

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев  
подпись

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Рассмотрение модели двойной пористости/проницаемости при проектировании  
разработки венд-кембрийского коллектора Восточной Сибири

Руководитель	_____	доцент, к.т.н.	М.Т. Нухаев
	подпись, дата		
Выпускник	_____		К.С. Джураев
	подпись, дата		
Безопасность и экологичность	_____		Е.В. Мусияченко
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		С.В. Коржова
	подпись, дата		

Красноярск 2017

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

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев  
подпись

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Джураеву Кайратбеку Сыдыкалиевичу

Группа ГБ13-03 Направление (специальность):

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи

Тема выпускной квалификационной работы: «Рассмотрение модели двойной пористости/проницаемости при проектировании разработки венд-кембрийского коллектора Восточной Сибири»

Утверждена приказом по университету № 6477/с 22.05.2017 г.

Руководитель ВКР М.Т. Нухаев кандидат технических наук, доцент, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета.

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по залежи пласта М1 месторождения Х, тексты и графические материалы исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР: Геолого-физическая характеристика месторождения, 2. Специальная часть, 3.Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

М.Т. Нухаев

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

подпись

К.С. Джураев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Рассмотрение модели двойной пористости/проницаемости при проектировании разработки венд-кембрийского коллектора Восточной Сибири» содержит 57 страницы текстового документа, 14 рисунков, 3 таблиц, 18 использованных источников.

РАЗРАБОТКА ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, МОДЕЛЬ ДВОЙНОЙ ПОРИСТОСТИ/ПРОНИЦАЕМОСТИ, МАТРИЦА, СИСТЕМА ТРЕЩИН, АДАПТАЦИЯ

В связи с необходимостью устранения имеющихся неопределенностей, связанных с фильтрационной неоднородностью залежи венд-кембрийских отложений месторождения X, обусловленной наличием сложного внутреннего строения подразумевающей вторичную пористость, необходимо выработать и обосновать подход, повышающий достоверность геолого-фильтрационной модели такой залежи углеводородов на основе использования программных продуктов по моделированию.

Основные задачи исследования является проведение гидродинамических расчетов на основе построенной геолого-фильтрационной модели одинарной и двойной пористости с целью оценки качества по степени сходимости расчетных и фактических показателей работы скважины.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался интерактивный пакет для гидродинамического моделирования tNavigator(RFD), текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5	1 Геолого-физическая характеристика
1.1 Общие сведения о месторождении .....	6	
1.2 Описание продуктивного пласта .....	9	
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика .....	10	
1.4 Физико-химические свойства флюидов пласта М1 в пластовых и поверхностных условиях .....	11	
2 Исследовательская часть	13	
2.1 Общий краткий обзор методов моделирования .....	13	
2.1.1 Классификация методов моделирования	13	
2.1.2 Аналитические методы моделирования	15	
2.1.3 Статистические методы моделирования	16	
2.1.4 Численные методы моделирования	18	
2.2 Теоретические подходы к моделированию сложно трещиноватых коллекторов .....	24	
2.2.1 Общая характеристика подходов к моделированию карбонатных трещиноватых коллекторов	24	
2.2.2 Геостатистические подходы к моделированию трещиноватых коллекторов	28	
2.2.3 Геомеханические подходы к моделированию трещиноватых коллекторов	31	
2.2.4 Оценка фильтрационных параметров пласта в трещиноватых коллекторах	33	
2.3 Особенность фильтрации жидкости в системе «матрица-трещина» в условиях венд-кебрийских отложений .....	38	
2.3.1 Состояние проблемы	38	

2.3.2 Сравнительная оценка существующих геолого-гидродинамических моделей объекта М1 месторождения X	40
3 Безопасность и экологичность	45
3.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	45
3.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	46
3.3 Санитарные требования к офисному помещению и к условиям труда.....	47
3.4 Инструкция по безопасности выполнения исследовательских работ .....	50
3.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	53
Заключение	54
Список сокращений	55
Список использованных источников	56

## **ВВЕДЕНИЕ**

На сегодняшний день общеизвестно, что в условиях современных подходов к разработке месторождений углеводородов главным в критерии рациональности, по-прежнему, остается требование полной выработки утвержденных запасов нефти при максимальной экономической рентабельности. Одним из наиболее важных и основных инструментов управления разработкой месторождений углеводородов является цифровое геолого-гидродинамическое моделирование коллекторов. Зачастую от качества построения геолого-гидродинамической модели во многом зависит применение той или иной системы разработки на каждом конкретном месторождении, система и технология разбуривания залежи, а также прогнозирование уровней добычи нефти, включая экономическую оценку эффективности проведения предполагаемых геолого-технологических мероприятий (ГТМ).

Основным требованием при построении геолого-гидродинамической модели является построение адекватной модели на основе имеющихся актуальных данных для решения поставленных перед инженером задач. Совершенствование методов, технологий исследования и, как следствие, повышение достоверности результатов сейсмических, геолого-геофизических и промысловых данных ставит перед инженерами задачу расширения объема используемой входной информации.

При проектировании разработки месторождения немаловажным является знание о среде фильтрации, чем оно представлено и характер распространения ФЕС. Особенно актуальным данный вопрос остается для карбонатных коллекторов, в которых наличие вторичной пористости приурочено к естественному геологическому процессу формирования залежи. Для данных типов залежей необходимо искать новые методы создания гидродинамической модели, так как внутреннее их строение довольно сложное и рассмотрение такой залежи используя традиционные методы одинарной пористости может дать менее ожидаемые результаты. Показательным примером таких типов коллекторов являются венд-кембрийские отложения месторождения-Х.

# 1 Геолого-физическая характеристика залежи пласта М1 месторождения X

## 1.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение X расположено в 300км от г Усть-Кута и в 190 км к северу от г.Киренска в Катангском районе Иркутской области и относится к районам Крайнего Севера. Схема расположения месторождения дана на рисунке 1.1. Рельеф ее дневной поверхности полого-холмистый, слаборасчлененный, с широкими водоразделами и долинами многочисленных водотоков. Отдельные возвышенности выделяются на фоне преобладающего северо-западного простирания главных водораздельных гряд. Рельеф дневной поверхности месторождения колеблется от 250 до 500 м. Район относится к зоне малой сейсмичности.



Рисунок 1 – Схема расположения месторождения X

Местность района работ входит в зону тайги. Растительность района типична для северной таежной зоны. Благоприятные особенности рельефа



обуславливают произрастание разнообразной древесной, кустарниковой и ягодной растительности. На водоразделах, склонах и в поймах долин широко распространены хвойные и лиственные деревья. Заболоченные участки покрыты довольно мощным слоем мха.

Климат резко континентальный, с холодной продолжительной зимой и коротким жарким летом. Отмечаются значительные колебания как годовых, так и суточных температур.

Максимальная температура июля составляет плюс 25-30 °С, минимальная в декабре – минус 50 °С. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 7-8 °С.

Ветры несильные со скоростью от 1-22 м/с, преобладающими направлениями которых являются западное и северо-западное.

Количество выпадающих за год осадков равно 300-500 мм. Подавляющая их часть приходится на летние месяцы. Осадки в виде снега составляют 25-30 % общего годового количества. Устойчивый снежный покров устанавливается в середине октября и сохраняется до мая. Наибольшая толщина снежного покрова – 2 м. Глубина сезонного промерзания грунта 0,5-3 м.

Суровая продолжительная зима способствует широкому сохранению многолетней мерзлоты и развитию заболоченности больших площадей.

В районе довольно хорошо развита гидрографическая сеть, принадлежащая бассейну реки Нижней Тунгуски, которая протекает по территории лицензионного участка месторождения X с юго-востока на северо-запад, разделяя ее на две почти равные части.

В летнее время реки сильно мелеют, а мелкие притоки их, как правило, пересыхают. Реки имеют спокойное течение, скорость его на перекатах 1,0–1,5 м/с. Вода в реках пресная.

Единственным судоходным путем, к тому же весьма непродолжительное время – 20-30 дней в мае-июне (паводковый период), является река Нижняя Тунгуска, когда по ней возможно передвижение транспортных судов с мелкой

посадкой (грузоподъемность 50-100 т) – самоходных барж и легких катеров. В остальное время по рекам Нижняя Тунгуска и Непа возможно передвигаться лишь на моторных лодках и плотах.

Ближайшая крупная судоходная река Лена протекает в 120-170 км к югу от расположения данного месторождения.

Ледостав наступает в первой декаде октября. Толщина льда на непромерзающих реках составляет около 100 см. Проезд технических средств по льду возможен со второй половины декабря до начала апреля. Расчленённость рельефа, наличие крутосклонных участков, частая заболоченность позволяют передвижение в районе работ, перевозку грузов и отработку площади только по снежному покрову (>20 см) с применением вездеходной и тракторной техники высокой проходимости, имеющей малое давление на грунт. В экономическом отношении район работ освоен и населен слабо. Промышленных предприятий нет. Сельское хозяйство – земледелие, скотоводство. Охотничий промысел.

Вблизи лицензионного участка месторождения X него расположены небольшие поселки – Доткон, Мартынова, Непа, Гаженка. Поселок Непа является единственным ближайшим населенным пунктом, где есть медицинские учреждения и средства связи. Из крупных населенных пунктов ближе всего к району работ расположены поселки Преображенка и Ербогачен (административный центр Катангского района), находящиеся в 28 и 170 км от северной границы участка. От более крупных населенных пунктов центр лицензионного участка расположен еще дальше: в 190 км (г. Киренск) и 850 км (областной центр г. Иркутск) южнее, а также 300 км юго-западнее (г. Усть-Кут).

Пути сообщения с лицензионным участком, из-за его удаленности от крупных населенных пунктов, ограничены. Обустроенных круглогодичных автомобильных дорог на территории Лицензионного участка месторождения X нет. В зимнее время года основной завоз осуществляется зимниками (зимними дорогами). Срок действия – конец ноября - начало марта. Ближайшая

железнодорожная станция расположена в г. Усть-Кут в 300 км (по автозимникам) юго-западнее от границ Лицензионного участка месторождения X. Действующий нефте - газопровод Ачинск-Ангарск расположен в 560 км к юго-западу от участка месторождения X. Нефтепровод ВСТО проходит юго-восточнее территории участка в 130 км.

## **1.2 Описание продуктивного пласта**

Согласно существующему нефтегазогеологическому районированию лицензионный участок месторождения X расположено в пределах центральной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Продуктивными в пределах Месторождения X являются пласты М1, М2, М3, М4.

*Пласты М1, М2* стратиграфически соответствует тэтэрской свите, повсеместно распространенной в пределах участка. Толщина свиты его выдержана по площади и составляет в пределах месторождения X 54-58 м. Представлен пластами доломитов: верхним (пласты М2) и нижним (пласт М1), разделенными глинисто-сульфатно-карбонатной перемычкой.

Пласт М1 толщиной 20-29 м залегает в нижней части разреза тэтэрской свиты. Значения эффективной толщины пород-коллекторов колеблются от 0,7 до 18,7 м.

