.2	25*41	25*7.8	25*4
25*9.01	25*3.2	25*74	25*21	25*11.6	25*5.5
25*11	25*11	25*8.9	25*5	25*14.5	25*3.3
25*85	25*91	25*1.5	25*3	25*14.8	25*10
25*32	25*6	25*0.5	25*4.5	25*15	25*11.5
25*0.25	25*2				

/

PERMY

25*21	25*0.98	25*2.1	25*12.2	25*7	25*4.5
25*5.5	25*14	25*47	25*8.6	25*5.6	25*9.8
25*1.56	25*11.2	25*8.1	25*11	25*1.2	25*31
25*86	25*5.6	25*1.2	25*41	25*7.8	25*4
25*9.01	25*3.2	25*74	25*21	25*11.6	25*5.5
25*11	25*11	25*8.9	25*5	25*14.5	25*3.3
25*85	25*91	25*1.5	25*3	25*14.8	25*10
25*32	25*6	25*0.5	25*4.5	25*15	25*11.5
25*0.25	25*2				

/

PERMZ

25*1	25*4	25*8	25*55	25*7.8	25*8.9
25*0.96	25*8.9	25*5.5	25*4.5	25*2	25*6
25*10	25*41	25*55.6	25*9.8	25*78	25*9.6
25*7.7	25*45	25*11	25*105	25*9.8	25*12.5
25*1101	25*55	25*15	25*5.5	25*8.8	25*15
25*20	25*86	25*77	25*11	25*78	25*44
25*45	25*4.5	25*4.7	25*28	25*22	25*75
25*66	25*8.5	25*5.6	25*22	25*11.5	25*55
25*5.5	25*85				

/

ENDBOX

BOX

1 25 1 25 3 9 /

PERMX

25*8.5	25*7.8	25*23	25*15	25*16	25*78
--------	--------	-------	-------	-------	-------

25*98	25*87	25*15	25*111	25*57	25*4.5
25*15	25*15	25*16	25*54	25*98	25*87
25*7	25*111	25*850	25*2	25*91	25*15
25*16	25*54	25*98	25*87	25*4	25*111
25*45	25*1	25*19	25*4	25*16	25*5
25*98	25*87	25*41	25*22	25*75	25*78
25*72	25*48	25*16	25*4	25*98	25*87
25*41	25*22	25*8.4	25*35	25*122	25*84
25*6	25*5	25*98	25*87	25*41	25*223
25*0.5	25*24	25*15.5	25*8	25*16	25*46
25*98	25*87	25*41	25*33	25*82	25*29
25*45.9	25*5	25*16	25*6.2	25*98	25*87
25*61	25*6	25*96	25*45	25*15.9	25*21
25*16	25*2.3	25*98	25*78	25*3	25*655
25*36	25*64	25*18	25*13	25*165	25*215
25*45	25*78	25*16	25*64	25*12	25*82
25*19	25*49	25*15	25*15.5	25*45	25*78
25*35	25*556	25*9	25*15	25*12	25*16
25*15	25*32	25*45	25*78	25*358	25*655
25*9.8	25*78	25*10	25*15	25*15	25*15
25*45	25*46	25*95	25*15	25*74	25*52
25*9	25*74	25*8.9	25*49	25*45	25*46
25*944	25*15	25*75.3	25*24	25*0.98	25*57
25*89	25*97	25*45	25*46	25*15	25*15
25*32.5	25*24	25*0.65	25*58	25*15	25*98
25*45	25*15	25*785	25*15	25*25.8	25*15
25*44	25*26	25*15	25*98	25*45	25*15
25*152	25*95	25*8.5	25*28	25*425	25*2
25*28					
/					
PERMY					
25*8.5	25*7.8	25*23	25*15	25*16	25*78
25*98	25*87	25*15	25*111	25*57	25*4.5
25*15	25*15	25*16	25*54	25*98	25*87
25*7	25*111	25*850	25*2	25*91	25*15
25*16	25*54	25*98	25*87	25*4	25*111
25*45	25*1	25*19	25*4	25*16	25*5
25*98	25*87	25*41	25*22	25*75	25*78
25*72	25*48	25*16	25*4	25*98	25*87
25*41	25*22	25*8.4	25*35	25*122	25*84
25*6	25*5	25*98	25*87	25*41	25*223
25*0.5	25*24	25*15.5	25*8	25*16	25*46
25*98	25*87	25*41	25*33	25*82	25*29
25*45.9	25*5	25*16	25*6.2	25*98	25*87

25*61	25*6	25*96	25*45	25*15.9	25*21
25*16	25*2.3	25*98	25*78	25*3	25*655
25*36	25*64	25*18	25*13	25*165	25*215
25*45	25*78	25*16	25*64	25*12	25*82
25*19	25*49	25*15	25*15.5	25*45	25*78
25*35	25*556	25*9	25*15	25*12	25*16
25*15	25*32	25*45	25*78	25*358	25*655
25*9.8	25*78	25*10	25*15	25*15	25*15
25*45	25*46	25*95	25*15	25*74	25*52
25*9	25*74	25*8.9	25*49	25*45	25*46
25*944	25*15	25*75.3	25*24	25*0.98	25*57
25*89	25*97	25*45	25*46	25*15	25*15
25*32.5	25*24	25*0.65	25*58	25*15	25*98
25*45	25*15	25*785	25*15	25*25.8	25*15
25*44	25*26	25*15	25*98	25*45	25*15
25*152	25*95	25*8.5	25*28	25*425	25*2
25*28					
/					
PERMZ					
25*8.5	25*7.8	25*23	25*15	25*16	25*78
25*98	25*87	25*15	25*111	25*57	25*4.5
25*15	25*15	25*16	25*54	25*98	25*87
25*7	25*111	25*850	25*2	25*91	25*15
25*16	25*54	25*98	25*87	25*4	25*111
25*45	25*1	25*19	25*4	25*16	25*5
25*98	25*87	25*41	25*22	25*75	25*78
25*72	25*48	25*16	25*4	25*98	25*87
25*41	25*22	25*8.4	25*35	25*122	25*84
25*6	25*5	25*98	25*87	25*41	25*223
25*0.5	25*24	25*15.5	25*8	25*16	25*46
25*98	25*87	25*41	25*33	25*82	25*29
25*45.9	25*5	25*16	25*6.2	25*98	25*87
25*61	25*6	25*96	25*45	25*15.9	25*21
25*16	25*2.3	25*98	25*78	25*3	25*655
25*36	25*64	25*18	25*13	25*165	25*215
25*45	25*78	25*16	25*64	25*12	25*82
25*19	25*49	25*15	25*15.5	25*45	25*78
25*35	25*556	25*9	25*15	25*12	25*16
25*15	25*32	25*45	25*78	25*358	25*655
25*9.8	25*78	25*10	25*15	25*15	25*15
25*45	25*46	25*95	25*15	25*74	25*52
25*9	25*74	25*8.9	25*49	25*45	25*46
25*944	25*15	25*75.3	25*24	25*0.98	25*57
25*89	25*97	25*45	25*46	25*15	25*15

25*32.5	25*24	25*0.65	25*58	25*15	25*98
25*45	25*15	25*785	25*15	25*25.8	25*15
25*44	25*26	25*15	25*98	25*45	25*15
25*152	25*95	25*8.5	25*28	25*425	25*2
25*28					

/

ENDBOX

BOX

1 25 1 25 10 10 /

PERMX

25*1500	25*59	25*59	25*46	25*3.2
25*1200	25*320	25*451	25*201	25*45
25*15	25*254	25*96	25*230	25*100
25*850	25*541	25*625	25*634	25*78
25*54	25*54	25*54	25*54	25*98

/

PERMY

25*1500	25*59	25*59	25*46	25*3.2
25*1200	25*320	25*451	25*201	25*45
25*15	25*254	25*96	25*230	25*100
25*850	25*541	25*625	25*634	25*78
25*54	25*54	25*54	25*54	25*98

/

PERMZ

25*150.0	25*59	25*59	25*46	25*323
25*120.0	25*320	25*451	25*2012	25*475
25*158	25*254	25*96	25*230	25*1005
25*8504	25*541	25*625	25*63.4	25*758
25*542	25*547	25*547	25*546	25*985

/

ENDBOX

BOX

1 25 1 25 11 20 /

PERMX

625*32	625*15	625*5	625*12	625*16
625*20	625*12	625*23	625*45	625*26

/

PERMY

625*32	625*15	625*5	625*12	625*16
625*20	625*12	625*23	625*45	625*26

/

PERMZ

625*320	625*150	625*50	625*120	625*160
625*200	625*120	625*230	625*450	625*260

```

/
ENDBOX
BOX
1 25 1 25 1 20 /
PORO

12500*0.036 /
INIT
OLDTRAN
DEBUG
1 1 0 0 0 0 1 1 1 0 0 0 6*0 1 1 /

```

```

=====
PROPS
DENSITY
50.25 63 /
PVDO
500 1.936 0.232
1200 1.9356 0.235
2000 1.9258 0.237
2800 1.9248 0.238
3600 1.9220 0.241
4400 1.9197 0.245
5200 1.9184 0.247
6500 1.9155 0.251 /

```

```

PVTW
6500 1.025 3E-06 0.282 0.0 /

```

```

ROCK
6500 4E-06 /

```

```

SWOF
-- table for 1000mD
0.15 0.0 0.9 6.0
0.45 0.2 0.3 2.8
0.68 0.4 0.1 2.2
0.8 0.55 0.0 2.1 /

```

```

-- table for 200mD
0.25 0.0 0.9 11.0
0.50 0.2 0.3 3.8
0.70 0.4 0.1 2.45
0.8 0.55 0.0 2.22 /

```

```

DPKRMOD
2* YES /
2* YES /

```

REGIONS

SATNUM

```
625*1    625*1    625*2    625*2
625*2    625*2    625*2    625*1
625*2    625*1    625*2    625*2
625*1    625*2    625*1    625*2
625*2    625*2    625*1    625*2/
```

