

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(СПбГУ)

Институт наук о Земле

ООП «Нефтегазовое дело»

Шамсутдинова Диана Шамилевна

Выпускная квалификационная работа

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ 3D МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПОДСЧЕТ
ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО
АВТОНОМНОГО ОКРУГА**

Основная образовательная программа магистратуры

Направление 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Научный руководитель:

Старший преподаватель кафедры
геологии месторождений полезных
ископаемых, кандидат геолого-
минералогических наук
Ткаченко Максим Александрович

Научный консультант:

Руководитель направления Общество с
ограниченной ответственностью
«Газпромнефть НТЦ»
Шелепов Илья Валентинович

Рецензент:

Ведущий геолог отдела планирования и
мониторинга эксплуатационного
бурения и зарезки боковых стволов
ООО Башнефть-Добыча ДО Роснефть
Сперидонова Альфия Зафировна

Санкт-Петербург
2024

Аннотация

Объект исследования выпускной квалификационной работы – месторождения углеводородов X месторождения ЯНАО.

Цель работы: построение трехмерной геологической модели пласта сиговской свиты на X месторождении. Методика проведения работ: моделирование углеводородных систем в программном обеспечении Petrel (2018).

Работа включает в себя введение, основную и практическую части, заключение и список использованной литературы.

Объем работы – 68 страниц.

Количество рисунков – 42.

Количество таблиц – 6.

Ключевые слова: Ямало-ненецкий автономный округ, углеводороды, коллектор, моделирование, подсчет запасов.

Abstract

The object of research – hydrocarbon deposits of X fields of Yamal-Nenets Autonomous Area.

The aim of this work is to construct a three-dimensional geological model of the Sigovskaya formation at the Chatylkinsky field. The methodology of the work is modeling of hydrocarbon systems in the Petrel software (2018).

The study consists of the introduction, main and practical parts, conclusion, bibliography.

The volume of the work – 68 pages.

The number of figures – 42.

The number of tables – 6.

Keywords: Yamal-Nenets Autonomous Area, hydrocarbons, reservoir, modeling, reserves calculation.

Содержание

Аннотация	2
Список принятых терминов и сокращений.....	4
Введение	5
1. Общие сведения о месторождении и лицензионном участке	6
1.1 Административно-экономическое положение месторождения	6
2. Геолого-физическая изученность месторождения.....	8
2.1 Геологическое строение месторождения.....	8
2.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия месторождения	29
2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	32
2.4 Свойства и состав пластовых флюидов	44
2.5 Сведения о подсчете запасов УВС	45
3. Моделирование углеводородных систем	47
Заключение.....	65
Список литературы.....	66

Список принятых терминов и сокращений

АБКТ – аппаратура бокового каротажа теплостойкая

ВНК – водонефтяной контакт

ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование

ГДИ – гидродинамические исследования скважин

ГИС – геофизические исследования скважин

ГСЗ – глубинное сейсмическое зондирование

КМПВ – корреляционный метод преломленных волн

МОВ – метод отраженных волн

МПВ – метод преломленных волн

НГО – нефтегазоносная область

НГРЭ – нефтегазоразведочная экспедиция

УВ – углеводороды

УЭС – удельное электрическое сопротивление

Введение

Актуальность данной работы обусловлена уже ведущейся разработкой и большими перспективами нефтеносности сиговской свиты на X месторождении.

Целью работы является построение трехмерной геологической модели пласта сиговской свиты на X месторождении.

Объект исследования: месторождения углеводородов X месторождения.

Задачи работы:

1. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности изучаемого района на основе проектных данных и литературы;
2. Анализ нефтегазоносности;
3. Рассмотреть этапы и особенности создания геологической трехмерной модели;
4. Геологическое 3D моделирование продуктивного пласта СГ₁₋₂;
5. Выполнить подсчет запасов нефти и газа.

Для написания работы использовались данные из отчетов и геофизические исследования на месторождении X, фондовой литературы и интернет-источников.

Личный вклад автора заключается в анализе литературных источников. В соавторстве было написано методическое пособие про 3D моделирование в программном комплексе Petrel, где были изложены методы моделирования, а также нюансы подсчета запасов в данной программе. Кроме того, было изучено необходимое программное обеспечение. Была построена геологическая 3D модель, сделан подсчет запасов месторождения X и проведен анализ перспектив нефтегазоносности.

Практическая значимость работы заключается в дальнейшем использовании материалов для актуализации ресурсов углеводородов месторождения X.

Объем: 68 страниц. Работа включает в себя введение, три главы, заключение, список использованной литературы.

Благодарю Ткаченко Максима Александровича за помощь в написании магистерской диссертации и Шелепова Илью Валентиновича за материалы и помощь в практической части.