Пласт представлен, в основном, доломитами в различной степени глинистыми и ангидритизированными, нередко засоленными. Коллектор в основном порового, реже каверново-трещинно-порового и локально порово-трещинного типа.

Флюидоупором, отделяющим пласт М1 от вышелегающего пласта М2 является пачка глинисто-сульфатно-карбонатных пород (межпластовая перемычка) толщиной 8-10 м.

Нефтегазоносность

Нефтегазоносность в пределах месторождения X связано с карбонатными породами венда-нижнего кембрия. Продуктивными являются следующие пласты: М1, М2, М3, М4.

Пласт М1 общей толщиной в пределах месторождения 20-24 м залегает в нижней части разреза тэтэрской свиты. В контуре ближайшего к территории ЛУ месторождения X из пласта М1 скважинами получены высокодебитные притоки нефти (до 386 м<sup>3</sup>/сут.). Непосредственно в пределах лицензионного участка месторождения X проницаемый пласт М1 испытан практически во всех скважинах. Промышленный приток нефти в пределах месторождения X получен в различных скважинах дебитом от 60 м<sup>3</sup>/сут. до 220 м<sup>3</sup>/сут. Также в одной из скважин на отметке -1292м. был вскрыт водонефтяной контакт.

Залежь пласта М1 нефтяная, пластовая, тектонически экранированная, на севере, востоке и юге ограничена нарушениями. На западе залежь контролируется ВНК, принятым на абсолютной отметке -1292,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора. Площадь залежи составляет 438,5 км<sup>2</sup>, длина – порядка 29 км, ширина – 14,8 км, высота залежи – 73 м, средневзвешенное по площади значение эффективной нефтенасыщенной толщины – 10,7 м. Запасы нефти отнесены к категории С1 и С2.

### **1.3 Физико-гидродинамическая характеристика**

В интервале пласта М1 значения ФЕС характеризуется довольно большим разбросом. Пористость изменяется от 0,09 до 24,2%, при среднем значении пористости по имеющейся выборке 11,1% (средняя пористость в интервале коллектора 12.2%). Проницаемость изменяется в диапазоне 0,005 до 10561,7 мД. Среднелогарифмическая проницаемость в интервале продуктивного пласта составляет 173,275 мД (в интервале коллектора 195,46 мД). Коэффициент остаточной водонасыщенности в интервале продуктивного пласта по данным ультрацентрифуги принимает значения от 4,5 до 52,0%, при

среднем значении 17,7% (в интервале коллектора величина остаточной воды составляет 17,4%).

#### **1.4 Физико-химические свойства флюидов пласта М1 в пластовых и поверхностных условиях**

Свойства пластовой нефти охарактеризованы на примере 9 глубинных проб. Плотность нефти в пластовых условиях составляет  $0,7567 \text{ г/см}^3$ , вязкость динамическая в пластовых условиях  $2,255 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , газосодержание  $127,6\text{-}135,3 \text{ м}^3/\text{т}$  (среднее -  $131,5 \text{ м}^3/\text{т}$ ), давление насыщения  $13,8\text{-}14,07 \text{ МПа}$  (среднее  $-13,94 \text{ МПа}$ ), объемный коэффициент  $1,225\text{-}1,240$  (среднее -  $1,233$ ). Плотность сепарированной нефти в стандартных условиях согласно результатам составила  $0,8330 \text{ г/см}^3$ .

Согласно анализу проб растворенного газа в нефти (дифференциального разгазирования), содержание метана составляет  $59,896 \%$ , этана  $18,279\%$ , пропана  $12,011\%$ , i-бутана  $1,740\%$ , n-бутана  $3,635\%$ ,  $\text{C}_5\text{H}_{12}+$  высшие  $2,246\%$ , углекислого газа  $0,459\%$ , азота  $1,735$ . Газ высокожирный, содержание  $\text{C}_5+$  в среднем равно  $37,910\%$ . Плотность газа в стандартных условиях составляет  $1,078 \text{ кг/м}^3$  (относительная по воздуху –  $0,895$ ).

Согласно результатам анализа сепарированная нефть пласта М1, нефть относится к классу малосернистых со средним содержанием серы  $0,4\%$ , плотность сепарированной нефти в стандартных условиях в среднем составила  $0,839 \text{ г/см}^3$ , что относит нефть к типу лёгких. По содержанию парафинов сепарированная нефть относится к типу парафинистых (содержание парафина в среднем  $1,66\%$ ), по содержанию асфальто-смолистых веществ ( $9,9\%$ , где  $9,14\%$  - силикагелевые смолы, асфальтенов  $0,7\%$ ) – к смолистым. Вязкость нефти в стандартных условиях равна  $12,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , тип с повышенной вязкостью.

Примечание [ШАД1]: У нас вообще 1.76

Температура застывания нефти составила  $-51\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Температура начала кипения нефти составила  $+44\text{ }^{\circ}\text{C}$ , при этом выход светлых фракций при температуре  $100\text{ }^{\circ}\text{C}$  составил  $5,5\%$ ,  $150\text{ }^{\circ}\text{C}$  –  $13,9\%$ ,  $200\text{ }^{\circ}\text{C}$  –  $22,5\%$ ,  $250\text{ }^{\circ}\text{C}$  –  $30,9\%$ , при  $300\text{ }^{\circ}\text{C}$  –  $41,2\%$ .

## **2 Исследовательская часть**

### **2.1 Общий краткий обзор методов моделирования**

#### **2.1.1 Классификация методов моделирования**

Начиная с момента активного развития нефтегазовой промышленности, масштабного введения в разработку самых различных по своим размерам и геолого-физическим свойствам месторождений, основными задачами всех геологов и разработчиков остаются выделение пластов и залежей, подсчет запасов, проектирование системы разработки месторождения, комплексная оценка существующей системы разработки, обоснование планируемых к бурению наклонно-направленных или горизонтальных скважин, моделирование различных геолого-технологических мероприятий и мероприятий ПНП (повышения нефтеотдачи пластов). Безусловно, точность и качество выполнения перечисленных выше целей напрямую зависит от степени изученности рассматриваемого объекта. На данном этапе очень важно понимать фильтрационные особенности коллектора, характер движения жидкостей в пласте, пространственное распределение зон высоких и низких значений проницаемости. По-прежнему, наиболее значимым и важным вопросом остается увеличение полноты выработки запасов углеводородов из залежей.

Начиная с 19 века и до наших дней, инженерами рассматривались различные методы, которые в той или иной степени позволяют снизить массу неопределенностей, связанных с геологией или разработкой тех или иных месторождений. В настоящее время одним из наиболее широко применяемых подходов к описанию свойств или процессов происходящих в пласте является метод моделирования, благодаря которому современная наука довольно быстро находит ответы на многие вопросы, которые еще недавно оставались не до конца понятыми или изученными.

Моделирование – это процесс, под которым понимается замещение изучаемого оригинала (в нашем случае пласта, скважины и т.п.) его условным представлением, которое на практике мы и называем моделью. Таким образом, основное назначение модели заключается в отражении близкому к оригиналу геологического строения коллектора, поведения жидкостей в пласте, динамики работы фонда скважин и выработки запасов, прогнозных показателей бурения и конечного КИН (коэффициента извлечения нефти), в рамках тех или иных приемлемых погрешностей, допущений и ограничений. Безусловно, моделирование имеет место быть только в том случае, если оно является наиболее легким путем, чем непосредственное создание оригинала или когда объект исследования по разным причинам лучше вообще не создавать.

В понятие модели вкладывается некий физический или абстрактный объект, характеристики и свойства которого схожи с характеристиками и свойствами рассматриваемого объекта. При этом требования к модели определяются решаемой задачей и имеющимися средствами. Существуют некоторые требования, которым должны отвечать модели:

1. адекватность – точное, насколько это возможно, отображение свойств рассматриваемого объекта;
2. полнота – максимальное воспроизведение всей необходимой информации об объекте исследования;
3. гибкость – возможность моделирования или расчета различных ситуаций (ГТМ, методов ПНП, показателей разработки новых скважин и т.д.) во всем диапазоне изменения условий и параметров;
4. трудоемкость модели должна быть приемлемой в условиях настоящего времени и программного обеспечения.

По своей сути методы моделирования можно разделить на три большие группы:

1. аналитические (математические формулы, функции и уравнения);



2. статистические (метод Монте-Карло, основанный на идее так называемого «черного ящика»);

3. численные (трехмерные модели пластов).

Каждый из перечисленных выше методов либо в совокупности, либо отдельно успешно применяется с целью не только комплексного изучения и прогнозирования показателей разработки, но и для проектирования разработки месторождений углеводородов.

### **2.1.2 Аналитические методы моделирования**

В большинстве случаев аналитические модели строятся только для относительно простых систем. Подобное моделирование сложных систем несет в себе массу математических сложностей и проблем. Как уже отмечалось ранее, с тем, чтобы построить аналитическую модель необходимо идти на существенное упрощение при описании свойств и параметров исследуемого объекта. Понятно, что использование упрощенной модели позволяет получить лишь приблизительные результаты. С математической точки зрения подобные модели вполне адекватно отражают связь между входными и выходными переменными и параметрами. Однако, их структура вовсе может не отражать внутреннюю составляющую исследуемого объекта.

При аналитическом моделировании его результаты представляются в виде аналитических выражений или уравнений . Другими словами, «аналитическая модель – это некая система нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных, с четко обозначенными начальными и граничными условиями».

### 2.1.3 Статистические методы моделирования

Основное развитие методы статистического моделирования получили в середине 20 века. По своей сути статистическое моделирование представляет собой многомерный регрессионный анализ, который позволяет на базе обобщения накопленного опыта за период длительной разработки месторождений установить некую статистическую связь исследуемого параметра (в нашем случае извлечения нефти) с большим числом факторов, оказывающих на него существенное влияние. Цель статистического моделирования сводится к обработке имеющихся данных по добыче, к примеру, нефти за прошедший период и их экстраполяции на перспективу.

Существующие статистические методы прогноза можно классифицировать следующим образом (рисунок 2).



Рисунок 2 – Схематическая классификация статистических методов

#### Прогнозирование добычи нефти объемным методом

К первой группе статистических методов относятся так называемые объемные методы прогнозирования процесса обводнения и текущей нефтеотдачи. Объем пласта, охваченный обводнением, вычисляется согласно исследованиям о положении и продвижении фронта водонефтяного контакта.

При подсчете заводненного объема пласта и при условии известности запасов нефти, содержащихся в данном объеме, вычисляется текущий коэффициент нефтеотдачи заводненной зоны. Текущий КИН может определяться на различные даты исследования. Принимая во внимание общую картину выработки запасов на рассматриваемом объекте, можно спрогнозировать характер дальнейшего роста нефтеотдачи и процесса обводнения нефтяной залежи.

Объемные подходы к прогнозированию показателей разработки в большинстве случаев связаны со сложными и трудозатратными исследованиями. Зачастую их адекватность во многом зависит от точности результатов по определению заводненных объемов и площадей.