SOLUTION

EQUIL

```
16000    6500    20000    1.0    /
```

RPTRST

```
BASIC=2    /
```

SUMMARY

FPR

WBHP

```
prod1
inj1
/
```

FOPR

FWPR

FOPT

FWPT

FVPR

WWCT

```
prod1 /
```

TCPU

EXCEL

SCHEDULE

RPTRST

```
BASIC=2    /
```

TUNING

```
1 365 0.1 0.15 1 0.3 0.1 1.25 0.75 /
0.1 0.001 1E-7 0.0001
10 0.01 1E-6 0.001 0.001 /
12 1 50 1 15 8 4*1E6 /
```

WELSPECS

```
prod1 G1    8    12 16400oil    /
inj1    G2    16    1216800water /
/
```

```

COMPDAT
  prod1 8 12 1 20 open 1* 1* 0.67 /
  inj1 16 12 1 20 open 2* 0.67 /
/
WCONPROD
  prod1 open BHP 10000 3* 1* 5000 /
/
WCONINJ
  inj1 water open BHP 12000 3* 8000/
/
TSTEP
  10*1000 /
END

```

### 3.4. Сравнение результатов модели по различными зонами перфорации

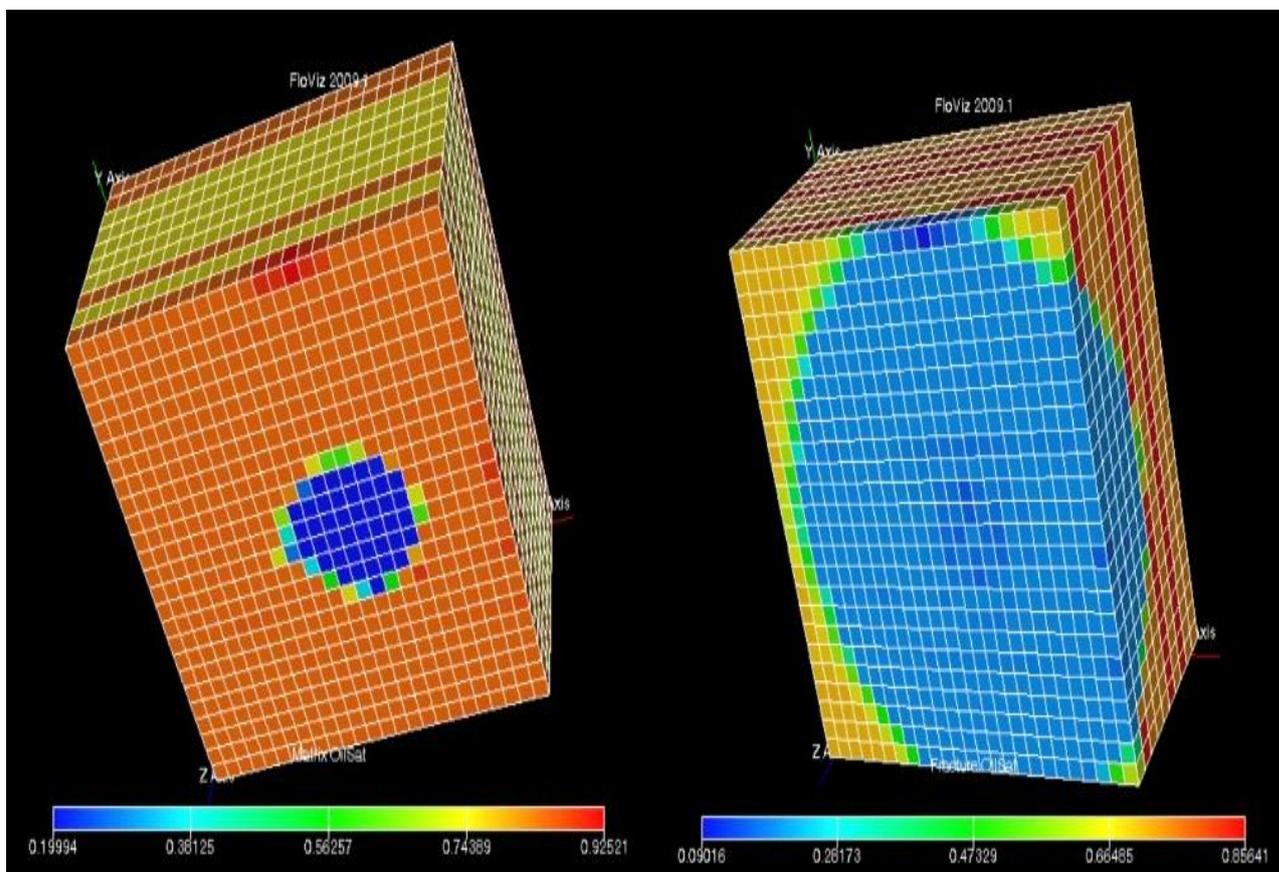


Рисунок 3.1 – Модель пласта после заводнения при сценарии полного вскрытия

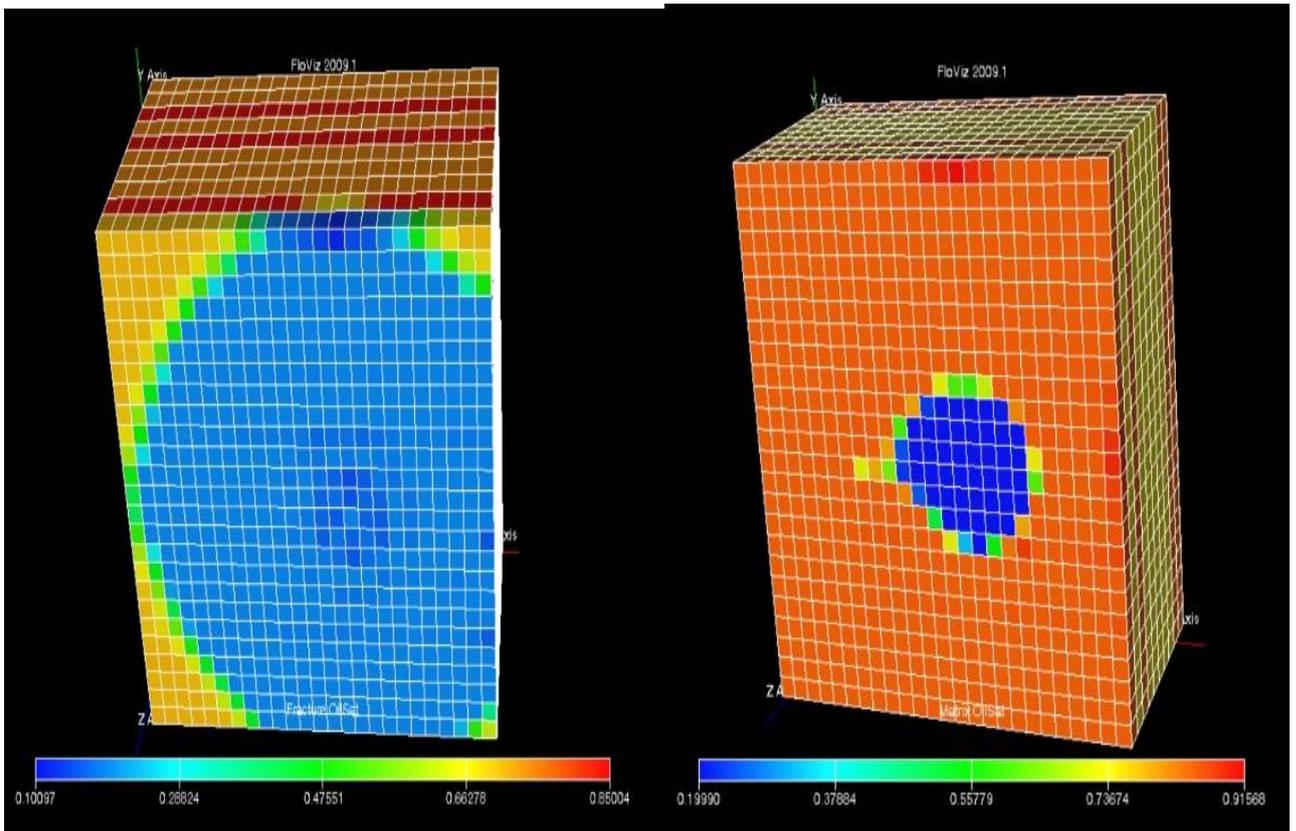


Рисунок 3.2 – Модель пласта после заводнения при перфорации верхних 10 ячеек

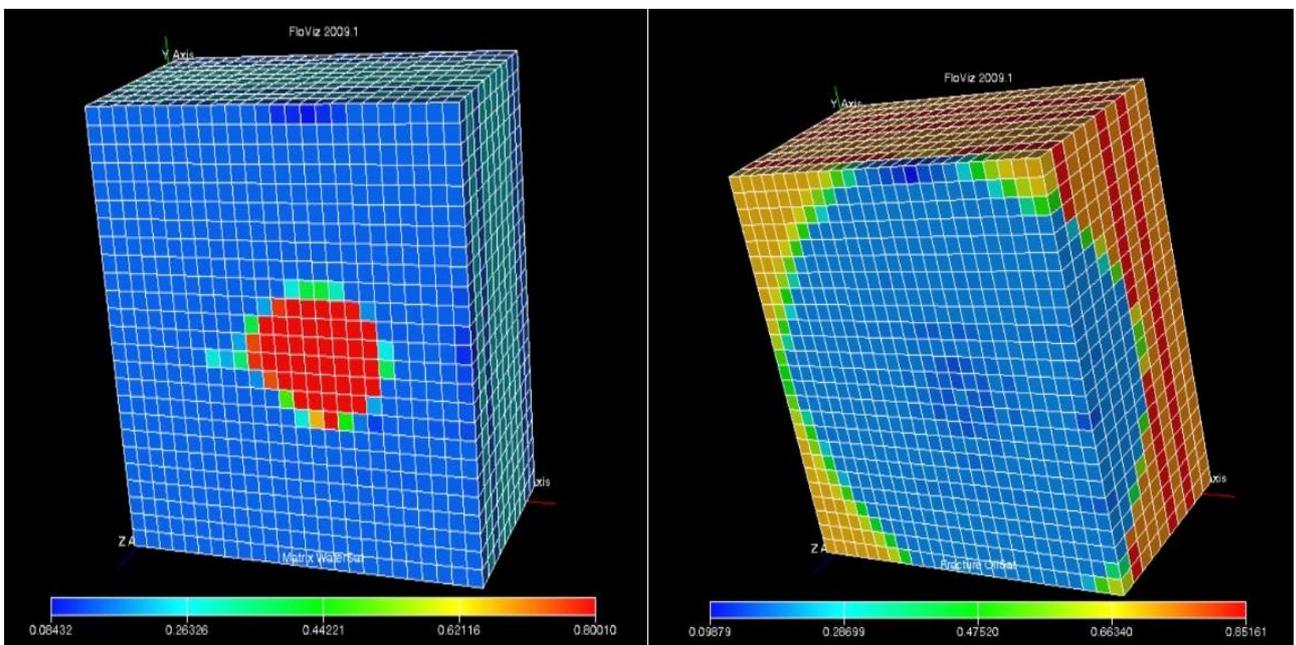


Рисунок 3.3 – Модель пласта после заводнения при перфорации 2 ячеек по середине добывающих скважин

Для сравнение этих модели ниже представлены данные полученные из программы Eclipse100, а именно графики по добыче воды, нефти и изменению давления в пласте. Далее будет приведены выводы на основе данных графиков и объяснения характера их изменений. В файле DUALPORO2 смоделирован вариант добычи, при котором пласт вскрыт по всей длине. В файле DUALPORO2\_1 перфорирована только верхняя матричная часть пласта. В файле DUALPORO2\_2 вскрыта только срединная часть пласта.