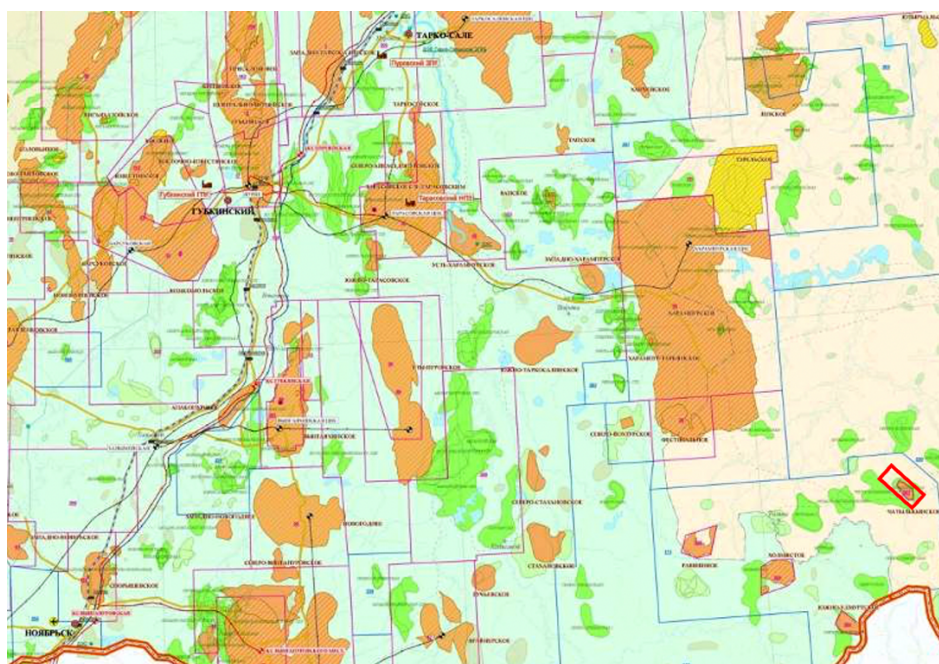
1. Общие сведения о месторождении и лицензионном участке

1.1 Административно-экономическое положение месторождения

Х месторождение расположено в Красноселькупском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Кратчайшее расстояние до него составляет 280 километров от Ноябрьска и 225 километров от Тарко-Сале. (рис. 1).

Х месторождение относится к удаленной группе месторождений Ноябрьского региона, которая кроме рассматриваемого месторождения включает в себя разрабатываемые Холмистое, Воргенское, Равнинное, Южно-Удмуртское и Западно-Х месторождения. Ближайшие разрабатываемые нефтяные месторождения АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» Ярайнерское и Холмистое удалены к юго-западу на 160 и 50 км соответственно; в непосредственной близости с восточной стороны разрабатывается Воргенское нефтяное месторождение. Разрабатываемые месторождения ОАО «НК-Роснефть» Фестивальное и Харампурское, удалены от Х к северо-западу на 55 км и 65 км соответственно.

Данное месторождение находится в районе, где инфраструктура развита слабо. В данном периметре нет развитой дорожной сети, но есть сеть зимних дорог и дорог между полями.



□ - Х месторождение

Рисунок 1 - Обзорная схема района работ

Данное месторождение является полуравниной и географически находится в южной части Пурской равнины и в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины. С

абсолютными высотами рельефа от +60 м в долинах рек до +185 м. на равнинном гидрографическом уровне. Рельеф поверхности холмисто-увалистый.

Залесенность территории до 98 %, болота занимают небольшую площадь, около 2%.

Гидрография на этом месторождении представлена верховьями реки Толька и её небольшими притоками (Варга-Х, Норымтэли-Х). На лицензионном участке максимально представлена только река Варга-Х. Реки не судоходны, с обрывистыми и крутыми берегами, их долины извилисты, сильно меандрируют.

Климат района резко континентальный в данном. Одной из особенностей региона является вечная мерзлота. В современных условиях лишь небольшая часть территории покрыта вечной мерзлотой. Она развивается на участках, почти полностью защищенных от зимних холодов слоем снега. Толщина поверхностного слоя в эксплуатационной зоне составляет от 15 до 20 метров. Наличие вечной мерзлоты ограничено глубиной 100-180 метров. Нижняя граница вечной мерзлоты простирается до глубины 250 метров, а активный слой залегает на глубине 0,7-3 метра. Исследуемая территория сейсмически неактивна.

2. Геолого-физическая изученность месторождения

2.1 Геологическое строение месторождения

Состояние геолого-геофизической изученности месторождения

Сейсморазведочные работы

Изучение геологического строения недр Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) было начато в середине прошлого столетия мелко- и среднемасштабными гравиметрическими и аэромагнитными съемками (масштабов 1:1 000000, 1:200000), а также сейсморазведочными работами методами МОВ, МПВ, КМПВ, ГСЗ.

С конца 70-х годов были проведены сейсморазведочные работы методом отраженных волн ОГТ-2Д; в начале двухтысячных годов – площадная сейсмика МОГТ-3Д.

В полевой сезон 2012-2013 гг. силами сп 32/12-13 выполнены 3Д сейсмические исследования на площади рядом расположенного Западно-Х лицензионного участка.

Таким образом, площадь Х месторождения полностью покрыта съемкой МОГТ-3Д. На территории Х лицензионного участка (площадью 63 км²), в границах которого полностью расположено Х месторождение, покрытие съемкой 3Д составило 96 % (60,5 км²). Общая протяженность сейсмопрофилей 2Д в пределах лицензионного участка составила 223,9 погонных километров; плотность наблюдения на площади участка – 3,5 погонных километров на квадратный километр. В скважинах месторождения работы СК и ВСП не проводились. Для увязки отражающих горизонтов использовались результаты СК и ВСП, выполненных в скважинах соседнего Воргенского участка.

После 2013 г. сейсморазведочные работы на территории Х и НовоХ лицензионных участков не проводились.

Отбор керн

На Х месторождении керн отобран в 10 поисково-разведочных и двух эксплуатационных скважинах. По скважине 698R отсутствует описание керна, имеются лишь данные о проходке и выносе керна. На керне из скважин 9pl и 19 были проведены исследования для определения вытеснения, капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей. Проходка с отбором керна составляет 774,6 м, вынос керна около 518,92 м или 66,98%, в том числе по коллекторам пласта СГ₁₋₂, по имеющимся данным, вынос составил 125,34 м. По разным скважинам он колеблется от менее 10% (скважины 693R, 696R, 697R) до 79-84% (скважины 9PL, 19, 683R, 691R, 693R).