#### **Прогнозирование по результатам закономерностей, полученных в ходе анализа фактических данных по добыче нефти**

Ко второй группе относятся методы, базирующиеся на поиске закономерностей, полученных по результатам комплексной оценки фактических данных по эксплуатируемым месторождениям. Эти закономерности используются затем для прогнозирования процесса обводнения и нефтеотдачи новых месторождений, геолого-физические свойства которых схожи с анализируемыми.

#### **Прогнозирование по характеристикам вытеснения**

Следующая основная группа методов – это методы, в которых используется зависимость одних технологических показателей разработки от других.

В понятие технологических показателей разработки в основном вкладывают следующие параметры: добыча нефти, воды и жидкости текущая ( $Q_H$ ,  $Q_B$ ,  $Q_J$ ) или накопленная ( $V_H$ ,  $V_B$ ,  $V_J$ ); начальные (НИЗ) или остаточные (ОИЗ) извлекаемые запасы нефти; начальные геологические запасы нефти (НГЗ). Зачастую рассматриваемые методы отличаются друг от друга лишь взятыми за основу технологическими показателями и видом зависимости между ними.

Особенность каждого из указанных выше методов заключается в расчете по накопленному фактическому материалу эксплуатации скважин за прошлые годы характеристики вытеснения и экстраполяции ее на прогнозный период. Однако, в отечественной литературе их чаще всего называют «методы характеристик вытеснения».

Существуют разновидности характеристик вытеснения, использование которых зависит от принятой модели пласта: либо это поршневое вытеснение в однородных или неоднородных коллекторах, либо непоршневое вытеснение.

В условиях разработки залежей с применением системы заводнения следует отметить работы М.М.Саттарова, С. Бакли и М.Леверетта (1942г.).

#### **2.1.4 Численные методы моделирования**

Накопленный опыт в разработке нефтяных и газовых месторождений располагает довольно значительным материалом по алгоритмизации решений различных фильтрационных задач, основное направление которых сводится к учету основных особенностей геологического строения пластов, а также протекающих в них процессов.

Зачастую, некоторые процессы и проблемы разработки невозможно описать с помощью аналитических подходов. В таких случаях, требуется использование численных методов с применением специальных компьютерных программ.

В основе всех современных методов прогнозирования показателей разработки месторождений природных углеводородов лежат численные методы интегрирования соответствующих дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих процессы двухмерной или трехмерной многофазной фильтрации. Численные методы, реализуемые на мощных ЭВМ, позволяют осуществлять широкомасштабные математические эксперименты.

«Историю развития численного моделирования» можно схематично представить следующим образом на рисунке 3.

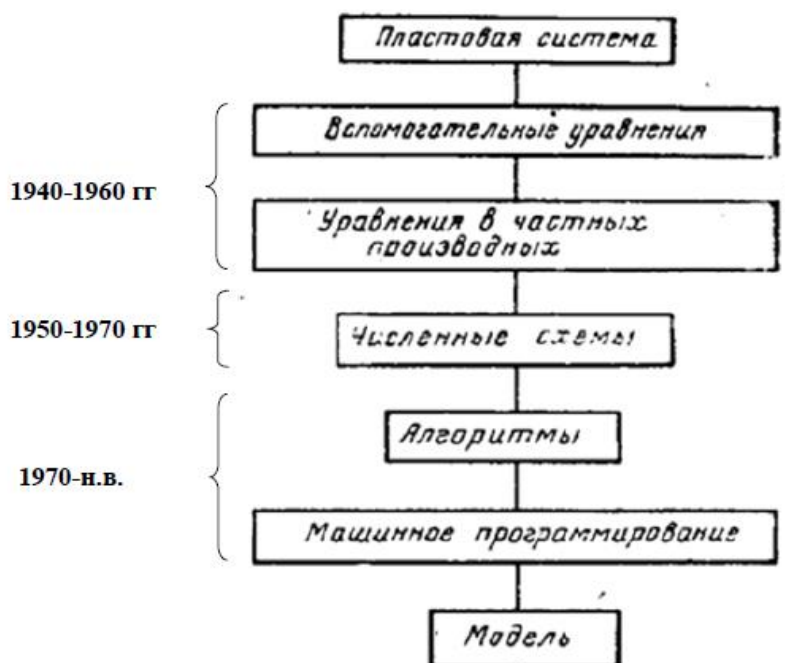


Рисунок 3 – Этапы перехода от пласта к модели

Из представленной схемы видно, что период 1940-1960 гг. в большей степени связан с открытием фундаментальных законов и уравнений движения флюидов в пласте.

Период следующих двадцати лет характеризуется активным развитием систематизации и алгоритмизации процессов расчета существующих уравнений и получения совокупных результатов в той или иной степени характеризующих особенности фильтрации жидкостей в коллекторе.

Последний этап, современный, связан в основном с разработкой и внедрением специального программного обеспечения, позволяющего оптимизировать работу инженеров и сократить время расчетов. Численные модели были разработаны в середине 50-х годов Писманом и Рэкфордом. Однако активный интерес к численным методам моделирования коллекторов

начал проявляться только в 1960-х годах, с началом использования упрощенных моделей пластовых систем: «песок-глина».

Приближенное к реальности моделирование пластовой системы было описано в работе М.Маскета (1937г.), где говорилось, что пласт можно представить в виде модели трубок тока. Эту идею активно развивали и совершенствовали в своих научных работах Фейем и Пратц (1951г.), Херст (1953г.), Хиггинс и Лейтон (1962г.), Хаубер (1964г.), Паттономидр.(1971г.) и Ле Бланк, модель которого стало самой универсальной в последствие (1971г.).

С появлением уравнений материального баланса (Шильтуис, 1936 г.) для продуктивного пласта, численные подходы к моделированию процессов вытеснения пластовых флюидов стали активно набирать интерес.

Первые численные модели описывали одномерную однофазную фильтрацию жидкости в пласте. Основные исследования в данной области связаны с работами Вахитова (1957г.), Лapidуса (1962г.), Смита (1965г.), Розенберга (1969), Амикса (1969г.), Митчела (1969г.) и др. Сюда же относятся научные труды Мэттьюса и Раселла (1967г.).

Параллельно с изучением и описанием однофазной фильтрации, в 1973 г. выходит в свет печатная работа Ричардсона и Стоуна, в которой излагается комплексный анализ опубликованных с 1953 г. (за исключением Вахитова Г.Г.) статей, касающихся задач многофазной фильтрации.

Переход к изучению возможностей описания двумерной однофазной и многофазной фильтраций происходит на рубеже 1960-1970-х годов. Изучению особенностей расчета двумерной однофазной фильтрации посвящены труды Вахитова, Эрлафера, Писмана, Рэчфорда и Дугласа, Ларкина, Барахата, Кларка, Квона и Картера и др. Над численным моделированием процессов двумерной многофазной фильтрации работали Коутс, Макдональд, Бэр (1972г.) Нолен и Бэрри и др.

В проблематике 3D многофазных фильтрационных течений активное участие приняли отечественные ученые – Максимов М.М., Закиров С.Н., Свалов Б.Е., Закиров Э.С., Кац Р.М., Каневская Р.Д. и др.

К середине 70-х годов получило широкое применение геостатистика. Впервые для целей отрисовки карт стал применяться так называемый метод кригинга. В начале 1980-х годов по данной тематике была опубликована работа Haldorsen Н.Н. Наряду с этим начали активно внедряться стохастические модели типа «песок-глина», например, на таких месторождениях Северного моря как Wytch Farm и Frig.

В этот же период исследователями Прайсом, Коутсом, Уоттенбаргером и Тырнау, Уайнштейном, Суаресом, Фарук Али и др. публикуются подходы, в той или иной степени описывающие решения для численного моделирования трехмерной многофазной фильтрации в пласте. Предлагаются методы явной и неявной схемы расчета, модели вертикального равновесия, детально и глубоко изучается многофазная фильтрация. Мартином в 1970 г. выводятся соотношения, учитывающие капиллярно-гравитационное равновесие в вертикальном направлении и зависящие только от начального положения контактов между флюидами и кривых капиллярного давления и относительных проницаемостей, характеризующих породу. Хирном, а позже и Хоторном, в 1971-1974 гг. были разработаны методы получения расчетных кривых псевдо относительных проницаемостей для моделирования заводнения в слоистых пластах, по которому распределение флюида в вертикальном направлении зависит в большей мере от вязкости, а не от гравитационных и капиллярных сил. Моделированием задач с переменным давлением насыщения занимались Стефферсен (1973г.), Каземи(1975г.), Томас и др (1976г.), а так же Страйт (1977г.).

В развитии композиционного моделирования участвовали Катц, применивший понятия констант фазового равновесия, Сеттари, Зигмунд, Бэр, Форстер, Лантц, Тодд и Логстафф (1972г.), Ван Ки, Нолен и др. Сильно шагнула вперед методика предсказания характеристик «давление-объем-температура» благодаря исследованиям Редлиха и Квонга, Пенга, Робинсона, Соува (1972г.), Брусилковского. Спивак и Диксон предложили описывать газ и конденсат в газоконденсатных залежах двумя псевдокомпонентами. Благодаря

разработкам Киллафа в 1976 г. появляются обобщенные основы моделирования явлений гистерезиса.

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. В методах моделирования систем с двойной пористостью, предложенных некоторыми авторами (Клеппе и Морзе, 1974; Ямамото и др., 1971; Асфари и Уитерспуном, 1973; Каземи и др., 1976; Розеном, 1977 и другими), предполагается, 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. Поскольку блоки не связаны между собой, уравнения материального баланса для матричных блоков записываются только с учетом накопления и массопереноса к трещинам (рисунок 2.3).

Наряду с фильтрационным моделированием во второй половине 1980-х годов уже с максимальной интенсивностью начинают создаваться полноценные геологические модели.

1990-е годы характеризуются большим количеством печатных работ по тематике особенностей применения стохастических методов моделирования коллекторов. Пиксельное (метод Последовательного Гауссовского моделирования и метод Последовательного Индикаторного моделирования) и объектное моделирование стали использоваться совместно. В процессе моделирования стохастические методы применялись в совокупности с сейсмической информацией, с результатами изучения седиментологической структуры коллекторов, с данными ГДИС и т.д.



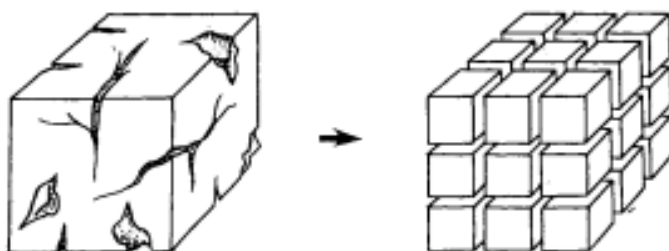


Рисунок 4 – Идеализованное представление трещиноватого пласта

Несмотря на то, что теория численного моделирования была разработана относительно быстро, широкому внедрению моделирования в ежедневную работу инженеров препятствовала недостаточная компьютерная мощность. Так, до начала 80-х годов размеры типичных численных гидродинамических моделей редко превышали нескольких тысяч ячеек. Только, когда модели стали иметь приемлемый уровень детализации, гидродинамическое моделирование стало достаточно точным и могло использоваться в качестве основного инструмента для выполнения проекта разработки месторождений. С появлением мейнфреймов и суперкомпьютеров в 80-х годах и выпуском коммерческих симуляторов месторождений (например, первый релиз ECLIPSE был выпущен в 1983 г.), численное моделирование стало стремительно развиваться.