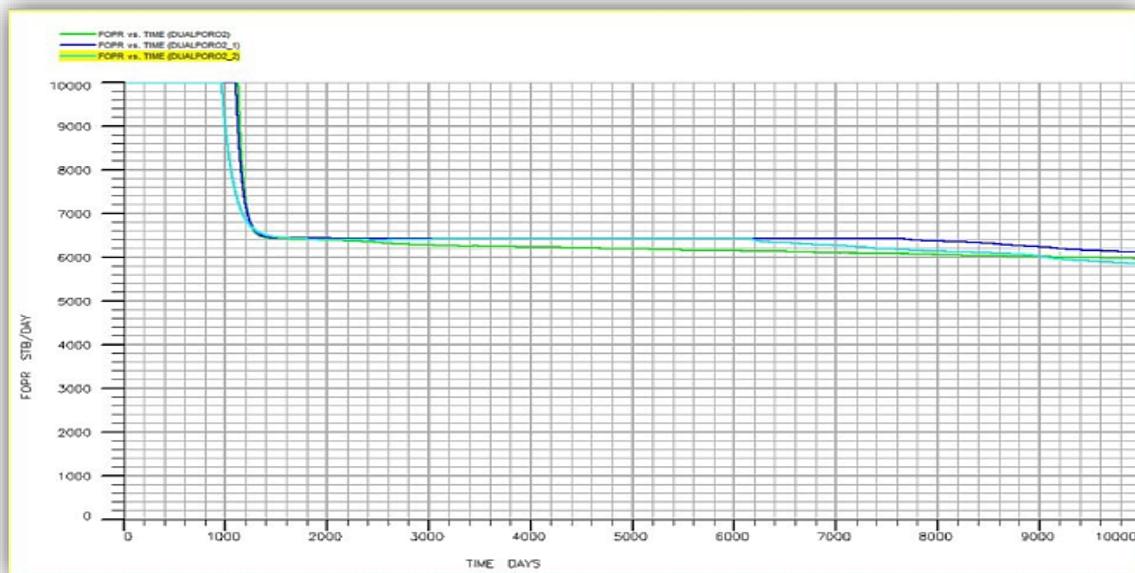


Рисунок 3.4 – Дебит нефти по месторождению

Согласно графику FOPR (Field Oil Production Rate) на 1000-ый день дебит нефти начинает резко падать. Данное падение длится до 1400 дня и принимает постоянный характер на уровне около 6500 стандартных баррелей в день в случае, когда скважина перфорирована в середине. Скорей всего это объясняется тем, что закачиваемая вода поступает в середину пласта и нефть с нижней части пласта, просто не может быть извлечена, следовательно, постоянный поток нефти заканчивается чуть раньше срока. В двух других моделях снижение дебита происходит в одно время, т.к. объем нефти который они выкачивают примерно одинаковый.

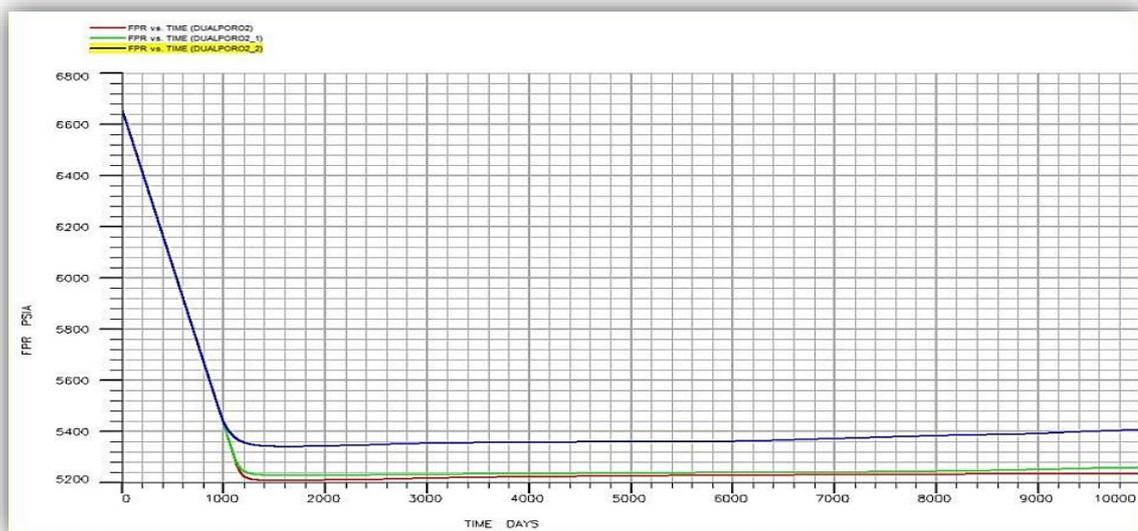


Рисунок 3.5 – Показатель изменения давления

График среднего давления в пласте FPR показал, что в модели DUALPORO2\_2, когда стабильный дебит заканчивается, давление становится монотонно увеличивающимся в диапазоне 100 пси. В двух других моделях восстановление давления начинается позже, как мы и говорили, причиной этого является то, что добыча происходит с большего объема месторождения. В модели DUALPORO2\_1, где перфорирована матричная часть восстановление давления начинается чуть раньше, потому что матричная часть находится только в определенной части пласта, объем которой естественно меньше объема всего месторождения из модели DUALPORO2.

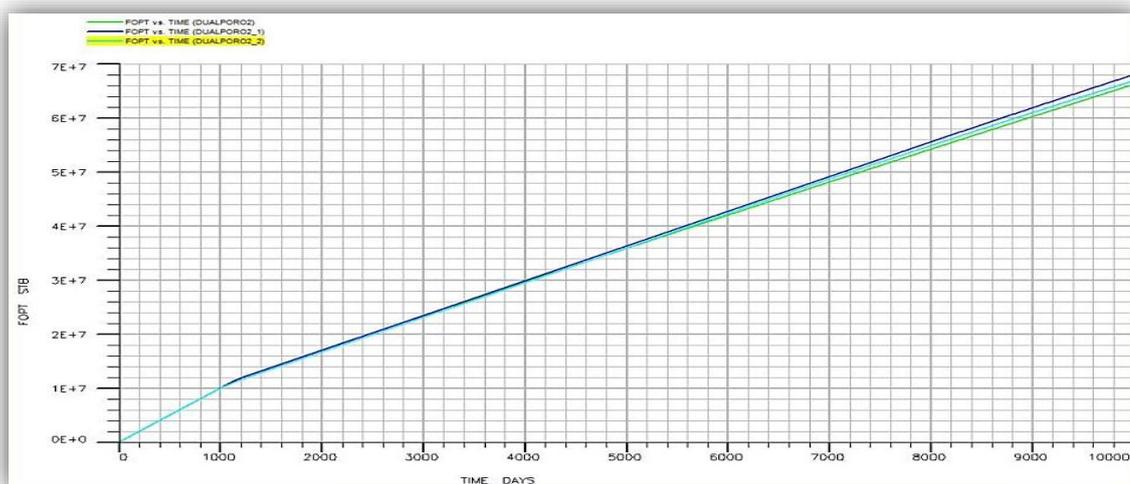


Рисунок 3.6 – Общий объем добычи нефти

Графики FOPT (Field Oil Production Total) связаны с графиками FOPR, т.к. первый показывает общую накопленную добычу нефти, а второй дебит, с которым он накапливается. Как видно до 1000-ого дня добыча была постоянной во всех 3 моделях, а потом добыча начала немного уменьшаться, дебит стал равен приблизительно 6500 стандартных баррелей в день. Общий тренд очень схож, что говорит, что общий объем откачанной нефти будет примерно одинаков, несмотря на то, с какой части пласт идет перфорирование.