Имеющиеся петрофизические исследования представлены по 422 образцам, средняя плотность отбора составила 0,81 обр./м, на метр проходки – 0,5 обр.

Изученность методами ГИС

По всем скважинам были проведены геофизические исследования.

Общие методы включали:

- радиоактивное картирование;
- термометрию;
- наклонные съемки;
- стандартные съемки;
- пещерные съемки.

Были проведены детальные исследования (масштаб 1:200) для основного и боковых комплексов.

Проведенный комплекс геофизического исследования скважин включает следующие виды каротажа:

- 1) стандартный каротаж (КС, ПС),
- 2) потенциал самопроизвольной поляризации (ПС),
- 3) боковое каротажное зондирование (БКЗ),
- 4) боковой каротаж (БК),
- 5) кавернометрия (КВ),
- 6) индукционный (ИК),
- 7) микрокаротаж (МК),
- 8) нейтрон-нейтронный каротаж (НКТ),
- 9) гамма-каротаж (ГК),
- 10) микрокаротаж (МК).[8]

Гамма-гамма плотностной каротаж, акустический каротаж был включена в дополнительные комплексы. Измерения гамма-гамма плотности были проведены в 9 скважинах, а акустические измерения - в 11 скважинах.

Стандартный каротаж проведен в масштабах 1:200 и 1:500 с помощью потенциального зонда N11M0.5A и градиентного зонда A2M0.5N, а также одновременное ПС, кавернометрия и индукционное картирование. Кажущееся удельное сопротивление

(КС)-2,5 Ом/см, ПС-12,5 мВ/см. Скорость записи не превышала 3000 м/час. Записи проводились приборами АБКТ, Э-1, К-3 и К-1. Качество данных в целом хорошее.

Боковое каротажное зондирование проводился с пятью нижними градиентными зондами $A_0=0,45$ м, 1,05 м, 2,25 м, 4,25 м, 8,5 м; одним верхним градиентным зондом $A_0=2,25$ м и ПС. Эксперименты записывались с помощью КСП-1, Э-1, К-3 и АБКТ. Регистрирующие шкалы: КС-2,5 Ом/см; ПС-12,5 мВ/см. Скорость записи не превышала 3000 м/час. [24]

Микрозондирование аппаратурой МДО-3, проведено в 11 скважинах (из них 10 поисково-разведочных скважин).

Микробоковой каротаж реализован аппаратурой МБКУ в 11 скважинах (из них 10 поисково-разведочные скважины). Шкала записи 2,5 Ом/см. Скорость записи составляет 960-1500 м/час. Материалы, используемые для скважинных измерений, в основном хорошего качества.

Боковой каротаж выполнены с помощью измерителей АБКТ с интервалом БКЗ почти во всех скважинах. Скорость измерений составляет 1800-2500 м/час. Качество данных в целом хорошее или удовлетворительное.

Индукционный каротаж выполнялся аппаратурой АИК-М с зондом 6Ф1 и прибором АИК-5 с зондом 7И1.6. Качество замеров, в основном, хорошее. Основная причина дефектов ИК-излучения - обрыв линии нулевой проводимости и нестандартная шкала записи. [8]

Методика и результаты испытания и опробования скважин

Испытание поисково-разведочных скважин, которые были пробурены в пределах Х месторождения, проводилось как в открытом стволе в процессе бурения с помощью пластоиспытателей на трубах, а также на кабеле, так и в скважинах, обсаженных эксплуатационной колонной. Интервалы для проводимых испытаний, а также количество объектов были запланированы, опираясь на общую геологическую изученность данного месторождения и подправлялись уже исходя от изучения кернового материала и промыслово-геофизических исследований первоочередных поисковых скважин. К испытанию на приток назначались объекты, по которым методами ГИС подтверждалась вероятность наличия углеводородов или имелось обоснованное сомнение в правильности отрицательной оценки объекта.

Опробование скважин в процессе бурения велось по методике «сверху-вниз». Применение пластоиспытателей для определения насыщения пород сразу же после вскрытия их бурением позволяет снизить влияние околоствольных зон и контролировать

качество вскрытия продуктивных отложений. Исследования ведутся по схеме «каротаж-испытание-каротаж» и позволяют свести к минимуму число неясно интерпретируемых по характеру насыщения объектов. Испытание осуществлялось с буровых установок. Устье скважины оснащено колонной головкой и фонтанной арматурой.

Литолого-стратиграфическая характеристика

Геологический разрез месторождения X состоит из мезозойских и кайнозойских песчаных и глинистых отложений с подстилающими доюрскими породами.

Фундамент не вскрыт на площади работ, ближайшие скважины, где вскрыты отложения палеозоя: 304 Северо-Толькинская, 340 Южно-Харампурская, 308 Светлогорская, 15 Ютырмальская, 774 Беличья.

Разрез отложений платформенного чехла представлен отложениями триасового, юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов, скважинами вскрыт разрез от четвертичных до среднеюрских отложений. Триасовые отложения на площади не вскрыты, предполагается наличие их на площади, что также подтверждается бурением на соседних площадях и данными сейсморазведочных работ.[21]

Максимальная толщина осадочного чехла, вскрытая скважинами, достигает 3200 м. Наиболее древние из вскрытых отложений имеют среднеюрский возраст.