В начале XXI века существенное развитие получило специальное программное обеспечение (tNavigator, Irap RMS, Tempest, PETREL, ECLIPSE), которое по сегодняшний день активно используется для моделирования процессов разработки. Новейшие программные продукты предоставили возможность соединить разнообразные источники данных и методы в одной модели.

## **2.2 Теоретические подходы к моделированию сложно трещиноватых коллекторов**

### **2.2.1 Общая характеристика подходов к моделированию карбонатных трещиноватых коллекторов**

Самые первые упоминания о трещиноватых коллекторах уходят еще в середину 19 века. В 1861 г. Е.Б.Эндрюс писал, что если имеются многочисленные трещины вдоль простирания антиклинали, то это является одним из основных признаков существования условий для аккумуляции углеводородов. Так же в своих работах автор отмечал, что существует прямая зависимость между величиной добычи нефти и количеством трещин.

На сегодняшний день прогресс в области изучения трещиноватых коллекторов позволяет применять всесторонние методы анализа не только причин появления системы каналов и трещин, но и особенностей их распределения в условиях конкретных месторождений. Следует отметить, что характерной чертой трещиноватых коллекторов является сильная изменчивость фильтрационных параметров пласта как по латерали, так и по разрезу. Для того чтобы грамотно спроектировать систему разработки и обеспечить наиболее полную выработку запасов, необходимо построить адекватную геолого-фильтрационную модель.

Таким образом, первоочередной задачей моделирования становится описание на основе имеющихся промысловых, сейсмических и геолого-геофизических данных системы каналов и трещин не только в околоскважинном, но и в межскважинном пространстве. Важно так же отметить, что зачастую моделирование карбонатных трещиноватых коллекторов происходит в условиях довольно небольшого набора входной информации, что влечет за собой ошибки в распределении свойств коллектора и потоков пластовых флюидов.

Так как данная работа выполнялась для проблемной залежи месторождения X, хотелось бы особенно отметить, что большинство нефтегазовых комплексов Лено-Тунгусской провинции связаны с трещиноватыми коллекторами, в то время как существующие геолого-гидродинамические модели таких месторождений представляют собой их грубое подобие. Как показывает практика, моделирование карбонатных трещиноватых коллекторов сводится к следующей последовательности действий: анализ и отбраковка входной информации, детальная корреляция продуктивных горизонтов по имеющимся каротажным кривым и сейсмическим данным, построение структурных карт и модели рассматриваемого объекта, задание разломов, если таковые присутствуют в геологическом строении месторождения или объекта, перенос результатов промысловой геофизики в геологическую модель и получение 3D-параметров петрофизических и литологических свойств коллектора. Однако, построение геолого-гидродинамических моделей трещиноватых коллекторов несет в себе дополнительные сложности, связанные с точностью распределения и описания системы каналов и трещин рассматриваемого месторождения.

Создание 3D моделей помогает инженерам-разработчикам решать следующие задачи:

1. проводить оценку и локализацию остаточных извлекаемых запасов углеводородов в пласте/залежи, выделять неохваченные разработкой зоны с запасами УВ;
2. уточнять свойства пласта и флюидов;
3. оптимизировать схемы размещения скважин;
4. оптимизировать режимы работы скважин и искать оптимальные интервалы вскрытия;
5. планировать (или проектировать) бурение новых скважин;
6. оценивать и анализировать показатели разработки, планировать объемы добычи;
7. совершенствовать технологии разработки месторождений;

8. изучать процессы фильтрации пластовых флюидов.

Основная задача, которая возникает при моделировании коллекторов, осложненных развитой системой каналов и трещин заключается в том, чтобы выполнить детализацию геолого-фильтрационного строения залежи с учетом наличия разломов, каналов и трещин, пространственного изменения коллекторских характеристик, но не в ущерб скорости расчетов и в границах возможной допустимой погрешности.

Полнота и качество входной информации являются определяющим фактором при создании адекватной геолого-фильтрационной модели.

Исходной информацией в основном являются следующие данные:

- геолого-физическая характеристика пластов и насыщающих его флюидов;
- PVT-свойства;
- данные лабораторных исследований керна (фазовые проницаемости, концевые точки и т.д.)
- данные по эксплуатации скважин (добыча, закачка, замеры пластовых и забойных давлений, интервалы перфораций и изоляций);
- сейсмический материал (атрибуты, карты и т.д.);
- данные каротажа;
- результаты гидродинамических и промыслово-геофизических данных.

В настоящий момент стандартный подход при построении фильтрационной модели заключается в поэтапном анализе всей имеющейся исходной информации и загрузке ее в компьютер. Зачастую каждый вид входных данных исследуется отдельно и так же отдельно учитывается в том или ином виде при создании и настройке гидродинамической модели рассматриваемого пласта. Комплексный анализ имеющейся информации об объекте как правило заключается в изучении его результатов и применимости

Примечание [ШАД2]: По дилетантски как то

последних непосредственно с целью достижения хорошей сходимости расчетных и фактических показателей, не исключая опыт и мастерство инженера-гидродинамика. Обычно вопрос именно комплексирования исходных данных поднимается крайне редко, несмотря на то, что при подобном подходе получаются более реальные представления не только о строении залежей, но и с повышенной точностью прогнозируются как режимы работы скважин, так и самих пластов в целом.

Существует два основных подхода к моделированию трещиноватости: геостатистический и геомеханический (рисунок 5).



Рисунок 5 – Классификация подходов к изучению и описанию трещиноватости коллекторов

## **2.2.2 Геостатистические подходы к моделированию трещиноватых коллекторов**

На геостатистическом подходе к моделированию распределения трещин в коллекторе основано создание как эквивалентных моделей (так называемых моделей «одинарной пористости»), так и моделей двойной среды (модели двойной пористости или проницаемости). Геостатистический подход включает в себя методы детерминистического, полу-детерминистического и стохастического моделирования. Рассмотрим что представляют собой указанные методы и как их применяют для оценки распределения и описания системы каналов и трещин в пласте.

Детерминистические методы базируются на интерполяции свойств в трехмерном пространстве согласно полученным скважинным данным. Сюда можно отнести методы наименьших квадратов и триангуляции, кокригинг. В данном случае описание межскважинного пространства происходит за счет осреднения скважинных данных посредством различных алгоритмов интерполяции: линейных, сплайновых или полиномиальных. Выбор метода интерполяции и качество полученных результатов напрямую зависят от количества использованных в расчете скважин. В этом случае, если мы описываем трещиноватую среду, то появление высокой проницаемости в межскважинном пространстве, не соотносимые к фактическим геофизическим исследованиям скважин, невозможно. Такой метод наиболее применим в условиях хорошей разбуренности месторождения и относительной однородности коллекторских свойств. К детерминистическим подходам применительно к моделированию коллекторов относят так же и сейсмические методы. Они подразумевают использование всевозможных сейсмических атрибутов, таких как, например, когерентность, миграции амплитуд дуплексных волн, временные структуры, кубы или карты мгновенных частот, сейсмические импедансы и т.п. Плюсом применения сейсмических подходов является их уникальная особенность коррелироваться со свойствами пласта. Главное преимущество использования атрибутивного моделирования –

одинаковая точность передачи структуры и свойств пласта на всем исследуемом участке (месторождении).

Полу-детерминистические методы моделирования коллекторов основаны на методе так называемого «кригинга» (метод, обеспечивающий наименьшую дисперсию ошибки), названного в честь южноафриканского горного инженера Дэни Криге. С одной стороны, это так же является неким видом интерполяции. Однако, с другой стороны, если в детерминистическом подходе функция распределения задается явно, к примеру, полиномом, то в рассматриваемом – неявно, используя математическое ожидание и вариограммный анализ. Основное назначение вариограммы – оценка пространственной корреляции геологических данных. Т.е., таким образом, можно описать изменчивость фильтрационных свойств трещиноватого коллектора в зависимости от расстояния между двумя или несколькими скважинами. Последующее применение «кригинга» взвесит окружающие значения проницаемости и сделает прогноз (наиболее вероятное распределение) параметра в неисследованном пространстве коллектора. Сегодня довольно распространенным методом описания фильтрационных характеристик пласта является использование «кригинга» совместно с трендами (поверхностями), полученными из сейсмических исследований. Так, например, в современных программных продуктах метод моделирования свойств коллектора позволяет учитывать сразу несколько входных данных: данные, полученные по результатам скважинных исследований, и тренды, построенные при интерпретации сейсмических атрибутов. Методика заключается в задании параметров корреляции одних данных от других: выставлении весовых коэффициентов, влияющих на распределение петрофизических свойств. Сегодня данный метод является наиболее используемым методом при моделировании коллекторов углеводородов.

В отличие от детерминистических и полу-детерминистических методов моделирования коллекторов углеводородов при стохастическом моделировании можно получить равновероятные пространственные представления того или

**Примечание [ШАДЗ]:** Куда всё таки кригинг то входит ?

иного параметра при большом количестве реализаций распространения того или иного свойства. Поэтому, между скважинами с равной вероятностью может существовать значительное количество разных, отличных друг от друга, структур. В таком случае оценка степени неопределенности свойства и его вариаций происходит на основании многовариантного анализа равновероятностных реализаций конкретного сценария. По результатам многовариантного моделирования проводят вероятностную оценку получившейся модели по системе P90 (наиболее пессимистичный вариант), P50 (более правдоподобный вариант) и P10 (самый оптимистичный вариант). К наиболее распространенным стохастическим методам обычно относят: Последовательное Гауссовское Моделирование (Sequential Gaussian Simulation), Последовательное Индикаторное моделирование (Sequential Indicator Simulation), объектное моделирование и многоточечную геостатистику (метод «тренировочных» изображений). Безусловно, данные подходы к моделированию коллекторов в определенной степени точности отражают не только пространственное изменение, но и локальную неопределенность пространственной функции. Такие подходы к моделированию могут быть использованы при сравнительно малой изученности объекта, при первичном подсчете запасов с целью вероятностной оценки. Зачастую, данный подход к описанию не только геологического строения залежи, но и распределения петрофизических свойств коллектора несет в себе массу ошибок.