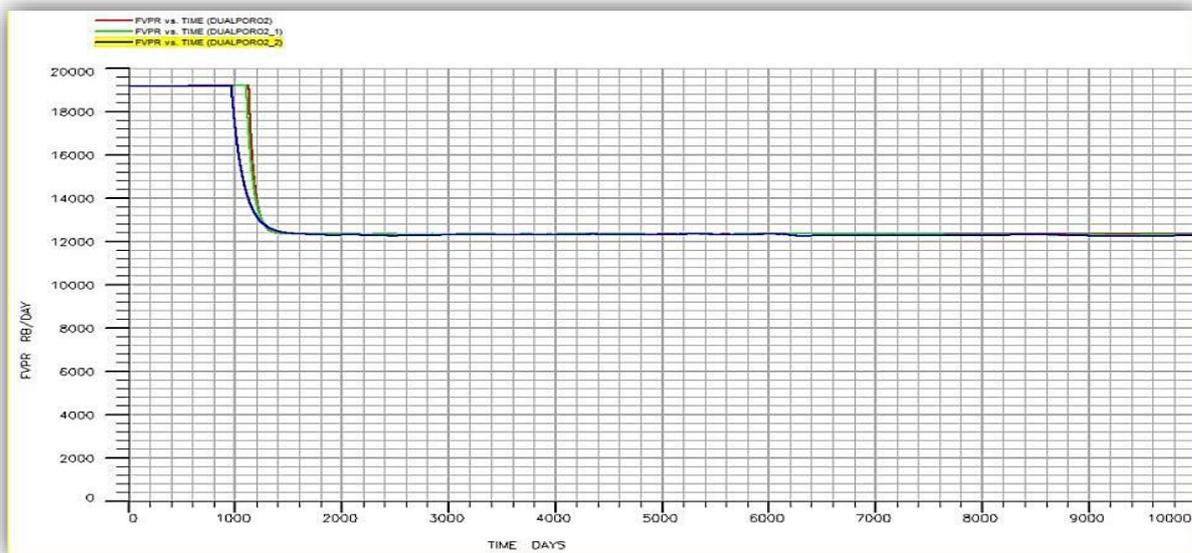


Рисунок 3.7 – Дебит жидкости по месторождению

Графики FVPR (Field Volume Production Rate) показывает дебит всего флюида, который добывается из месторождения. В нашем случае эти флюиды вода и нефть, и как видно этот график очень схож с графиком FOPR. Отличиями двух графиков является то, что дебит общей жидкости больше, если у нефти он был в начале 10000 стандартных баррелей в день, у общей жидкости равен 18600 резервуарных баррелей в день. Ещё хотелось бы отметить, что в 1100-ый день график всех трех моделей одинаковый, на уровне 12500 резервуарных баррелей в день, хотя на графиках FOPR он был не постоянным. Причиной этому является то, что дебит общей жидкости включал добычу воды в разных секциях месторождения, и дебит был одинаков, но объем откачиваемой нефти всегда был разным.

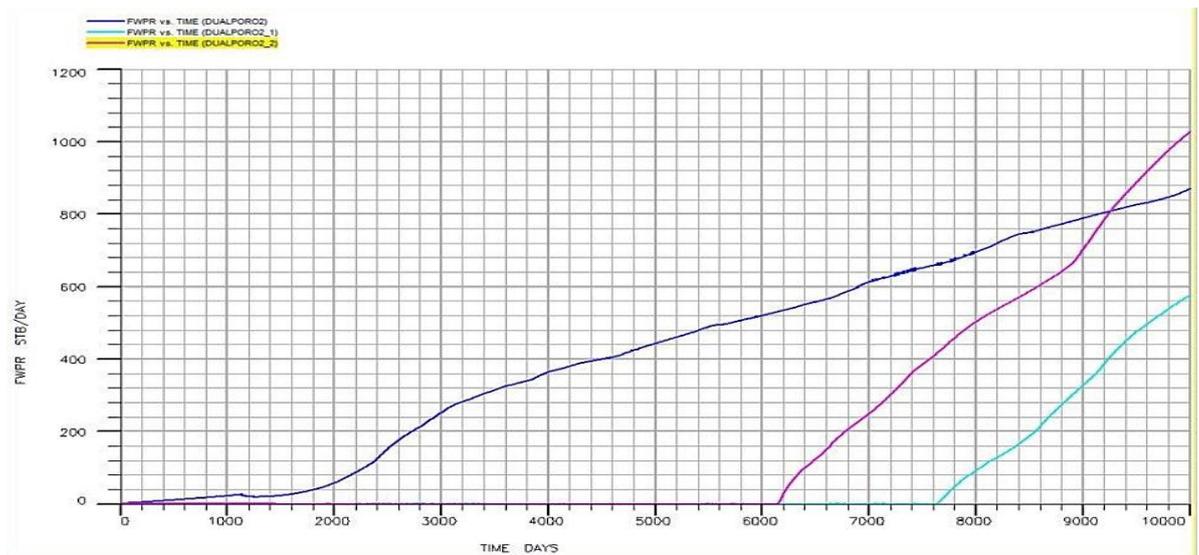


Рисунок 3.8 – Дебит воды по месторождению

Графики FWPR (Field Water Production Rate) показывают добываемый дебит воды. Модель DUALPORO2 начала добывать воды практически сразу с момента запуска добычи. Скорей всего это связано с тем, что т.к. в этой модели месторождение перфорировано полностью, то больше воды выходит через добывающую скважину или был затронут небольшой водяной бассейн, что обводнило скважинную продукцию. Хотелось бы отметить, что добыча воды все-таки не такая большая, в начальный период она составляла даже менее 100 стандартных баррелей в день.

Обводнение продукции в двух других моделях произошло позже, но дебит в них увеличивался более стремительно, чем в модели DUALPORO2, где дебит более равномерен.

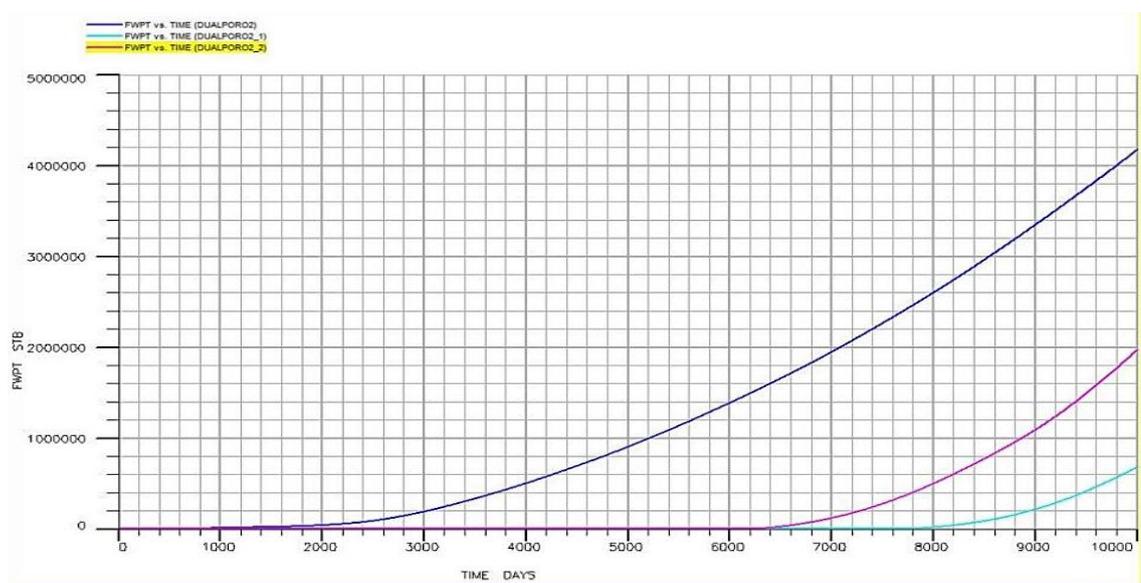


Рисунок 3.9 – Общий объем добычи воды

Графики FWPT (Field Water Production Total) также очень взаимосвязаны с графиками FWPR. Накопленная добыча воды как видно монотонно увеличивается у каждой модели согласно данным из FWPR, что логично.

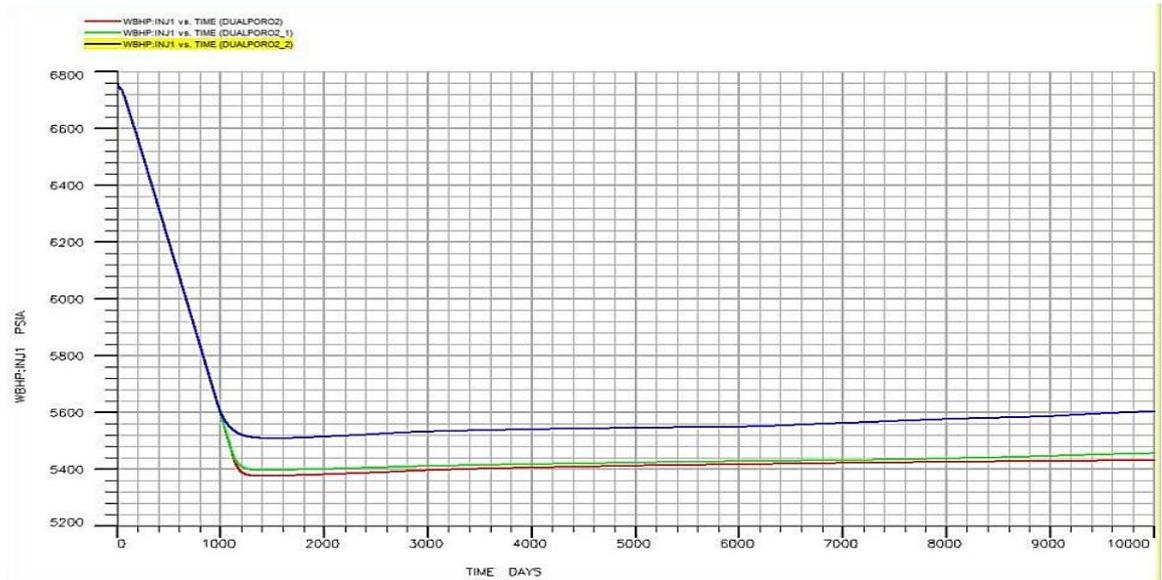


Рисунок 3.10 – Забойное давление скважин

Графики WBHP: INJ1 (Well Bottom Hole Pressure: Injection 1) показывают пластовое давление у нагнетательной скважины. Общий вид очень схож в графиком FPR и даже по значениям они приблизительно одинаковые, но расхождение происходит в момент, когда стабильный дебит нефти нарушается и восстанавливается давление. Показатели давления в период восстановления находятся чуть выше, чем среднее пластовое давление в тот же отрезок времени.

WBHP: PROD1 (Well Bottom Hole Pressure: Production 1) – это график пластового давления, но уже у добывающей скважины. Общий тренд схож. В момент изменения дебита нефти, давление у всех 3 моделей становится равным 5000 psi.