Стратиграфическая классификация района работ выполнена в соответствии с региональными стратиграфическими системами мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины, принятыми МСК СССР 30 января 1991 г., с дополнениями, утвержденными на Шестом межведомственном стратиграфическом совещании, рассмотревшем и утвердившем в 2003 г. уточненные стратиграфические системы мезозойских отложений Западной Сибири. [11]

Сводный литолого-стратиграфический разрез составлен по скважине 696R. Ниже изложены особенности геологического строения и краткое описание разреза. (рис. 2)

В верхней части располагаются отложения коротчаевской свиты, имеющие вулканогенно-осадочный облик и сложенные измененным базальтом с промежуточными слоями осадочных пород и туфа. Свита начинается грубообломочными туфами, среди которых встречаются зеленоцветные и пестроцветные разности. [3]

Юрская система (J)

В пределах данного месторождения были вскрыты средний отдел и верхний отдел (скв. 696R). Также юрская система несогласно залегает несогласно породах триаса. Отложения юрской системы показаны тремя отделами: нижним, средним, верхним.

Нижний и средний отделы (J₁- J₂)

Котухтинская свита (J_{1p}-J_{2a}) она сложена слоями песчаных и глинистых пород, иногда каолинизированных.

Разрез имеет четкий циклический характер и состоит из четырех пачек. Это (снизу вверх) промежуточные слои песчаных пластов (Ю₁₁₋₁₂) с серой глиной и сланцем - карповая пачка; песчаный пласт Ю₁₀; углеродистая глина.

Песчаники серые, зеленовато-серые, известковистые. Сланцы темно-серые, иногда зеленоватые, битуминозные, переслаиваются со сланцами и песчаниками.

Для пород характерны остатки растений, корневые системы, сидерит, листовая растительность и раковины.

Отложения котухтинской свиты на X-поле не обнаружены.

Средний отдел (J₂)

Тюменская свита (J_{2a}-J_{2b}-J_{2bt}-J_{2k}) состоит из неравномерно чередующихся песчаников, алевролитов и сланцев с тонкими прослоями угля и сланцев. Верхняя часть тюменской свиты соответствует горизонту Ю₂, который является непродуктивным на данной территории, и сейсмическому горизонту ОГ Т.

Толщина отложений этой свиты варьируется от 410 до 500 метров. На X месторождении разрез тюменской свиты вскрыт на 89 м (скв.696R).[6]

Точинская свита (J_{2k}) представлена глинами и темно-серый алевролит, чередующийся с мелкими алевролитами и песчаниками серого цвета. Толщина отложений в пласте варьируется от 20 до 40 метров; на месторождении X толщина отложений в скважине 696R составляет 27 метров. На восток разрез свиты опесчанивается, в скважине 772Р Воргенского участка в отложениях свиты выделяется пласт СГ₈. [27]

Верхний отдел (J₃)

Сиговская свита (J_{2k}-J_{3kt}) делится на две подсистемы: верхняя часть состоит из более или менее светлоокрашенных песчаников и сланцев с маленькими прослоями; нижняя - из песчаников и сланцев с серыми до темно-коричнево-серыми глинами.

Осадочная часть верхней части более песчаная. С верхней подсвитой соотносятся пласты СГ₁-СГ₃, толщина отложений подсвиты 55-77 м. Возраст пород – оксфорд-кимериджский. Пласт СГ₁₋₂ (Ю₁^а) на месторождении продуктивен и разрабатывается. С нижней подсвитой завязан отражающий горизонт U1 (СГ₅), пласты СГ₅-СГ₇. Возраст – келловей-оксфордский. Толщина подсвиты в скважине 696R, которая единственная вскрыла разрез отложений сиговской свиты и составляет 116 м. Отложения верхней и нижней подсвит разделяются мощной (40-47 м) пачкой глинистых пород, выдержанных по вертикали и латерали, вскрытой всеми разведочными и большинством эксплуатационных скважин. Эта же пачка следует на соседних площадях. Общая толщина отложений сиговской свиты составляет в скважине 696R - 200 метров. К кровле отложений свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт U1a (СГ₁). [21]

Яновстанская свита (J_{3km}-J_{3tt}) согласно перекрывает осадочные образования сиговской свиты. Это темно-серо-зеленые глиноподобные глины от тонко эксгумированных до алевролитистых, с подстилающими промежуточными слоями серого песчаника и алевролита. Песчаники и алевролиты серые, местами известняковые, мелкозернистые с тонкой волнистой прослойкой углистых остатков. Слой ЯН₆. Общая мощность отложений пласта составляет от 51 до 61 м в направлении обнажения, на северо-восточном крыле структуры, в зоне, где по данным 3Д-сеймики выделены тектонические нарушения, формирующие сбросово-сдвиговую зону, толщина отложений яновстанской свиты увеличивается до 66-86 м. Вблизи кровли яновстанской свиты прослежен отражающий горизонт R1.[31]

Меловая система (К)

Представлены отложения меловой системы нижним и средним отделами. Площадь по нижнемеловым отложениям попадает в Тазовский фациальный район, находясь вблизи границы с Туруханским, но тип разреза более тяготеет к Туруханскому району. Для нижнемеловых берриас-аптских образований характерно наличие в разрезе пород юрацкой, малохетской свит. В альб-сеноманском интервале выделяются отложения покурской свиты. Верхнемеловые отложения приурочены к дербышинской серии, объединяющей кузнецовскую, часельскую, танамскую свиты.

Нижний отдел - К₁

Нижнемеловой осадочный комплекс представлен мелководно-морскими и континентальными переходными зонами, характеризующимися заметной изменчивостью пород как на поверхности, так и в разрезе. Общая особенность этих месторождений, в отличие от неокомских толщ центральных районов Западной Сибири, является

неустойчивость глинистых покрышек. Они маломощны, развиты в узких полосовидных зонах и по мере продвижения в сторону берега быстро опесчаниваются.

Юрацкая свита (K_{1b-g}) состоит из двух нижней и верхней подсвиты. Под нижней подформацией находится соленинская пачка, состоящая из серого песчаника, переслаивающегося с темно-серым аргиллитом.