Приведенные выше методы описания распределения петрофизических свойств коллектора, в частности проницаемости для системы «матрица-трещина», вполне применимы как при построении модели одинарной пористости, так и при создании моделей двойной среды. Разница лишь заключается в том, что в эквивалентной модели описание петрофизических свойств коллектора базируется на создании единого куба какого-либо свойства, который в полной мере описывал бы особенности, как матрицы, так и трещин. В модели двойной среды свойства матрицы и трещины задаются отдельными геологическими кубами. В обоих случаях основной исходной информацией



являются: каротажные кривые (АКШ, ВАК, FMI, кросс-дипольный каротаж и т.д.), априорная информация геологического поведения пород, позволяющая определить условия образования трещин и их групповую принадлежность, лабораторные исследования образцов породы, результаты сейсмических, промысловых, геолого-геофизических исследований и другая дополнительная информация, содержащая данные о свойствах и распространении системы каналов и трещин на рассматриваемом объекте.

Следует отметить так же, что на современном этапе подходы к моделированию высокотрещиноватых карбонатных коллекторов базируются преимущественно на геостатистических методах распределения свойств коллектора, при которых предполагается использование стохастических сценариев возможного развития системы каналов и трещин в пласте с последующим выбором наиболее вероятного из полученных результатов распределения трещиноватости. Затем, полученные реализации сравниваются со скважинными данными и данными геофизических исследований и выбирается тот сценарий распределения системы каналов и трещин, который находится в наилучшем соответствии с характеристиками трещиноватости. В итоге, как и при интерполяционных подходах, данный метод описания трещин позволяет смоделировать с приемлемой точностью в основном околоскважинные зоны коллектора.

Несмотря на широкие возможности геолого-гидродинамического моделирования, свое применение нашел и геомеханический подход к описанию распространения трещиноватости в коллекторе.

### **2.2.3 Геомеханические подходы к моделированию трещиноватых коллекторов**

Геомеханика, как наука, сформировалась еще в 19 веке и на сегодняшний день имеет почти двухсотлетнюю историю. основополагающие исследования были сделаны уже ближе к середине 20 века, после которых развитие науки

набрало колоссальные темпы. Главное направление геомеханики – это изучение механических процессов, происходящих в массивах горных пород. Современное изучение механических свойств горных пород заключается в широком применении не только самих образцов горных пород в лабораториях, но и использование мощных компьютеров, позволяющих путем математических вычислений спрогнозировать развитие и распространение трещиноватости в пласте. Изучение геомеханических процессов позволяет предсказывать давление в порах, помогает сохранить целостность породы-покрышки при разработке залежи и вовремя диагностировать массу осложняющих разработку факторов, способствует оценке физико-механических свойств коллектора и определению горных напряжений. Довольно часто геомеханику применяют при локализации систем каналов и трещин, при планировании новых скважин к бурению и т.д.

На рисунке 6 схематично представлена схема входных данных для создания геомеханических моделей изучаемых пластов.

В свою очередь, геомеханическое моделирование можно разделить на два основных направления: изучение природы распространения системы каналов и трещин в пласте путем исследования натуральных моделей, и построение 3D модели трещиноватости на основе закономерностей напряжений и стрессов. У каждого из указанных двух подходов есть свои сильные и слабые стороны.

Основная цель компьютерного моделирования геомеханических процессов – получение качественных и количественных оценок изучаемого явления путем решения комплекса математических уравнений, описывающих тот или иной процесс возможного появления трещин в пласте и их ориентацию. По мнению специалистов, работающих в сфере высокопроизводительных вычислений, применение компьютерных методов в геомеханике позволяет адаптировать и дать распространение методам математического моделирования для изучения сложных геомеханических процессов. Несомненным преимуществом компьютерного моделирования является возможность учёта и варьирования множества параметров, участвующих в математической

постановке. Использование компьютерных методов эффективно и оправдано в случае изучения механических процессов, моделирование которых очень трудоемко или практически невозможно провести с помощью других научных подходов.



Рисунок 6 – схема этапов анализа и получения входных данных при геомеханическом моделировании

#### 2.2.4 Оценка фильтрационных параметров пласта в трещиноватых коллекторах

Изучение фильтрационных параметров пластов зачастую связано с некоторыми осложнениями, возникающими при определении величин проницаемостей, особенно в межскважинном пространстве. Существует масса способов, позволяющих с небольшими погрешностями определять значение проницаемости в околоскважинной зоне. А вот зоны между скважинами, да еще и при условии развитой системы каналов и трещин в пласте, привносят

сложности. В силу вероятностной оценки, результаты носят больше прогнозный характер. В своей работе Т.Д.Голф-Рахт довольно детально описывает основные подходы к определению фильтрационных характеристик трещинно-матричной среды. По его мнению, основная концепция определения проницаемости, установленная для обычного порового коллектора, остается в силе и для трещинных коллекторов. Он выделяет несколько способов определения и изучения проницаемости.

– Определение проницаемости по керну. Данный подход подразумевает использование стандартных цилиндрических образцов керна и обычных приборов. В данном случае проницаемость системы определяется из формулы (2.1)

$$K_{\text{общ}} = \frac{Q\mu L}{A\Delta P} \quad (2.1)$$

На оценку величины  $K_{\text{общ}}$  существенное влияние оказывает ориентация трещин относительно направления течения. Так, проницаемость керна с ориентированными трещинами (рисунок 7, а) в случаях горизонтального и вертикального потоков будет различной, поскольку в керна преобладает вертикальная ориентация трещин.

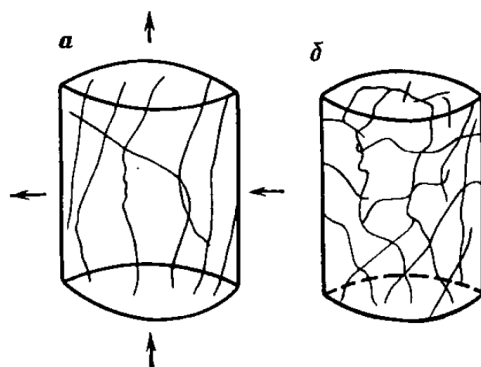


Рисунок 7 – Примеры ориентации трещин в пласте

В то же время, если трещины ориентированы хаотично (рисунок 7, б), величина  $K_{общ}$ , определенная по уравнению (2.1), будет характеризовать проницаемость всей трещинно-матричной системы независимо от направления течения. Этот последний случай менее вероятен. Следует заметить, что обычно в трещиноватом пласте-коллекторе довольно трудно получить представительные значения трех видов проницаемости:  $K_{общ}$ ,  $K_m$ ,  $K_{тр}$ . В определенных идеализированных условиях исследования керна (см. рисунок 2.3, а) при вертикальном и горизонтальном течениях могут дать соответственно значения:  $K_{верт} = K_m + K_{тр}$  и  $K_{гор} = K_m$ .

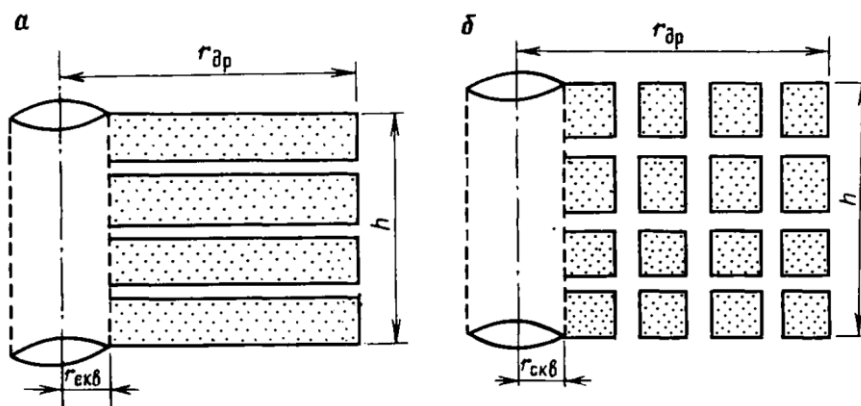
– Определение проницаемости по результатам испытания скважин. В случае установившегося радиально-симметричного притока флюида в скважину проницаемость рассчитывают по классическому уравнению (2.2):

$$K_{общ} = \frac{(Q\mu^*[\ln r_{оп} / r_{скв} + S])}{2\pi kh\Delta P} \quad (2.2)$$

Связь общей проницаемости  $K_{общ}$ , полученной по уравнению (2.2), с составляющими проницаемостями  $K_m$  и  $K_{тр}$  зависит в основном от выбранной модели пласта-коллектора. Другими словами, идеализация трещинно-матричной системы по какой-либо модели будет в дальнейшем определять соотношение между  $K_m$  и  $K_{общ}$ ,  $K_{тр}$ . На рисунке 8 показаны идеализированные модели, обычно рассматриваемые в литературе.

В модели Каземи течение осуществляется по слоям с различной проницаемостью параллельно напластованию согласно выражению (2.3):

$$K_{общ} = K_m + K_{тр} = K_m + K'_{тр} * \left(\frac{nb}{h}\right) \quad (2.3)$$



а) модель Каземи — образована чередующимися слоями матрицы и трещинами;

б) модель Уоррена — Рута — образована блоками кубической формы, разделенными ортогональной сетью трещин

Рисунок 8 – Модели радиального течения по направлению к скважине

В модели Уоррена — Рута механизм установившегося притока флюида совершенно другой. Блоки матрицы постоянно подпитывают трещины, и флюид течет в направлении к призабойной зоне только через сеть трещин. Следовательно, в соответствии с уравнением (2.2), уравнение (2.4) имеет следующий вид:

$$K_{\text{общ}} = K_{\text{тр}} \quad (2.4)$$

Следовательно, при испытании скважин в условиях установившегося притока получается одно значение проницаемости, которое может интерпретироваться по моделям Каземи или Уоррена — Рута.

– Определение проницаемости на установках для замера проницаемости. В данном случае речь идет об установках Келтона. Преимущество данного способа замера проницаемости заключается в том, что ее применение позволяет ограничить развитие дополнительных трещин при механической обработке керна и приблизить лабораторные условия фильтрации к пластовым. Особенность этой установки заключается в возможности изменения

направления течения в керне. В стандартном приборе поток направлен вдоль оси керна, в то время как здесь флюид проходит только через часть боковой цилиндрической поверхности в направлении, перпендикулярном к оси керна.

– Оценка проницаемости по шлифам. Использование шлифов для оценки проницаемости может считаться удовлетворительным. Но успешное применение полученных результатов в значительной степени зависит от наличия дополнительной информации относительно ориентации трещин и их густоты. Этот метод позволяет понять связь между проницаемостью и пространственным распределением сети трещин. Сюда относится аналитический метод оценки проницаемости, где производят замер раскрытости трещин и их густоты, а затем напрямую вычисляют величину проницаемости, и эмпирический метод, согласно которому проводится визуальная оценка шлифов для определения типа пористости, формы каналов, их связи и т.д., после чего вычисляют и проницаемость. Более подробно данные подходы можно изучить в работах Т.Д.Голф-Рахта.

– Оценка проницаемости по геологическим данным. Довольно простым и прямым путем является выражение проницаемости через пористость посредством определенных уравнений, с которыми так же можно ознакомиться в указанных ранее трудах Т.Д.Голф-Рахта.