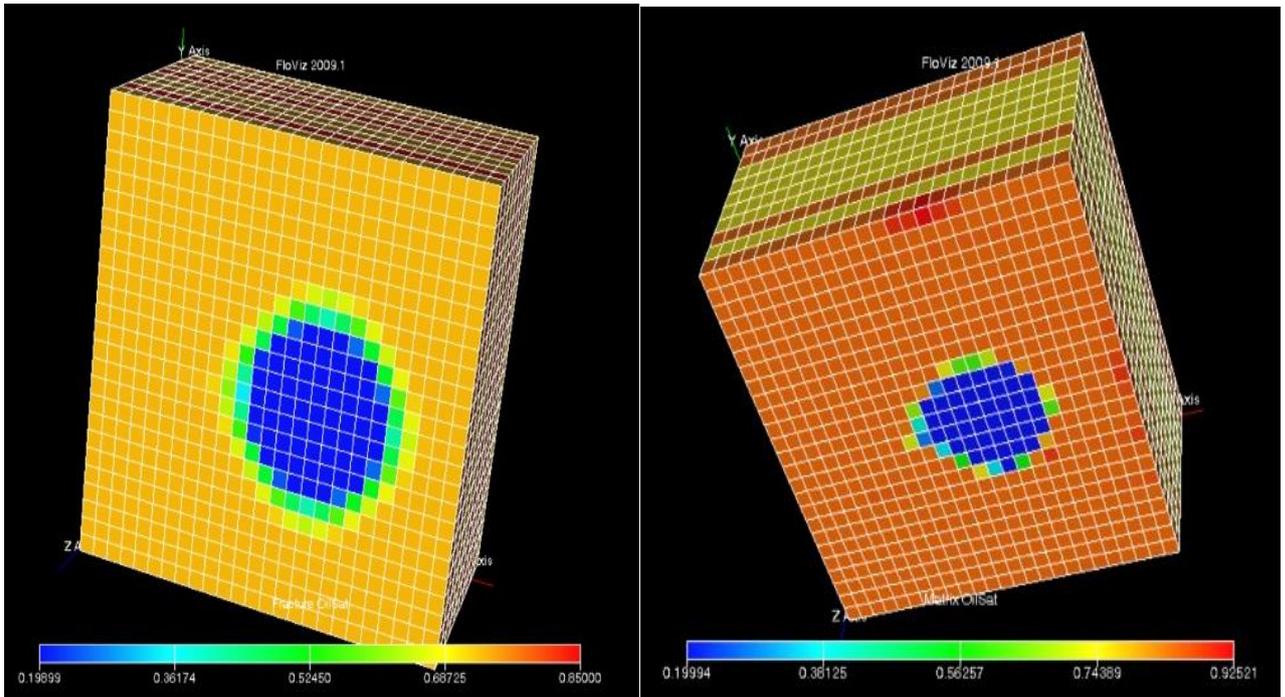


Рисунок 3.11 – Сравнение моделей заводнения с полимером(а) и без полимера(б)

#### Глава 4. Расчет линейного коэффициента корреляции Пирсона

Самое распространенное измерение проницаемости в нефтегазовой отрасли – это коэффициент Дикстра-Парсонса. Его формула

$$V_{DP} = \frac{k_{0,50} - k_{0,84}}{k_{0,50}}, \quad (4.1)$$

где  $k_{0,50}$  – средняя проницаемость,

$k_{0,84}$  – проницаемость стандартного отклонения выше  $k_{0,50}$ .

$V_{DP}$  также называют коэффициент вариации проницаемости.

Для его расчета наша команда выписала все значения проницаемости по длине  $Z$  и толщина каждого такого пласта. Проницаемости сортируются по увеличению, а напротив них строится ряд вероятностей, в обратном порядке. Для каждой вероятности строится обратное значение стандартного нормального распределения, а для каждой проницаемости находится соответствующий ей натуральный логарифм.

Таблица 4.1 – Результаты расчета Дикстра-Парсонса

Проницаемость, мД	Толщина, м	$z$	Вероятность	$\ln(K)$
86	25,0	-2,05	0,02	4,454
14,5	25,0	-0,77	0,22	2,674
9,8	25,0	-0,20	0,42	2,282
5,6	25,0	0,31	0,62	1,723
2,1	25,0	0,92	0,82	0,742

Согласно получившимся данным, был построен логарифмический график Дикстра – Парсонса (график 1.1). Также для удобства расчета была проведена линия тренда. При решении уравнения, коэффициент Дикстра – Парсонса был найден равным 0.7149.

Для расчета линейного коэффициента корреляции Пирсона, нами были проведены расчеты зависимости дебита нефти и среднего давления в пласте, которые мы получили, благодаря данным из Eclipse100. Ниже показаны наши данные. Было принято решение взять за время отсчета момент, когда дебит нефти начнет падать ввиду нехватки пластового давления.

Таблица 4.2 – Данные для расчета коэффициента Пирсона

Время, день	Среднее давление, psi	Дебит нефти, ст.куб.фут/день
1127,1	5272,9	10000
1127,2	5272,8	9991,5
1127,3	5272,7	9983,5
1127,4	5272,5	9975,9
1127,5	5272,4	9968,5
1127,6	5272,3	9961,2
1127,7	5272,2	9953,9
1127,8	5272,0	9946,8
1127,9	5271,9	9939,8
1128,0	5271,8	9932,8
1128,1	5271,7	9925,8
1128,2	5271,6	9918,9
1128,3	5271,4	9912,0
1128,4	5271,3	9905,2
1128,5	5271,2	9898,4
1128,6	5271,1	9891,6
1128,7	5271,0	9884,9
1128,8	5270,8	9878,1
1128,9	5270,7	9871,4
1129,0	5270,6	9864,7
1129,1	5270,5	9858,1
1129,2	5270,4	9851,5
1129,3	5270,2	9844,9
1129,4	5270,1	9838,3
1129,5	5270,0	9831,7
1129,6	5269,9	9825,2
1129,7	5269,8	9818,6
1129,8	5269,6	9812,1
1129,9	5269,5	9805,7
1130,0	5269,4	9799,2
1130,1	5269,3	9792,7
1130,2	5269,2	9786,3
1130,3	5269,1	9779,9

1130,4	5268,9	9773,5
1130,5	5268,8	9767,1
1130,6	5268,7	9760,7
1130,7	5268,6	9754,3
1130,8	5268,5	9748,0
1130,9	5268,4	9741,6
1131,0	5268,3	9735,3
1131,1	5268,1	9729,0
1131,2	5268,0	9722,7
1131,3	5267,9	9716,5
1131,4	5267,8	9710,2
1131,5	5267,7	9704,0
1131,6	5267,6	9697,7
1131,7	5267,5	9691,5
1131,8	5267,3	9685,3
1131,9	5267,2	9679,1

Согласно нашим расчетам, коэффициент Пирсона практически равен единицы, что означает очень большую связь между данными величинами. Объем выборки был выбран 50, чтобы увеличить точность нашего расчета. Для расчета границ доверительного интервала, мы применяли преобразование Фишера, что и является полушириной доверительного интервала. Квантиль – ещё одна переменная для расчета границ доверительного интервала, а для её нахождения нам нужна стандартная ошибка. Сам квантиль оказался равным 1.96, что означает, что в пределе 1.96 стандартных отклонений от среднеарифметической находится 95% нормально распределенных величин. Как выяснилось в пределах 0.9998 и 1.0000 находится истинное значение коэффициента корреляции по генеральной совокупности.

Таблица 4.3 – Результаты расчета коэффициента Пирсона

Коэффициент Пирсона	0,9999
n (объем выборки)	49
z (полуширина доверительного интервала)	5,0205
se (стандартная ошибка)	0,1474
c_95% (квантиль)	1,9600
Нижняя граница, Zl	4,7315
Верхняя граница, ZU	5,3095
Нижняя граница, RL	0,9998
Верхняя граница, RU	1,0000

## Глава 5. Экономическая часть

Для расчета экономической части месторождения Тенгиз, мы использовали: показатели добычи, вложения в проект, эксплуатационные затраты, налоговая система и т.д. Более основательно с базовыми данными можно ознакомиться благодаря таблице ниже:

Таблица 5.1 – Экономические данные месторождения

Оборудование 1 скважины, тг	758 000 000
Оборудование 2 скважины, тг	758 000 000
Тонна полимера, тг	947 500
Удельный расход электроэнергии на 1 тонну добываемой нефти, кВт·ч/т	55,3
Удельный расход электроэнергии на закачку 1 м <sup>3</sup> воды, кВт·ч/м <sup>3</sup>	21,4
Объем закачки полимера, т	14
Объем закачки воды, т	350
Стоимость электроэнергии, тг/кВт·ч	7
Численность рабочих на 1 скважину действующего фонда, раб/скв.	2
Оплата труда, тг/раб в год	2 260 000
Удельные затраты на сбор, транспортировку, подготовку 1 т. нефти, тг/1 т	850
Текущий ремонт, % от стоимости ОПФ	1,4%
Общие производственные затраты, % от суммы прямых и косвенных затрат.	23%
Внепроизводственные затраты, % от полной себестоимости	7%
Цена нефти, тг/т	205 418
Общая добыча в день, т	300
Цена полимера, тг/т	1 140 000
Цена закачиваемой воды, тг/т	100
НДС	12%
НДПИ	0,65%

Где ОПФ – основные производственные фонды;

НДС – налог на добавочную стоимость;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых.

Амортизация – это очень важный финансовый показатель, который показывает стоимость издержек на износ оборудования, которое используется

на буровой. Для данного расчета был выбран самый простой и достоверный способ – линейный. Сначала определяется норма амортизации, которая вычисляется по формуле (5.1):

$$\text{НАО} = \frac{100\%}{\text{срок эксплуатации в годах}} = \frac{100\%}{10} = 10\% \quad (5.1)$$

Далее находится эта сумма, которая берется из стоимости нашего оборудования на буровой:

$$\frac{(758\,000\,000 * 2 * 10\%)}{100\%} = 1\,516\,000 \text{ тг.} \quad (5.2)$$

Амортизационные отчисления каждый месяц составили:

$$1\,516\,000 / 12 = 126\,333 \text{ тг.} \quad (5.3)$$

Сумма прямых и косвенных затрат составила 5 979 673 450 тг. в год, которая была вычислена с учетом годовых расходов на электроэнергию, оплаты труда рабочих, удельных затрат на транспортировку, общих производственных затрат и конечно же, амортизационных отчислений.

Полная себестоимость включила себя сумму затраченную на оборудование и общих затрат, а следовательно составила 7 495 673 450 тг. в год.