Показана верхняя часть песчаниками в основном, а также серыми алевролитами, которые переслаиваются с темно-серой глиной и угольными пластами. Также в верхней подсвите последовательность состоит из песчаных галечников и переслаивающихся аргиллитов и является более глинистой. Мощность отложений юрацкой толщи колеблется от 475 до 554 м.

Малохетская свита (K_{1g-K_{1a}}), Толщина слоев корневого слоя составляет от 320 до 386 м, и они перекрыты отложениями корневого слоя. Эта формация состоит из среднезернистых песков и песчаников в основном, переслаивающихся с илом и глиной. Выделяются пласты МХ₁₋₄ в отложениях малохетской свиты.

Верхний отдел - К₂

Покурская свита (K_{1a-K_{2s}}) подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты.

Нижняя часть состоит из промежуточного слоя серых песчаников и алевритов, некоторые из которых коричневатые, редко зеленоватые, с различными типами залегания, с глинистыми шарами в основании ряда слоев, с подчиненными глинистыми прослоями. К отложениям нижней подсвиты отнесены песчаные пласты ПК_{17-ПК₂₂}. Пласты ПК₁₇, ПК₁₈, ПК₂₀, ПК₂₀² продуктивны на соседнем Холмистом месторождении. Пласт ПК₁₈ имеет нефтяную оторочку, остальные залежи - газоконденсатные.

Средняя подсвита сформирована участками серой глины с включениями алеврита, а также редкими включениями глины, которые сложно чередуются с серым илом, песчаником и плотным песком. Показателями являются растительные остатки и детрит, а также янтарь в верхней части и в нижней части коричневые углеродистые отложения. Песчаные пласты ПК_{7-ПК₁₆} приурочены к отложениям субформации. Пласт ПК₁₆ продуктивен на соседнем месторождении Холмистом, где открыто газоконденсатное месторождение.

Верхняя субформация состоит из уплотненного песка, песчаника, зеленоватого, коричневатого-серого и серого ила с различными прослоями и нижними слоями серой глины. Есть прослои конгломератов, которые представлены глинистыми и сидеритовыми окатышами. В отложениях подсвиты выделяются песчаные пласты ПК_{1-ПК₆}.

Кровлю покурской свиты контролирует опорный ОГ Г. Общая толщина отложений покурской свиты составляет 657-761 м. На Харампурском месторождении пласт ПК₁ продуктивен, содержит газовую залежь.

На сейсмических разрезах кровля угольных пластов определяется отражающим горизонтом «М₁» (апт), который располагается над кровлей отложений малохетской свиты. Граница между сеноманом и туроном определяется опорным горизонтом «Г».

Кузнецовская свита (К_{2t-k}) толщиной 155-176 м, она трансгрессивно перекрывает формацию покурской свиты и дает начало верхнемеловому и палеогеновому циклу морских глинистых отложений. Последовательность состоит из серой и зеленовато-серой глины с прослойками глауцита и останками животных. В центральной части разреза видна формация газсалинская, состоящая из плохо сцементированного песчаника, зеленовато-серого сланца, глауцита и прослоев глины. Толщина этой формации составляет от 87 до 108 м.

Часельская свита (К_{2k-К_{2km}}) делится на верхнюю и нижнюю подсвиты.

Нижняя свита сложена в преобладающем числе из темно-серой и серой глины, а также с прослоями глинистых алевроитов. Под данной свитой слой мощностью 70 метров из кремнистой глины.

Верхний подслей состоит из слоев серых алевролитистых глин и серых глинистых алевроитов. Также есть прослои опоквидных глин.

Общая толщина данной свиты от 289 до 316 метров.[6]

Танамская свита (К_{2т}) состоит из песка серого оттенка и зеленовато-серого и гальки, перемежающихся со слоями глины. Толщина отложений этой формации составляет 98 метров. Граница разреза меловых и палеогеновых отложений дербышинской серии контролируется ОГ.

Кайнозойская группа – К_з

Палеогеновые (палеоцен-олигоцен) образования сложены морскими глинистыми отложениями тибейсалинской и люлинворской свит. Данная группа представлена палеогеновыми и четвертичными отложениями.

Тибейсалинская свита (палеоцен) залегает согласно на осадочных формациях верхнего мела. По характеру отложений свита делится на две подсвиты: нижнюю - глинистую и верхнюю - преимущественно песчаную.

Нижняя свита состоит из темно-серой алевроитовой глины, слюды и иногда опоквидных частиц, перемежающихся с прослойками ила и песка.

Верхняя формация состоит из мелкозернистого песка, полевошпатового кварца, слабокаолинизированного алевrolита, ила и прослоев богатой слюдой глины. Общая толщина отложений формации тибейсалинская в скважине 683Р составляет 210 метров.

Люлинворская свита (эоцен) находится согласно выше тибейсалинской свиты и делится на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижняя подсвита состоит из серых и пепельно-серых опоковидных глин. Средний подслой состоит из серой глины с прослоями диатомита. Верхний подслой состоит из диатомитовой глины, переслаивающейся с зеленовато-серой алевритовой глиной. Отложения не были проанализированы скважинными измерениями.

Общая толщина пород глинистых в свите люлинворской составляет 120 метров.

Четвертичная система - Q

Площадь Западно-Сибирской плиты перекрывается без промежутков четвертичными отложениями. Палеогеновые отложения состоят из серого песка, который покрыт алевритовой глиной. Выше находится суглинок серый и озерно-аллювиальный, который включает в себя растительные остатки, а также ледниковую валунную глину.[23]

Большая часть данных отложений находится в зоне вечной мерзлоты, образуя криолитовую зону толщиной более 120 м.