В заключение следует отметить, что, несмотря на большое количество существующих методов оценки проницаемости околоскважинной зоны, изучение межскважинной зоны остается по-прежнему главной задачей при разработке месторождений углеводородов. Очень важно найти способы и закономерности, которые позволили бы совместить входную информацию о месторождении и работе скважин и интегрировать ее в геолого-гидродинамическую модель на этапе создания с целью детализации геолого-фильтрационного строения рассматриваемого объекта.

Выводы к главе №2.2:

1. В данной главе рассмотрены основные способы моделирования пластовых систем, осложненных трещиноватостью, применяемых на сегодняшний день как с целью детализации строения залежи, так и для уточнения распределения потоков пластовых флюидов.

2. Приведенные основные достоинства и недостатки методов моделирования системы каналов и трещин в нефтегазонасыщенных коллекторах свидетельствуют о существовании различных условий и областей их применимости.

3. Представленный обзор методик, применяемых на сегодняшний день для учета трещиноватости в пласте, показывает на проблемность ситуации при создании компьютерных моделей для карбонатных трещиноватых коллекторов.

## **2.3 Особенность фильтрации жидкости в системе «матрица-трещина» в условиях венд-кембрийских отложений**

### **2.3.1 Состояние проблемы**

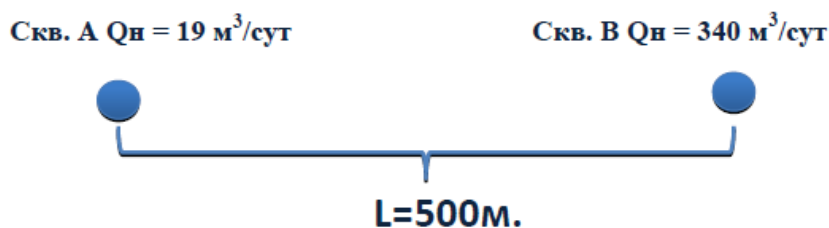
Разработка карбонатных коллекторов, содержащих в своей структуре как матричную часть, так и трещинную, является довольно трудоемким процессом, требующим привлечения большого числа специальных исследований, которые в той или иной степени могли бы локализовать и описать фильтрационные особенности рассматриваемого пласта. В рамках представленной работы, на примере венд-кембрийских отложений, с целью наиболее достоверной идентификации зон повышенной проницаемости в карбонатных коллекторах предлагается подход, связанный с комплексированием различной промысловой, геолого-геофизической, гидродинамической и сейсмической информации. В мировой практике нередко встречаются карбонатные залежи углеводородов (УВ), которые по структуре представляют собой матрицу, содержащую



основные запасы нефти, и систему трещин с незначительными запасами УВ. При этом зачастую матрица обладает невысокими значениями проницаемости, а зоны трещиноватости в основном характеризуются наличием высокопроводящих каналов и оказывают значительное влияние на продуктивность пласта.

Поиск, оценка и учет основных закономерностей распределения трещиноватости в коллекторе, а так же детальное описание не только фильтрационных свойств коллектора, но и особенностей характера движения пластового флюида в подобной системе являются наиболее важными составляющими при решении задач, связанных с рациональной и наиболее полной выработкой запасов УВ. Так же очень важно определять, при изучении трещиноватых карбонатных коллекторов, и направление трещиноватости. Владение выше перечисленной информацией позволяет оптимально размещать новые скважины на объекте, наиболее корректно выбирать направление горизонтальных стволов с целью обеспечения хорошего притока пластового флюида к скважине, рационально организовывать систему поддержания пластового давления (ППД) и проводить регулирование выработки запасов и т.д.

Как правило, у коллекторов, которые имеют довольно развитую систему высоко проводящих каналов и трещин, дебиты двух соседних добывающих скважин могут в разы отличаться. Это можно объяснить тем, что одна из скважин попала в интенсивную зону трещиноватости, чем был обусловлен ее высокий дебит (рисунок9).



**Примечание [ШАД4]:** Почему так происходит? Подробней надо рассмотреть, это важный вопрос

### Рисунок 9 - Типичный пример дренирования неоднородного карбонатного коллектора

В настоящее время наиболее доступный и гибкий инструмент описания строения подобных коллекторов – геолого-гидродинамическое моделирование. Понятно, что геолого-гидродинамическое моделирование – это только инструмент описания. Согласованность и увязка между собой различной входной информации для построения геолого-гидродинамической модели играет немаловажную роль, но является проблемной по существу.

Основной задачей настоящей главы стала конкретизация фильтрационных параметров карбонатного трещиноватого резервуара путем учета имеющейся входной информации и ее интегрирование в геолого-гидродинамическую модель одинарной и двойной пористости.

#### **2.3.2 Сравнительная оценка существующих геолого-гидродинамических моделей объекта М1 месторождения X**

Геолого-гидродинамические модели для венд-кембрийских отложений месторождения X основывались на общем анализе и распределении параметра проницаемости для матрицы и для трещин.

В силу недостаточной изученности фильтрационных свойств коллектора было решено распространить средние значения ФЭС матрицы и системы трещин, выявленных при исследовании керна, интерпретации гидродинамических исследований и ГИС. Подобные подходы отражают общую работу всей зоны, при этом не отражают фильтрацию в локальных проницаемых трещиноватых зонах. Следовательно, последующая адаптации модели к фактическим данным будет в некоторой степени исказить пути движения пластовых флюидов в коллекторе.

На рисунке 10 схематично представлены размерности сравниваемых гидродинамических моделей венд-кембрийских отложений месторождения X. В настоящей работе использовался шаг по вертикали порядка 0.5 метра, чтобы

**Примечание [ШАД5]:** Убрать, бывает и меньше. Такая высота ячеек была выбрана чтобы обеспечить приемлимое качество апскейлинга и должным образом отразить неоднородность пласта

должным образом отразить неоднородность пласта. Немаловажную роль при построении фильтрационных моделей карбонатных трещиноватых коллекторов несет в себе латеральный размер ячеек, который мы взяли в нашем случае 50х50м.

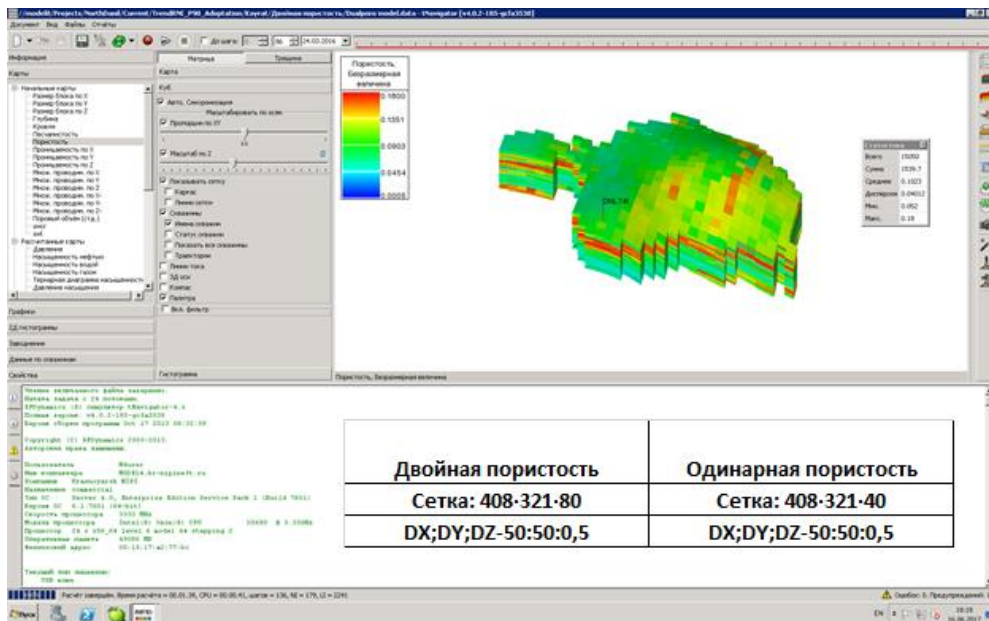


Рисунок 10 – Сравнимые модели ГДМ в tNavigatore

При сравнении существующих геолого-гидродинамических моделей важными параметрами, которые позволяют на качественном уровне оценить адекватность полученной 3D модели, являются распределение поля проницаемости и пористости, количество исходной информации, учтенной при создании фильтрационной модели, подходы и инструменты адаптации, а так же оценка сходимости расчетных и фактических показателей разработки как по скважинам, так и по залежи в целом.

Ниже приведена адаптация показателей разработки скважины N венд-кембрийских отложений Месторождения X в сравнении с ГДМ двойной пористости. Однако даже в таком случае, корректное распределение

фильтрационных потоков в целом по залежи позволило получить по данной скважине относительно предыдущих моделей довольно удовлетворительную адаптацию. Из представленных графиков видно, что воспроизведения истории работы скважин в ГДМ двойной пористости лучше адаптируется нежели модель одинарной пористости.