В таблице 5.2 представлены данные по доходам и расходам на месторождении, с учетом данных по дебиту, полученных с помощью нашей геологической модели. Для удобства расчета, была найдена цена 1 тонны нефти, которая составила 205 418 тенге. За нулевой год расходом был зафиксирована цена полной себестоимости нашего проекта. Эти данные были использованы нами, для нахождения коэффициентов, определяющих рентабельность данного проекта.

Таблица 5.2 – Данные по доходам и расходам на месторождение

Период, год	Дебит, т/день	Доход, млрд. тг	Расход, млрд. тг
0			7,5
1	330	19,7	6
2	320	19,0	6
3	315	18,7	6
4	295	17,4	6
5	313	18,6	6
6	317	18,8	6
7	301	17,8	6
8	307	18,2	6

9	280	16,5	6
10	284	16,7	6

На основе этих данных были найдены такие параметры как денежный поток и дисконтированный денежный поток (экономический факт того, что сумма денежного потока в настоящий момент, имеет большую реальную стоимость, чем та же сумма в будущем). Эти данные нужны для оценки всевозможных рисков, инфляций, снижении курсов валют, цен на нефть и т.д. Коэффициент DCF составил 45 094 711 163 тг., что показывает выгодность данного проекта, на отрезок в 10 лет, а значение NPV включает в себя еще первоначальные затраты в нулевой период и составляет 37 599 037 713 тг.

Значение IRR представляет собой процентную ставку, при которой чистый дисконтированный доход равен и его значение 179%, что обусловлено большим доходом с месторождения, учитывая медленное истощение и грамотную разработку месторождения с поддержанием определенного показателя дебита.

Значение PI равно 502, что показывает очень большую прибыльность инвестиций. Если значение больше 1, то данный вариант рентабелен. Расчет данного коэффициента очень прост –  $PI = NPV/I$ , где  $I$  – сумма, затраченная в нулевой год на проект.

Значение NUS характеризует эффективность инвестиции в абсолютных значениях с пересчетом на 1 период (или год) и составило 2 244 734 893 тг.

Таблица 5.2 – Результаты экономических расчетов

Период, год	Денежный поток, млрд тг	Дисконтированный денежный поток, млрд тг
0	-7,5	
1	13,7	10,9
2	13,0	8,4
3	12,7	6,5
4	11,4	4,7
5	12,6	4,1
6	12,8	3,4
7	11,8	2,5
8	12,2	2,0
9	10,5	1,4
10	10,7	1,2
	DCF	45,1
	IRR	179%
	PI	502
	NUS	2,3

NPV	37,6
-----	------

Последним хотелось бы показать изменение показателей денежного потока и общий тренд, на котором видно постепенное снижение данной суммы, с исключениями в 5, 6, 8 периодах. Общее падение тренда с 14 миллиардов до 11, все же подчеркивает крайнюю инвестиционную привлекательность данного проекта.

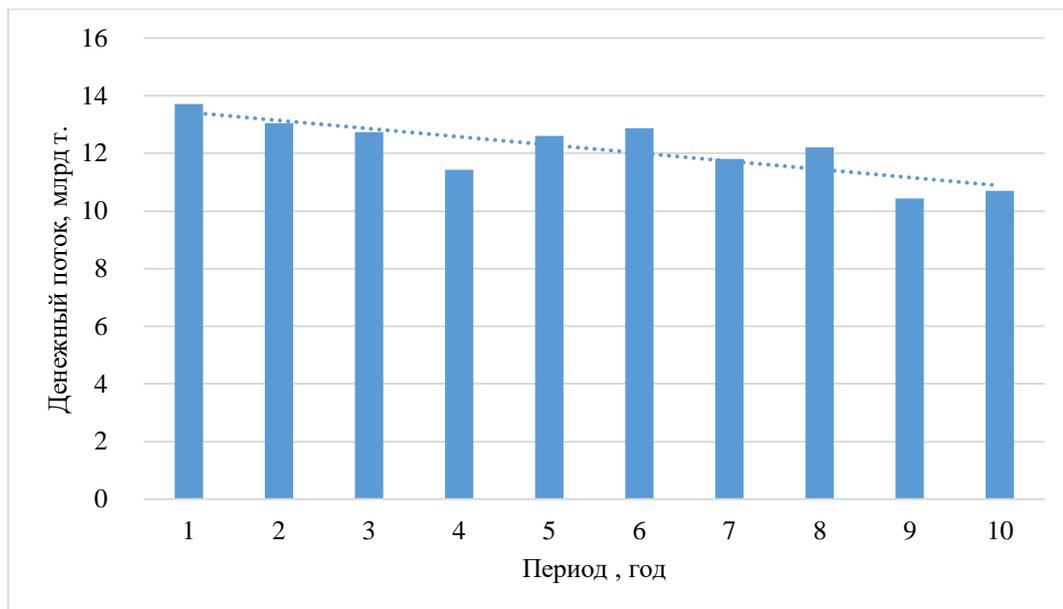


График 5.1 – Показатель денежных расходов

## Глава 6. Охрана недр и окружающей среды.

Нефтяная промышленность имеет большой потенциал к загрязнению окружающей среды. На Тенгизском нефтяном месторождении производится добыча и переработка газа компанией «Тенгизшевройл». Основными источниками вредных веществ являются сами процессы на производстве и оборудование. Из оборудования загрязнителями являются: замерные установки, добывающие скважины, слаг-кетчеры, узлы подключения, выкидные и нефтесборные линии, установки нагнетания метанола.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на ТОО «Тенгизшевройл» являются:

- дымовые трубы технологических установок, газотурбинных установок;
- факельные системы технологических установок;
- вентиляционные шахты промышленных помещений;
- резервуарный парк нефти, склады серы;
- неплотности оборудования;
- очистные сооружения;

Общее количество источников выбросов на Тенгизском нефтепромысле равно 127, из которых 54 являются неорганизованными. Основными веществами, которые загрязняют атмосферу являются углеводороды, сероводород, меркаптаны и пыль. Для каждого газа, который выпускается в атмосферу установлены границы нормирования его содержания в воздухе или ориентировочные уровни воздействия, которые не ведут к проблемам со здоровьем.

Расчеты концентрации выбросов были проведены в 2000 году и в 2005 году по всем загрязняющим источникам выбросов. Проведены были расчеты в населенных пунктах, с целью выяснить, оказывают ли выбросы влияние на здоровье людей. Местом расчетов были выбраны поселки Сарыкамыс и Тенгиз. По результатам анализов воздуха было выяснено, что концентрация вредных веществ не превышают установленные ПДК. К примеру сочетание оксида азота и серы в сумме дали 0.568 ПДК, что является нормой, а также 0.784 на границе санитарно-защитной зоны.

Компанией ТШО был предусмотрен ряд мероприятий по противодействию загрязнению близлежащих зон.

- Окончание работ по модернизации ГПЗ в соответствии с новой программой, в том числе начало переработки обессеренного газа.
- Проведение работ по выпуску товарного газа и углеводородных газов европейского качества и снижение сжигания этого же газа на факелах
- Ввод в работу системы дегазирования нефти, которая будет собирать пары углеводородов и пропускать их в абсорбционную колонну, с последующим возвратом на производство.

- Установка 4-х сооружений дегазирования при помощи процесса D'GAASS фирмы Allisson & Associates, после которого концентрация сероводорода будет менее 10 ppm.
- Модернизация анализаторов контроля качества воздуха.

Санитарно-защитная зона устанавливается для того, чтобы обеспечить безопасность населения от выбросов химикатов, при возникновении аварии и при нормальной работе на месторождении. Исключаются всевозможные различные виды физического воздействия. Логично, что на территории СЗЗ нет никаких населенных пунктов.

Размеры СЗЗ Тенгизского месторождения равны 10 км от перспективных скважин, но запрещается строительство с западных и восточных частей. Установлено это было Минздравом СССР письмом № 04-5/148-5 от 28 июля 1988 года.

В настоящее время нормативом ПДВ учтены все скважины и ни одна из них не выходит за пределы нормативной части СЗЗ.

Немаловажным фактором охраны окружающей среды является водоотведение. Канализирование объектов ТШО производится путем схемы сбора и отведения сточных вод с учетом местных климатических условия для уменьшения образовавшихся сточных вод. Обычные бытовые сточные воды от поселка ТШО и промышленной базы отводятся без предварительной очистки по закрытой сети канализации.

Утилизация сточных вод ГПЗ производится следующим образом:

1. Заранее отстоянные сточные воды после очистки на заводе и пластовая вода, полученная из нефти, закачиваются в глубокий, изолированный подземный резервуар согласно трем нагнетательным скважинам Т-1NT, Т-3NT, Т-8NT;
2. Очищенные сточные воды поступают для последующего использования в утилизатор для производства пара, который будет подан для подавления сажи в факелах при сжигании газа;
3. При проведении ремонтных и профилактических работ на котле-утилизаторе или на полигоне закачки сточных вод в подземные горизонты, производственные и бытовые сточные воды отводятся в бассейн испарений ГПЗ.

Были проведены расчет по площадям полей испарений и было выяснено, что объем данных полей достаточен для разгрузки всех полученных объемов сточных вод. Данные поля испарений имеют большой резерв площади и могут принять дополнительные объемы сточных вод.

Обобщение и анализ материалов по проблеме захоронения сточных вод позволяет сделать вывод о том, что

1. Захоронение промышленных стоков в подземных горизонтах является наиболее передовым и экологичным, и не представляет опасности для окружающей среды, в целом, и геологической среды - в частности, поскольку поглощающие горизонты в нижнемеловых неокомских отложениях надежно

изолированы друг от друга и от нижележащих водоносных комплексов сеноман-альбских и юрских отложений.

2. Впервые в РК введена система повторного использования очищенных бытовых сточных вод и котлового остатка для приготовления пара на котле-утилизаторе для подачи на факелы для бездымного сжигания газа.

3. Значительно снизилось содержание нефтепродуктов в отводимых сточных водах за счет улучшения технологических процессов основного производства.

4. В сточных водах снизилось содержание сульфидов за счет совершенствования технологического процесса по извлечению сернистых соединений.