Тектоника

Район X месторождения расположен на прилегающей территории двух платформ разного возраста - эпигерцинской Западно-Сибирской платформы и эпибайкальской Гыдано-Енисейской платформы.[14] Поэтому в районе месторождения и к западу от него палеозойские отложения образуют фундамент, к востоку же - в направлении на Воргенский участок - палеозой образует уже осадочный чехол. Скважины, пробуренные на X участке не вышли из отложений средней юры. По данным сейсморазведочных работ предполагается наличие пермотриасовых трапповых толщ в обрамляющих грабенах.

Геологическое строение осадочных и доюрских пород в районе исследования характеризуется широким развитием тектонических разломов. Наиболее важная региональная зона субмеридиональных разломов скольжения проходит в северо-западном направлении через локальное поднятие Южно-Удмуртское-Чатиликинское, которое затрагивает практически весь осадочный слой. До горизонта Г (сеноман, кровля покурской свиты) в западной части структуры прослежены разрывные нарушения со смещением 15-20 метров (рис. 3-4).

Разрывные нарушения оказали влияние на формирование резервуаров и нефтегазоносность месторождения. Так в скважине 693R, расположенной в зоне разлома, толщина пласта СГ₁ составляет всего 4 м, при средней по залежи порядка 25 м.

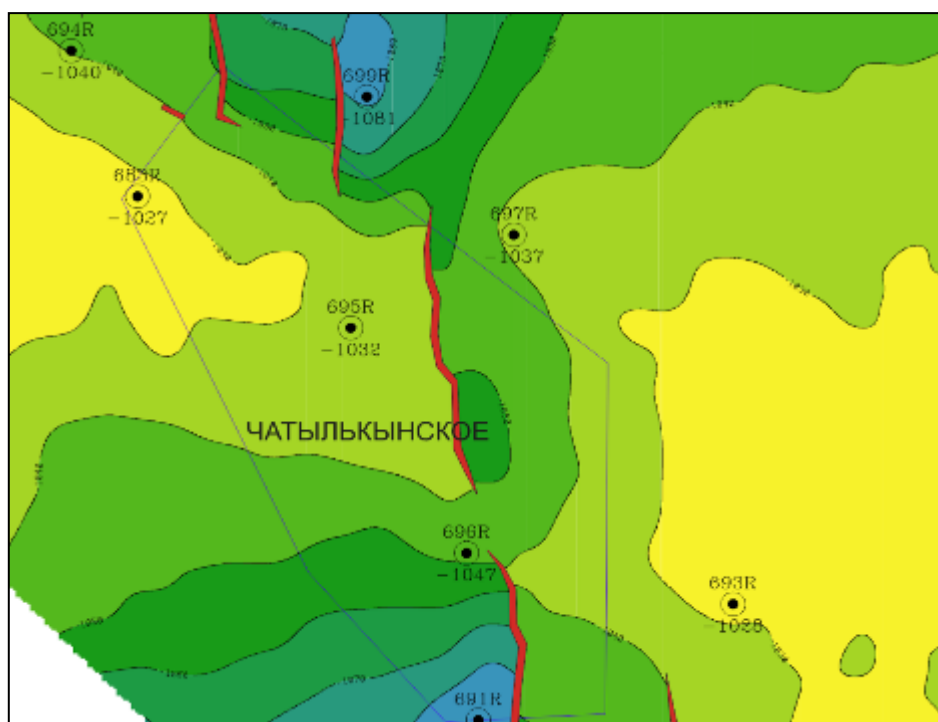


Рисунок 3. Фрагмент структурной карты по ОГ Г по данным СП 20/08-09

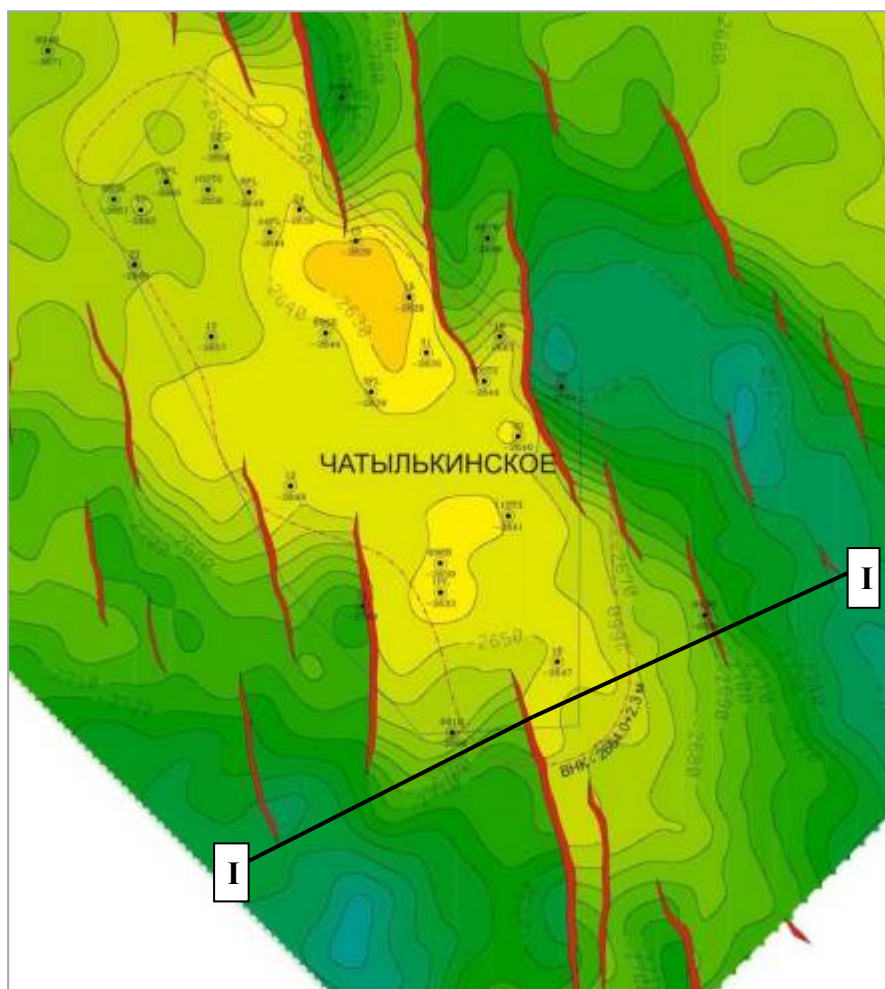
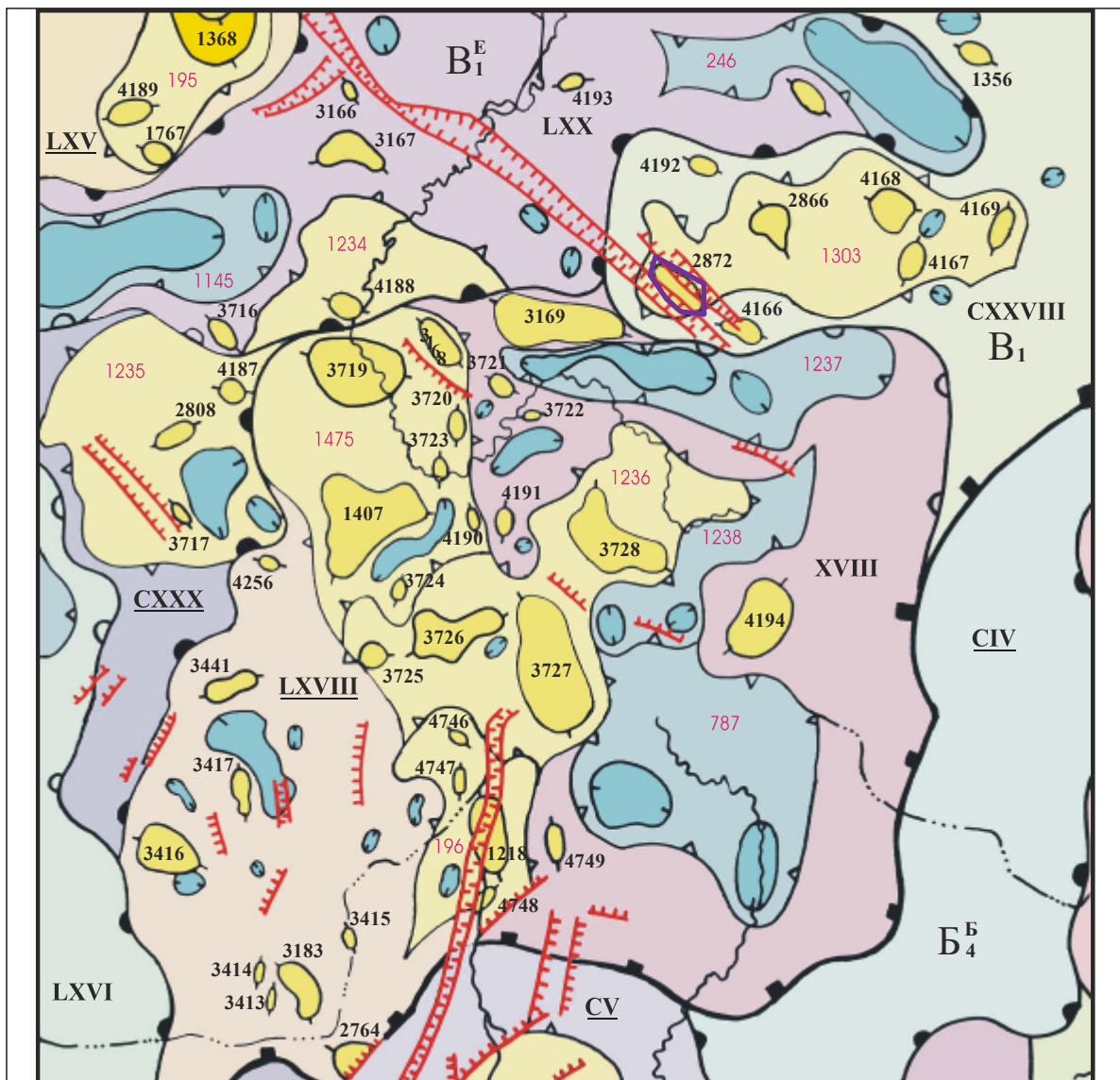


Рисунок 4. Фрагмент структурной карты по ОГ СГ₁ по данным СП 20/08-09

X месторождение расположено в пределах одноименного локального поднятия - мелкой структуры III порядка (рис. 5). Поднятие расположено в западной части X малого вала - средней структуры II порядка, сформировавшейся между Толькинской впадиной и Северо-Сибирской моноклиналию - структурами I порядка. Внутри вала, кроме X, выделено несколько локальных поднятий: Воргенское, Сухоложское, Исетское, Восточно-Исетское. X малый вал имеет субширотное простирание и является осложнением юго-западной части Нижнетолькинского малого выступа - крупной структуры II порядка. Все структуры находятся в пределах Верхнеаганско-Толькинского пояса мегавалов Надым-Тазовской синеклизы.[5]

В результате проведенных сейсморазведочных работ 3Д СП 20/08-09 была значительно уточнена структурно-тектоническая модель площади. Зоны сдвига были определены как серия амплитудных перепадов, которые расположены под углом примерно 45 градусов к горизонтальной оси сдвига и простираются в меридиональном направлении.