**Примечание [ШАД6]:** Надо написать почему это происходит, объяснить такое поведение. Показать в чём именно лучше



Рисунок 11 – Дебит нефти скважины N за второй сезон

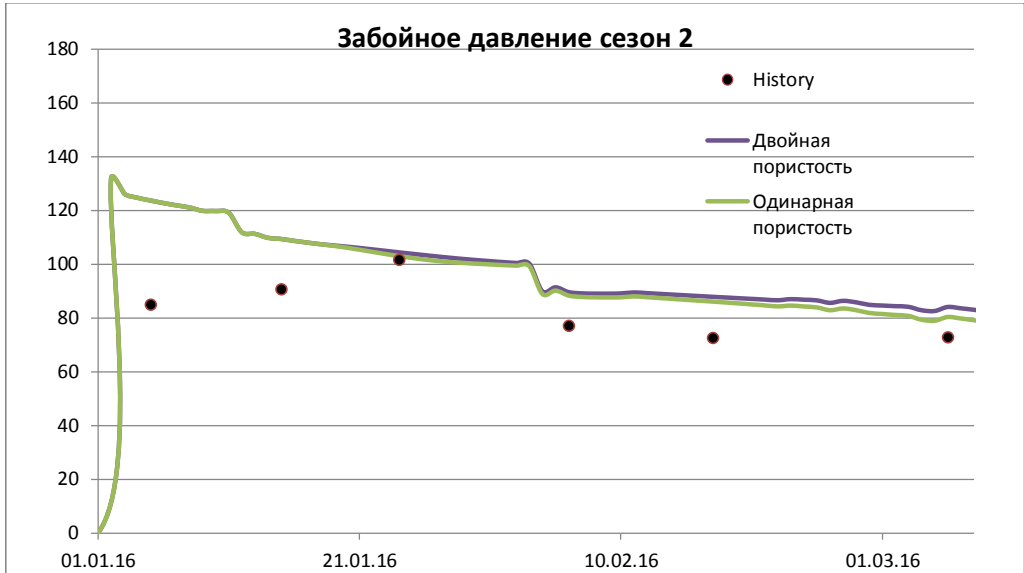


Рисунок 12 –Динамика забойного давление скважины N за второй сезон

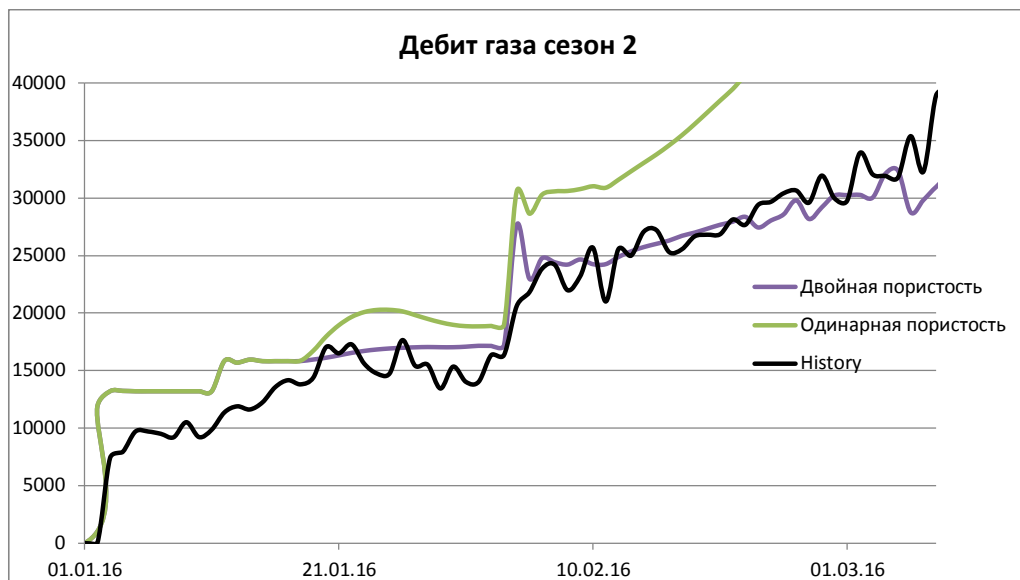


Рисунок 13 Динамика газа скважины N за второй сезон

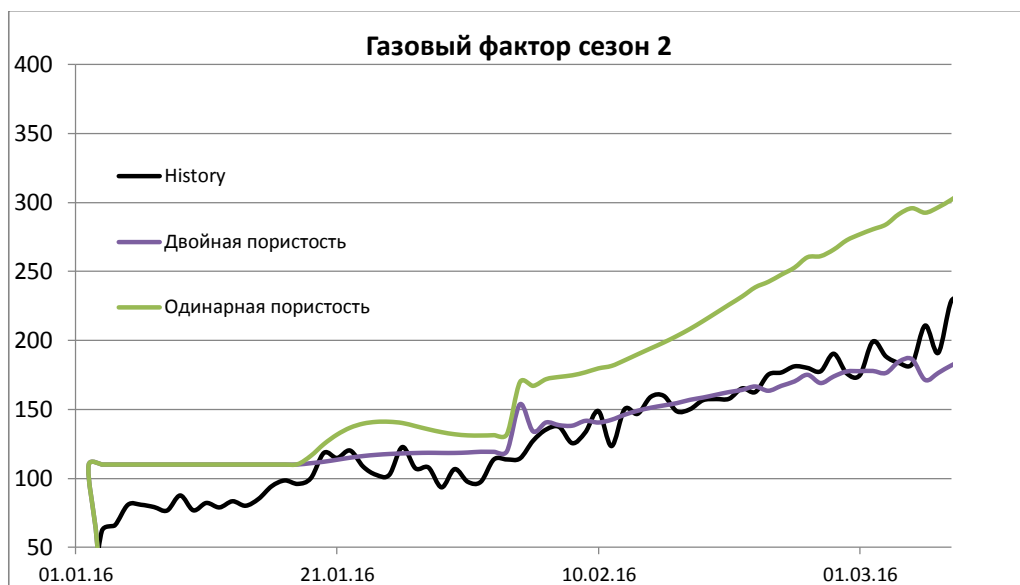


Рисунок 14 –Динамика газового фактора скважины N за второй сезон

На рисунках 11-14 представлены качество настройки наиболее интересной и проблемной скважины N венд-кембрийских отложений месторождения X.

### **3 Безопасность и экологичность**

Целью данного раздела является рассмотрение нормативно-правовой документации, регламентирующей безопасное ведение работ на предприятиях нефтяной и газовой промышленности, направленных на проектирование месторождений и проведение исследований с учетом особенностей рабочей среды.

#### **3.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Проведение исследовательских работ выполняется в отделе по геологии и разработке месторождений «РН-КрасноярскНИПИнефть», который расположен на 4-м этаже офисного здания.

Целью работ является: создание гидродинамической модели двойной пористости и ее анализ на месторождении X.

Рабочее место оператора включает рабочий стол, офисное кресло, компьютер (ПЭВМ) с установленным программным обеспечением для выполнения аналитических исследований и разработки модели месторождения.

Вредными факторами при проведении работ являются:

- повышенный уровень статического электричества;
- повышенный уровень электромагнитных излучений;
- статические физические перегрузки;
- эмоциональные перегрузки;
- умственное перенапряжение;
- монотонность труда. [3]

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное

страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2% к начисленной оплате труда.[1]

### **3.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Помещение лаборатории находится в научно-исследовательском институте «РН-КрасноярскнепиНефть» в г. Красноярске.

Город Красноярск находится в зоне умеренно континентального климата в южной части Красноярского края. Континентальность климата в черте города несколько смягчается под влиянием незамерзающей зимой реки Енисей и Красноярского водохранилища.

Благодаря континентальности климата часты значительные перепады суточных температур воздуха даже летом до 15-20 градусов между ночными и дневными температурами. В таблице 3.1 представлена общая характеристика климата г.Красноярск[5]

Таблица 3.1 – Общая характеристика климата г.Красноярск

Тип климата	Континентальный
Количество осадков, мм	465
Средняя скорость ветра, м/с	2,3
Средняя влажность воздуха, %	68

Средняя температура воздуха в г. Красноярске по данным многолетних наблюдений составляет  $-6.5^{\circ}\text{C}$ . Наиболее тёплый месяц – июль, его средняя температура  $+15.7^{\circ}\text{C}$ . Наиболее холодный месяц – январь с температурой  $-28.7^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный месячный минимум температуры в Красноярске в ноябре на 0.7 градусов ниже, чем в феврале ( $-42.3$  и  $-41.6$  градусов соответственно), а абсолютный максимум температуры в апреле на 0.1 градусов выше, чем в сентябре ( $+31.4$  и  $+31.3$  градусов соответственно).

Зима в Красноярске характеризуется достаточно морозной погодой, часты оттепели. Осадки выпадают, как правило, в виде снега. Зима в городе



начинается в среднем в начале ноября с момента становления устойчивого снежного покрова и длится до последней декады марта. Лето характеризуется тёплой погодой и наибольшим количеством осадков.[16]

Офисное помещение относится к 2-ой категории: помещение, в которых люди заняты умственным трудом, учебной.

В таблице 3.2 представлены характеристики микроклимата в офисном помещении. [11]

Таблица 3.2 – Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности движения воздуха в помещении офисном помещении

Оптимальные параметры микроклимата в офисных помещениях		
Температура воздуха, °С	оптимальная	23-25
	допустимая	18-28
Результирующая температура, °С	оптимальная	22-24
	допустимая	29-27
Относительная влажность, %	оптимальная	60-30
	допустимая	65
Скорость движения воздуха, м/с	оптимальная	0,3
	допустимая	0,5

Для поддержания оптимальных параметров среды установлена центральная система отопления и вентиляции, в рабочем помещении имеется два настенных радиатора и кондиционер.

### **3.3 Санитарные требования к офисному помещению и к условиям труда**

Согласно санитарно-эпидемиологическим требованиям к персональным электронно-вычислительным машинам (ПЭВМ) и условиям труда с ними можно выделить следующие категории требований:

1) Требования к ПЭВМ. Концентрации вредных веществ, выделяемых ПЭВМ в воздух помещений, не должны превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), установленных для атмосферного воздуха.

Мощность экспозиционной дозы мягкого рентгеновского излучения в любой точке на расстоянии 0,05 м от экрана и корпуса ВДТ (на электронно-лучевой трубке) при любых положениях регулировочных устройств не должна превышать 1 мкЗв/час (100 мкР/час).

Конструкция ПЭВМ должна обеспечивать возможность поворота корпуса в горизонтальной и вертикальной плоскости с фиксацией в заданном положении для обеспечения фронтального наблюдения экрана видеодисплейного терминала (ВДТ). Дизайн ПЭВМ должен предусматривать окраску корпуса в спокойные мягкие тона с диффузным рассеиванием света. Корпус ПЭВМ, клавиатура и другие блоки и устройства ПЭВМ должны иметь матовую поверхность с коэффициентом отражения 0,4-0,6 и не иметь блестящих деталей, способных создавать блики.

Конструкция ВДТ должна предусматривать регулирование яркости и контрастности.[11]

2) Требования к помещениям для работы с ПЭВМ. Окна в помещениях, где эксплуатируется вычислительная техника, преимущественно должны быть ориентированы на север и северо-восток. Оконные проемы должны быть оборудованы регулируемыми устройствами типа: жалюзи, занавесей.

Площадь на одно рабочее место пользователей ПЭВМ с ВДТ на базе плоских дискретных экранов (жидкокристаллические, плазменные) - 4,5 кв.м.

Для внутренней отделки интерьера помещений, где расположены ПЭВМ, должны использоваться диффузно отражающие материалы с коэффициентом отражения для потолка - 0,7-0,8; для стен - 0,5-0,6; для пола - 0,3-0,5. [11]

3) Требования к организации и оборудованию рабочих мест с ПЭВМ. Высота рабочей поверхности стола для взрослых пользователей должна регулироваться в пределах 680-800 мм. Модульными размерами рабочей поверхности стола для ПЭВМ, на основании которых должны рассчитываться конструктивные размеры, следует считать: ширину 800, 1000, 1200 и 1400 мм, глубину 800 и 1000 мм при нерегулируемой его высоте, равной 725 мм.

Рабочий стол должен иметь пространство для ног высотой не менее 600 мм, шириной - не менее 500 мм, глубиной на уровне колен - не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног - не менее 650 мм.

Конструкция рабочего стула должна обеспечивать:

- ширину и глубину поверхности сиденья не менее 400 мм;
- поверхность сиденья с закругленным передним краем;
- регулировку высоты поверхности сиденья в пределах 400-550 мм и углом наклона вперед до 15° и назад до 5°;
- высоту опорной поверхности спинки  $300\pm 20$  мм, ширину - не менее 380 мм и радиус кривизны горизонтальной плоскости - 400 мм;
- угол наклона спинки в вертикальной плоскости в пределах  $\pm 30^\circ$ ;
- регулировку расстояния спинки от переднего края сиденья в пределах 260-400 мм;
- стационарные или съемные подлокотники длиной не менее 250 мм и шириной - 50-70 мм;
- регулировку подлокотников по высоте над сиденьем в пределах  $230\pm 30$  мм и внутреннего расстояния между подлокотниками в пределах 350-500 мм.