5. Сократились объемы аминосодержащих сточных вод и снизились концентрации ДЭА и МДЭА в них в результате замены намывных фильтров в системе аминовой очистки газов на рукавные.

Анализируя программу проводимого в настоящее время мониторинга за состоянием грунтовых вод, можно сделать следующие выводы:

1. Предприятие уделяет большое внимание проведению наблюдений за состоянием грунтовых вод вследствие осуществления своей производственной и хозяйственной деятельности, анализу получаемых результатов наблюдений, а также совершенствованию программы мониторинга.

2. Ежеквартально отбираются пробы грунтовых вод из наблюдательных скважин, расположенных вокруг пруда испарения ГПЗ и полей испарения поселка ТШО, а также из сети наблюдательных скважин вокруг полигона закачки сточных вод.

3. Программа проводимого мониторинга постоянно совершенствуется и отвечает требованиям Типовых правил проведения мониторинга, разработанных органами Министерства природных ресурсов и ООС.

ТОО ТШО осуществляет свою деятельность в соответствии с нормативными требованиями РК в области охраны окружающей среды, своевременно предоставляя в контролирующие органы нормативные проекты и отчеты. Предприятие планомерно осуществляет работы по модернизации системы водопотребления и водоотведения, направленные на решение вопросов повторного использования производственных и бытовых стоков, снижение нагрузки на приемники сточных вод и окружающую природную среду, повышение эффективности закачки сточных вод в глубокие горизонты при сведении экологического риска до минимума.

Подсчет запасов нефти был произведен с использованием информации по действующим разведочным и эксплуатационным скважинам на месторождении Тенгиз. Бурение собственных скважин «Тенгизшевройл» осуществляется методом безамбарного бурения с повторным использованием буровых растворов.

Увеличения объемов закачиваемых сточных вод в подземные горизонты, на поля и пруд испарения, связанных с подсчетом запасов не было,

следовательно, влияние на недра (подземные горизонты), загрязнения поверхностных и грунтовых вод в результате реализации проекта подсчета запасов не происходило.

Результатом подсчета запасов будет увеличение объемов добываемых углеводородов. Существующий газоперерабатывающий завод на 5-ти технологических линиях способен обеспечить добычу нефти до 12,5 млн. т в год. Для увеличения производства добычи нефти, потребуется строительство дополнительного нефтегазоперерабатывающего завода.

В настоящее время разрабатывается проект завода второго поколения ЗВП, производственная деятельность которого будет обеспечиваться от собственных систем водоснабжения с отведением сточных вод во вновь проектируемые приемники, независимые от существующих систем ГПЗ. В соответствии с природоохранными требованиями РК, для этого проекта и дальнейших проектов объектов инфраструктуры будут разработаны соответствующие ОВОС, в том числе мероприятия по охране окружающей среды. Все проектные материалы будут представлены на Государственную экологическую экспертизу.

За время работы ТШО проведена большая работа в плане охраны почв от загрязнения и истощения. В целом, следует подчеркнуть, что устойчивость всех почв территории партнерства СП «Тенгизшевройл» по отношению к физическим и химическим воздействиям весьма низкая. Несколько больший потенциал самоочищения у почв, сформировавшихся на песчаном субстрате с кальциево-натриевым классом миграции, что определяет их более высокую устойчивость к загрязнению по сравнению с луговыми почвами. Однако, устойчивость их в отношении физических воздействий, в частности, механических - крайне низкая. Почвы, на которых развит соленосный класс ландшафтов, обладают минимальной устойчивостью в отношении химического загрязнения и несколько большей устойчивостью в отношении физического воздействия.

Для передвижения по территории Партнерства в соответствии с природоохранной политикой используются исключительно дороги, в основном с твердым покрытием. На нарушенных участках земель территории Партнерства проведена механическая рекультивация и проведены исследования по биологической рекультивации с последующим восстановлением растительного покрова. Проводятся работы по укреплению песков.

Увеличение производства нефти, являющееся следствием реализации проекта подсчета запасов, потребует соответствующего проектирования и экологического обоснования – разработка проектов ОВОС, разработка мероприятий по охране почв. Все эти проектные материалы будут направляться на государственную экологическую экспертизу и работы по ним будут начинаться лишь по получении разрешения на специальное природопользование.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Наша команда ставила своей целью показать особенности разработки трещиноватого коллектора, воздействуя на него закачкой воды и полимерным заводнением в программном обеспечении Eclipse100.

В своем исследовании мы провели опробование сценариев по трем моделям заводнения при различном расположении зоны перфорации, применили полимерное заводнение в качестве оценки эффективности воздействия на пласт. Также был проведен сопоставительный анализ расчетной модели с числовой на примере небольшого участка блока с матрицей и трещиной, учитывая модель двойной пористости.

При решении задачи моделирования в работе было показано как распределяется давление пласте, в каком временном шаге происходит обводнение скважинной продукции, когда происходит падение стабилизированной добычи нефти.

Движение флюида в модели двойной пористости можно представить, как движение по трещинам, движение по матрице (модель двойной проницаемости) и переток между матрицами и трещинами.

На показатели добычи нефти в подобных коллекторах главным образом влияет наличие трещин, именно поэтому понимание их изменения в естественных трещиноватых коллекторах является ключевым фактором для изучения, проектирования и разработки данных месторождений. На практике от качества построения геолого-гидродинамической модели и ее достоверности зависит метод разработки, прогнозы уровня добычи и экономическая эффективность.

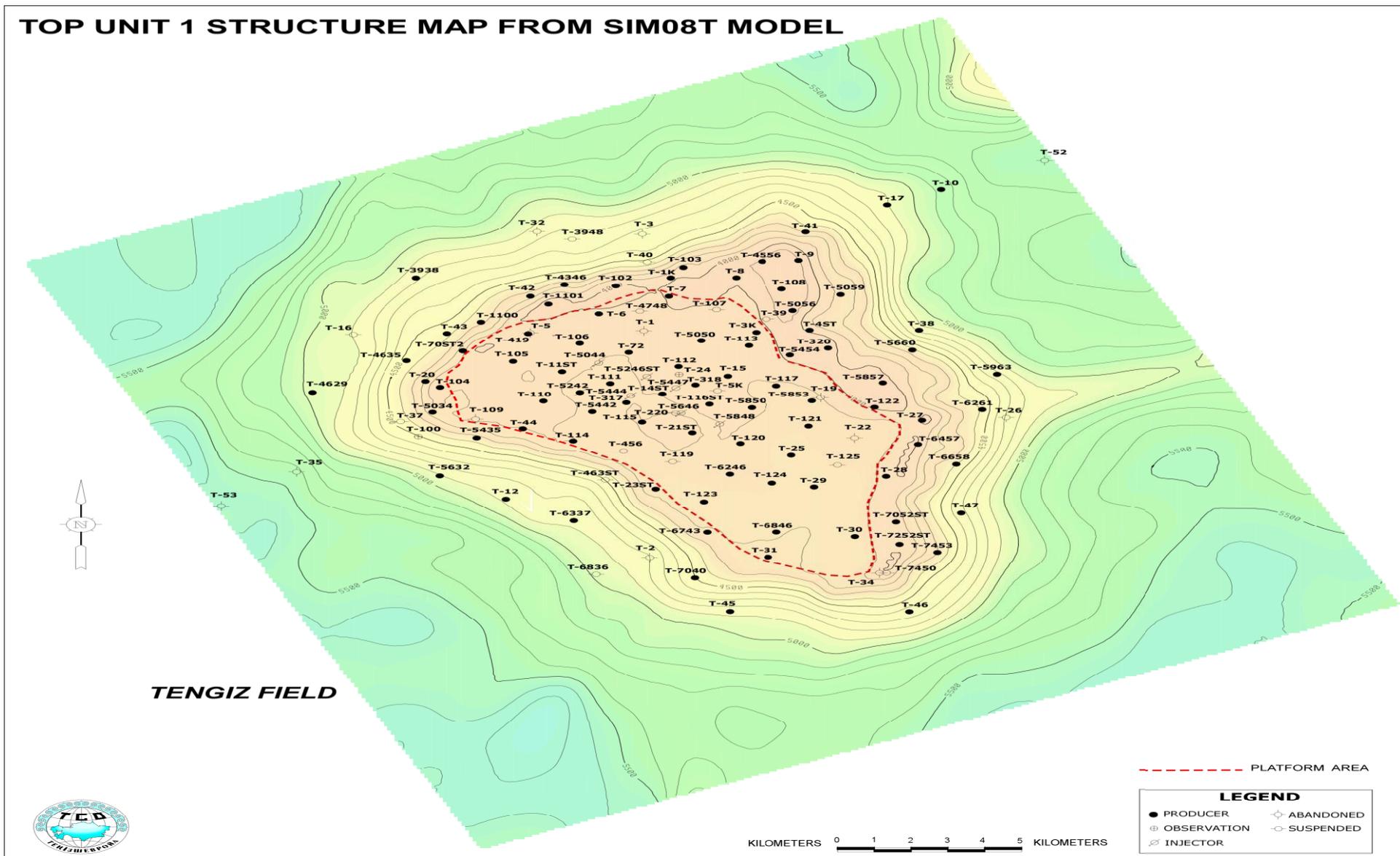
## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Warren, J.E. and Root, P.J. The behavior of naturally Fractured Reservoirs, SPEJ. 3,245-255,( Sept.1963).
- 2 Eclipse 100, Technical Description, Schlumberger, 2014.
- 3 Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 868 с.
- 4 Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: Пер. с англ. Н.А. Бардиной, П. К. Голованова, В. В. Власенко, В. В. Покровского/ Под ред. А. Г. Ковалева. – М.: Недра, 1986.-608с.
- 5 Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П., Кочин И.Н. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. ПММ, 1960, т. 24, вып. 5, стр. 852-864.
- 6 Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs. H. Kazemi - MEMBER SPE-AIME, L. S. Merrill, JR. K. L. Porterfield, P. R. Zeman – MEMBER SPE AIME. SPE 5719
- 7 К моделированию коллекторов с двойной пористостью. Тимур Лугуманов, ООО «РН-УфаНИПИнефть». 2018 г. SPE-191740-18RPTC-RU.



**Приложение Б**  
**Месторождение Тенгиз**  
**Структурная карта М 1:25 000**

**TOP UNIT 1 STRUCTURE MAP FROM SIM08T MODEL**



## ОТЗЫВ

Научного руководителя, PhD Исмаиловой Д.А. на дипломную работу Хусаиновой А., Токсанбаева Д., Дүйсенгазыева Д., Шиктыбаевой М. «Анализ эффективности методов увеличения нефтеотдачи при воздействии на трещиноватый коллектор», представленную на защиту диплома по специальности 5В070800 – «Нефтегазовое дело»

Дипломная работа Хусаиновой А., Токсанбаева Д., Дүйсенгазыева Д., Шиктыбаевой М. посвящена оценке эффективности методов воздействия на трещиноватый коллектор. Большая часть запасов углеводородов в мире приурочена к карбонатным коллекторам. Данные типы коллекторов являются трещиноватыми, они крайне неоднородны и являются сложной постройкой, которая намного сложнее в изучении. Неоднородность усложняет их анализ, разработку, особенно в условиях естественно – трещиноватых коллекторов. Несмотря на многочисленные исследования и на наличие обширной научной литературы в этой области, единая технология воздействия на данный тип коллектора все еще отсутствует, вследствие наличия трещин, которые влияют на показатели добычи.

Целью работы является оценка эффективности закачки воды и полимерного заводнения в трещиноватом коллекторе, а также сравнение математической модели с числовой.

Работу участники дипломного проекта выполняли самостоятельно, используя материалы научной литературы, научных статей. В короткие сроки участники овладели всеми необходимыми экспериментальными навыками при работе с программным обеспечением Eclipse100 (Black oil), освоили целый ряд достаточно сложных современных методик, необходимых для воздействия на коллектор с двойной пористостью.

В дальнейшем поставленная цель дипломной работы достигалась целым комплексом проведенных исследований. В процессе написания работы участники отличались прекрасной работоспособностью, и зарекомендовали себя с хорошей стороны. Была создана модель коллектора с двойной пористостью в E100, также был проведен анализ заводнения с разной областью перфорации, было также проведено полимерное заводнение в программном обеспечении, был проведен сравнительный анализ расчетов с числовой моделью.

Объём проделанной работы и актуальность позволяют заключить, что дипломная работа полностью соответствует требованиям, предъявляемым к работам студентов степени бакалавра.

Научный руководитель  
PhD



Исмаилова Д.А.

## РЕЦЕНЗИЯ.

**на дипломную работу Хусаиновой А. Р., Токсанбаева Д. М.,  
Дүйсенгазыева Д. Қ., Шиктыбаевой М.Б. «Анализ эффективности  
методов увеличения нефтеотдачи при воздействии на трещиноватый  
коллектор»**

Дипломная работа посвящена актуальной проблеме современной нефтегазовой отрасли – максимальному увеличению нефтеотдачи на месторождениях с карбонатно-трещиноватым типом коллектора. Особую значимость данной работе придает тот факт, что на данный момент 60% нефти в мире содержится именно в таком типе коллектора.

Актуальность данной работы не вызывает сомнений, т.к. мир стоит на пороге новой эры развития энергоносителей, а именно к постепенному переходу на возобновляемые источники энергии, что в свою очередь накладывает и свой отпечаток на нефтегазовую отрасль, требуя более грамотное и полное извлечение нефти с уменьшением процентного содержания остаточной нефти в пласте.

Статья является примером глубокого изучения проблемы увеличения нефтеотдачи не только в Казахстане, но и в мире, а именно в странах Персидского залива и США.

Представленная работа носит научный характер. В ней представлены математические расчеты, визуальное моделирование, а также действенные предложения для улучшения разработки на реальном месторождении.

Рецензент согласен с мнениями авторов, что полимерное заводнение будет очень дорогостоящим и нерентабельным способом увеличения нефтеотдачи для данного вида коллектора в данном месторождении.

Материал дипломной работы имеет ярко выраженную авторскую линию, т.к. не просто анализирует научные статьи по данной теме, но и высказывают свои точки зрения и объяснение различных результатов работы.

Дипломную работу Хусаиновой А. Р., Токсанбаева Д. М., Дүйсенгазыева Д. Қ., Шиктыбаевой М.Б. «Анализ эффективности методов увеличения нефтеотдачи при воздействии на трещиноватый коллектор» имеет определенную научную значимость и может быть полезна студентам, аспирантам и докторантам, занимающимся вопросами методов увеличения нефтеотдачи и исследованиями трещиновато-порового коллектора, соответствует всем требуемым стандартам такого рода.

Рецензент:

PhD доктор, профессор

АО "Казахстанско-Британский  
технический университет"



А.П. Ивахненко

## Краткий отчет



Университет:	Satbayev University
Название:	Оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи при воздействии на трещиноватый коллектор_Хусаинова А.Р., Токсанбаев Д.М., Дуйсенгазыев Д.К., Шиктыбаева М.Б..doc
Автор:	Хусаинова А.Р., Токсанбаев Д.М., Дуйсенгазыев Д.К., Шиктыбаева М.Б.
Координатор:	Жанар Байбусинова
Дата отчета:	2019-05-07 09:21:01
Коэффициент подобия № 1:	<b>6,1%</b>
Коэффициент подобия № 2:	<b>1,3%</b>
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	<b>25</b>
Количество слов:	10 039
Число знаков:	68 727
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	25



К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов. Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно.

**Количество выделенных слов 1**

>>

### Самые длинные фрагменты, определены, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ <a href="https://docplayer.ru/33941187-A-z-huramshina-institut-tatnipineft.html">https://docplayer.ru/33941187-A-z-huramshina-institut-tatnipineft.html</a>		38
2	URL_ <a href="http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p392-407_NazarovAV_ru.pdf">http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p392-407_NazarovAV_ru.pdf</a>		34
3	Изучение влияния цеолитных катализаторов на выход $\alpha$ -олефинов при крекинге парафинов Satbayev University (И_Х_И)	Караулова Бахытгуль Казбековна	31
4	URL_ <a href="http://lithology.ru/node/379">http://lithology.ru/node/379</a>		31
5	URL_ <a href="http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p392-407_NazarovAV_ru.pdf">http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p392-407_NazarovAV_ru.pdf</a>		20
6	URL_ <a href="http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p392-407_NazarovAV_ru.pdf">http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p392-407_NazarovAV_ru.pdf</a>		18

7	URL_ <a href="http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p392-407_NazarovAV_ru.pdf">http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p392-407_NazarovAV_ru.pdf</a>		17
8	URL_ <a href="https://kpfu.ru/portal/docs/F_343661875/160_1_phys_mat_17.pdf">https://kpfu.ru/portal/docs/F_343661875/160_1_phys_mat_17.pdf</a>		17
9	Анализ мониторинга загрязнений атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны промышленных предприятий Павлодарской области <i>Satbayev University (И_И_В_Т)</i>	Медведев Дмитрий Александрович	16
10	Анализ мониторинга загрязнений атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны промышленных предприятий Павлодарской области <i>Satbayev University (И_И_В_Т)</i>	Медведев Дмитрий Александрович	16

&gt;&gt;

### Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks



Источник <https://arxiv.org/>

№	Название	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Tuning Monte Carlo Generators: The Perugia Tunes	(Peter Zeiler Skands;)	16 (2)
2	Anomalous transport in disordered fracture networks: spatial Markov model for dispersion with variable injection modes	(Peter Kang;Seunghak Lee;Marco Dentz;Ruben Juanes;Tanguy Le Borgne;)	6 (1)

&gt;&gt;

### Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобию № 2

№	Название <i>(Название базы данных)</i>	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	<b>Изучение влияния цеолитных катализаторов на выход <math>\alpha</math>-олефинов при крекинге парафинов</b> <i>Satbayev University (И_Х_И)</i>	Караулова Бахытгуль Казбековна	54 (4)
2	Анализ мониторинга загрязнений атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны промышленных предприятий Павлодарской области <i>Satbayev University (И_И_В_Т)</i>	Медведев Дмитрий Александрович	47 (5)
3	Изучение антифунгальных свойств рекомбинантной хитиназы <i>Satbayev University (И_И_В_Т)</i>	Югай Марина Олеговна	23 (2)
4	Создание высокооктановых кислородсодержащих композиций на основе изобутил-трет-бутилового эфира <i>Satbayev University (И_Х_И)</i>	Булатова Диляра Адельевна	5 (1)
5	Батырхан Ж.М..doc <i>Satbayev University (И_ЭиБ)</i>	Батырхан Ж.М	5 (1)

&gt;&gt;

### Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобию № 2

№	Название <i>(Название базы данных)</i>	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	<b>Opłacalność inwestowania w domki wczasowe na terenach nadmorskich</b> <i>Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu (Wydział Zarządzania)</i>	Agata Borowska	23 (3)

&gt;&gt;

### Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобию № 2

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	URL_ <a href="https://kpfu.ru/portal/docs/F_343661875/160_1_phys_mat_17.pdf">https://kpfu.ru/portal/docs/F_343661875/160_1_phys_mat_17.pdf</a>	125 (17)
2	URL_	110 (7)

[http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6\\_2014/ogbus\\_6\\_2014\\_p392-407\\_NazarovAV\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p392-407_NazarovAV_ru.pdf)

3	URL_ <a href="https://docplayer.ru/33941187-A-z-huramshina-institut-tatnipineft.html">https://docplayer.ru/33941187-A-z-huramshina-institut-tatnipineft.html</a>	64 (5)
4	URL_ <a href="https://studfiles.net/preview/2038383/page:21/">https://studfiles.net/preview/2038383/page:21/</a>	58 (8)
5	URL_ <a href="http://lithology.ru/node/379">http://lithology.ru/node/379</a>	31 (1)
6	URL_ <a href="http://lithology.ru/system/files/books/golf_racht.pdf">http://lithology.ru/system/files/books/golf_racht.pdf</a>	22 (4)
7	URL_ <a href="http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/vgn-1-25-2016-063-067.pdf">http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/vgn-1-25-2016-063-067.pdf</a>	13 (1)
8	URL_ <a href="http://mlb.mlb.com/documents/4/8/0/126513480/StatPack_5.25.15_1yp3rz0t.pdf">http://mlb.mlb.com/documents/4/8/0/126513480/StatPack_5.25.15_1yp3rz0t.pdf</a>	12 (2)

---