Рабочее место пользователя ПЭВМ следует оборудовать подставкой для ног, имеющей ширину не менее 300 мм, глубину не менее 400 мм, регулировку по высоте в пределах до 150 мм и по углу наклона опорной поверхности подставки до 20°. Поверхность подставки должна быть рифленой и иметь по переднему краю бортик высотой 10 мм.

Клавиатуру следует располагать на поверхности стола на расстоянии 100-300 мм от края, обращенного к пользователю, или на специальной, регулируемой по высоте рабочей поверхности, отделенной от основной столешницы. [11]

С учетом условия труда подобраны оптимальные параметры освещения. Перечень этих параметров приведен в таблице 3.3.[12]

Таблица 3.3 – Фактические и оптимальные параметры освещенности

Параметры освещенности в офисных помещениях		
	Оптимальное	Фактическая
Освещенность, лк	200-300	250
Общий индекс цветопередачи	80	79
Коэффициент пульсаций освещенности, %	<5	4
Показатель дискомфорта	19	20

### 3.4 Инструкция по безопасности выполнения исследовательских работ

В данном офисном помещении выполняются работы с ПЭВМ в течение 7-8 часов.

Ежедневно должна проводиться влажная уборка и систематическое проветривание после каждого часа работы на ПЭВМ.

За основную работу с ПЭВМ следует принимать такую, которая занимает не менее 50 % времени в течение рабочей смены или рабочего дня.

В случаях, когда характер работы требует постоянного взаимодействия с ВДТ с напряжением внимания и сосредоточенности, рекомендуется организация перерывов на 10-15 мин через каждые 45-60 мин работы.

Перед началом работы пользователь обязан:

- осмотреть и привести в порядок рабочее место;
- отрегулировать освещенность на рабочем месте, убедиться в достаточности освещенности, отсутствии отражений на экране, встречного светового потока;
- проверить правильность подключения оборудования в электросеть;
- протереть специальной салфеткой поверхность экрана и защитного фильтра;

– проверить правильность установки стола, стула, положения оборудования, угла наклона экрана, положение клавиатуры и, при необходимости, произвести регулировку рабочего стола и кресла, а также расположение элементов компьютера в соответствии с требованиями эргономики и в целях исключения неудобных поз и длительных напряжений тела.

Пользователю запрещается приступать к работе при обнаружении неисправности оборудования.[12]

Пользователь во время работы обязан:

– выполнять только ту работу, которая ему была поручена и по которой он был проинструктирован;

– соблюдать санитарные нормы и режимы работы и отдыха;

– при работе с текстовой информацией выбирать наиболее физиологичный режим представления черных символов на белом фоне;

– соблюдать установленные режимом рабочего времени регламентированные перерывы в работе и выполнять в физкультпаузах и физкультминутках рекомендованные упражнения для глаз, шеи, рук, туловища, ног;

– соблюдать расстояние от глаз до экрана в пределах 60 - 80 см.

Пользователю во время работы запрещается:

– прикасаться к задней панели системного блока (процессора) при включенном питании;

– переключать разъемы интерфейсных кабелей периферийных устройств при включенном питании;

– загромождать верхние панели устройств бумагами и посторонними предметами;

– допускать захламленность рабочего места бумагой во избежание накопления органической пыли;

– допускать попадание влаги на поверхность системного блока (процессора), монитора, рабочую поверхность клавиатуры, дисководов, принтеров и др. устройств;

– включать сильно охлажденное (принесенное с улицы в зимнее время) оборудование;

– производить самостоятельно вскрытие и ремонт оборудования.

Во время аварийной ситуации пользователь обязан:

– во всех случаях обнаружения обрыва проводов питания, неисправности заземления и других повреждений электрооборудования, появления запаха гари немедленно отключить питание и сообщить об аварийной ситуации руководителю и дежурному электрику; -

– при любых случаях сбоя в работе технического оборудования немедленно вызвать представителя инженерно-технической службы департамента информационных технологий;

– в случае появления рези в глазах, при резком ухудшении видимости, невозможности сфокусировать взгляд или навести его резкость, появлении боли в пальцах и кистях рук, усилении сердцебиения немедленно покинуть рабочее место, сообщить о происшедшем руководителю работ и обратиться к врачу;

– при возгорании оборудования отключить питание и принять меры к тушению очага пожара при помощи углекислотного или порошкового огнетушителя, вызвать пожарную команду и сообщить о происшествии руководителю работ.

По окончании работ пользователь обязан:

– привести в порядок рабочее место;

– оборудование отключить от сети или перевести в режим, оговоренный инструкцией по эксплуатации;

– обо всех недостатках и неисправностях, обнаруженных во время работы, работник обязан сообщить руководителю.[16]

### **3.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

Помещение по пожарной опасности относится к категории Д – помещения, в которых находятся негорючие вещества и материалы в холодном состоянии. [13]

Возможными источниками пожароопасных ситуаций являются короткие замыкания в электрических устройствах и в местах их подключения к сети.

Перечень первичных средств пожаротушения: огнетушители порошковые в количестве 2 штук на каждом этаже.

Все здание оборудовано системой сигнализации о пожаре и пожарной тревоги, которая представлена шестью датчиками, реагирующими на задымление. В случае задымления и возникновения пожара срабатывает сирена и место задымления обесточивается.

Общий план действий при обнаружении возгорания:

- вызов пожарных по телефону «01», «101»
- при небольшом возгорании попытаться потушить пожар первичных средств пожаротушения
- предупредить о пожаре остальных сотрудников
- при значительном распространении немедленно покинуть помещение
- после выхода из здания ждать остальных для отметки сотрудников

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подводя итог проведенной работы, следует еще раз подчеркнуть, что на сегодняшний день основной проблемой при разработке карбонатных трещиноватых коллекторов является сложность их описания. Моделирование и разработка подобных коллекторов несет в себе массу неопределенностей, связанных преимущественно со сложностью изучения распространения трещиноватых зон в рассматриваемом пласте. От качества построения геолого-гидродинамической модели во многом зависит применение той или иной системы разработки на каждом конкретном месторождении, схема и технология разбуривания залежи, а также прогнозирование уровней добычи нефти, включая экономическую оценку эффективности проведения предполагаемых геолого-технологических мероприятий (ГТМ).

Главной особенностью построения геолого-гидродинамической модели является ее детализация. Совершенствование методов, технологий исследования и, как следствие, повышение достоверности результатов сейсмических, геолого-геофизических и промысловых данных ставит перед инженерами задачу расширения объема используемой входной информации с целью снижения неопределенностей, связанных с геологическим строением коллекторов, и последующего совершенствования системы выработки запасов в целом.

В ходе выполнения данного бакалаврской работы была построена детальная геолого-фильтрационная модель проблемной части залежи месторождения X, позволяющая с высокой степенью вероятности учитывать распределение фильтрационных потоков в пласте и адекватно прогнозировать входные показатели разработки вновь буримых скважин, которая является одной из важнейших проблем, которые имеют огромное значение при разработке карбонатных трещиноватых коллекторов.

**Примечание [ШАД7]:** Непонятно к чему эта часть предложения относится. Пересмотреть конструкцию абзаца.



## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГТМ – геолого-технологическое мероприятие,  
ГДИС – гидродинамическое исследование скважины,  
ФЕС – фильтрационно емкостные свойства  
ПНП - повышение нефтеотдачи пласта,  
ПЗП – призабойная зона пласта,  
КВД – кривая восстановления давления,  
ОФП – относительные фазовые проницаемости,  
ГГДМ – геолого-гидродинамическая модель,  
ГДМ – гидродинамическая модель,  
ЭВМ – электронно-вычислительная машина,  
ГИС – геофизические исследования скважин,  
АКШ – акустический широкополосный каротаж,  
ФМИ – пластовый микроимджевый каротаж,  
ППД – поддержание пластового давления,  
КИН – коэффициент извлечения нефти,  
НИЗ – начальные извлекаемые запасы,  
ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы,  
НГЗ – начальные геологические запасы,  
УВ – углеводороды,  
ВНФ – водонефтяной фактор,  
ВДТ видеодисплейный-терминал  
ПЭВМ персональная электронно-вычислительная машина

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П., Кочина И. Н. Об основных представлениях теории фильтрации в трещиноватых средах. — Прикл. матем. и механика, 1960, т. 24, № 5, с. 58–73.

2. Голф-Рахт Т.Д. «Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов». 607с., 1986г. Москва, издательство «НЕДРА».

3. ГОСТ 12.0.03-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. – Введен 01.01.1976. – Москва: Госкомитет стандартов Совета Министров СССР, 1976. – 12 с.

4. ГОСТ 30494 –96 Межгосударственный стандарт. Здания жилые и общественные. – Введен 19.02.1996. – Москва :МинздравРоссии, 1996. – 23 с.

5. Ермаков С. М. Статистическое моделирование : учебное пособие / С. М. Ермаков, Г. А. Михайлов. – М. : Наука, 1982. – 296 с.

6. Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Издательство «Грааль», 2001г., 303 с.

7. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических

8. Кац Р.М., Андриасов А.Р. Математическая модель трехфазной фильтрации в трещиновато—пористой среде.// Сб. науч. тр.ВНИИ.-, 1986.- Вып. 95.- С. 61-66.

9. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. ОГИЗ. Государственное издательство технико-теоретической литературы, Москва, 1947. Стр 11-120. – 244с.

10. Мусияченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности: учеб-м пособие / Е.В. Мусияченко, А.Н. Минкин. – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2016. – 47 с.[1]

1. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» – Введен 19.02.2003. – Москва :МинздравРоссии, 2003. – 41 с.

11. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введен 01.01.1996. – Москва : Стандартиформ, 1996. – 9 с. [12]

12. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности №123-ФЗ

13. Х.Азиз, Математическое моделирование пластовых систем / Х.Азиз, Э. Сеттари.– М.: Недра, 1982. – 407 с.

14. Хасанов М.М. Моделирование процессов нефтегазодобычи / М.М. Хасанов, А.Х. Мирзаджанзаде, Р.Н. Бахтизин.–М., Ижевск: ИКИ,2004. –368 с. – ISBN 5-93972-328-4.

15. <http://prom-nadzor.ru/content/instrukciya-po-ohrane-truda-dlya-polzovatelya-pevm>

16. [https://ru.m.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BB%D0%B8%D0%BC%D0%B0%D1%82\\_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B0](https://ru.m.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BB%D0%B8%D0%BC%D0%B0%D1%82_%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B0)

17. Warren J. W. and Root P. J., 1963. The behavior of naturally fractured reservoirs. Soc. of Petroleum Engineers Journal, vol. 3, No. 3, p. 245.