Масштаб: 1:1000000

Условные обозначения:

	Контурные структур
	Субрегиональных (внешнего пояса мегасинеклизы, мегатеррасы)
	I порядка - крупных (поясов мегавалов, поясов мегапрогибов, мегавыступов, моноклиналей, мегаседловин)
	I порядка средних и малых (сводов, мегавалов, впадин, мегапрогибов, выступов, моноклиналей и др.)
	II порядка - крупных (валов, прогибов, малых впадин, котловин, малых выступов, малых моноклиналей, мезоседловин и др.)
	II порядка средних и малых (малых валов, малых прогибов, куполовидных поднятий, структурных мысов, седловин и др.)
	III порядка средних и мелких и IV порядка (локальных поднятий, локальных депрессий, локальных структурных носов и др.)
	Дизъюнктивные нарушения
	Границы лицензионного участка

Рисунок 5. Выкопировка из «Тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы» [6]

Список структур к рисунку 4 [6]

Крупные структуры I порядка

V₁ -Надым-Тазовская синеклиза

V₁^E -Верхнеаганско-Толькинский пояс мегавалов

B₄^B -Карелькино-Ажарминский пояс мегавалов

Средние и малые структуры I порядка

XVIII-Северо-Сибирская моноклинал

LXVI-Верхнеаганский магапрогиб

LXX-Толькинская впадина

Крупные структуры II порядка

LXVIII-Верхнеколикеганская малая моноклинал

LXV-Стахановско-Харампурский крупный вал

CXXX-Равнинная мезоседловина

CXXVIII-Нижнетолькинский малый выступ

CV-Верхнеколикъеганско-Сабунинский крупный вал

CIV-Западно-Каралькинская малая моноклинал

Средние и малые структуры II порядка

195-Харампурский малый вал

196-Верхнетолькинский структурный мыс

197-Верхнеколикъеганское куполовидное поднятие

246-Ватылькинский малый прогиб

787-Восточно-Верхнетолькинская малая котловина

1145-Верхне-Харампурский малый прогиб

1234-Северо-Жигулевский структурный мыс

1235-Равнинный структурный мыс

1236-Удмуртский структурный мыс

1238-Восточно-Удмуртский малый прогиб

1237-Южно-Х малый прогиб

1303-Х малый вал

1368-Харампурский крупный купол

1475-Жигулевско-Холмистый структурный мыс

Неразделенная группа средних и мелких структур

III порядка и структур IV порядка

1218-Верхнетолькинское

1356-Асбестовское

1407-Холмистое

1767-Восточно-Иохтурское

2764-Няртольский локальный структурный мыс

2872-Х

2866-Воргенское

2808-Равнинное

3166-Нярыльское

3167-Южно-Нярыльское

3168-Ветровое II

3169-Западно-Х

3183-Северо-Няртольское

3716-Валихановское

3717-Привольное

3719-Жигулевское

3720-Ветровое

3721-Ветровое III

3722-Ветровое IV

3723-Ватылькинское

3724-Спасское

3725-Южно-Спасское

3726-Восточно-Спасское

3727-Южно-Удмуртское

3728-Удмуртское

4166-Южно-Воргенское

4167-Сухоложское

4168-Исетское

4169-Восточно-Исетское

4187-Восточно-Равнинное

4188-Северо-Жигулевское

4189-Малоиохтурское

4190 Южно-Ватылькинское

Местное возвышение X представляет собой положительную, северо-западную, вытянутую структуру со следующими размерами вдоль ОГ Б 9,4x2,5 км. Поднятие является корневым, т.е. имеет корни в доплатформенных отложениях – ядро с хаотичной записью и узлы дифракции. В крыльях структуры доминирует система разломов, расходящихся на северо-запад, смещение которых по разломам доходит до 40-60 метров в этой зоне. Данная зона, обозначенная специалистами, имеет региональное развитие и связана с открытыми к настоящему времени месторождениями УВ, относящиеся к разряду уникальных, где по данным сейсморазведки 3D получены наиболее точные данные о строении разрывных нарушений. По данным 2D, эта зона разломов состоит из двух параллельных разломов, ограничивающих впадину шириной около 2-2,5 км и глубиной до 50-60 м; еще одна пара параллельных разломов отмечена в зоне X поднятия, которая соответствует упомянутой выше разломной впадине. Иными словами, зона поднятия ограничена двумя впадинами, а X нефтяное месторождение сформировалось в центральной холмообразной части разреза. Сейсмические исследования 3D, проведенные в X районе в 2008-2009 годах, показали, что разломные зоны были оконтурены более четко - разломные зоны стали сдвиговыми с образованием крупных субмеридионально простирающихся разломных зон. В верхней части осадочного слоя разломы постепенно исчезают - система разломов вдоль западного крыла структуры не прослеживается ОГ Г, а структура выполаживается и растворяется к северо-западу.

Как уже отмечалось выше, X локальное поднятие разбито субмеридиональными разрывными нарушениями, группирующимися в зону разломов северо-западного простирания. Длинная ось поднятия ориентирована вдоль этой зоны. Зона имеет сложное строение, ширина дислоцированной зоны составляет в среднем 7 км. Активное проявление тектонических процессов, вероятно, стало причиной формирования трещиноватости в продуктивных отложениях.

Наличие трещиноватости подтверждает анализ образцов керн пласта СГ₁₋₂, который показал, что трещиноватость верхнеюрских пород керн месторождения имеет не типичную для техногенных сколов ориентировку, т.к. наблюдается закономерное направление трещин: субвертикальное в двух пересекающихся плоскостях (протяженность трещин до 1,5 м) и наклонное в двух практически взаимно перпендикулярных плоскостях под углом к оси керн в 30-45 градусов.[22]

Корреляция разрезов скважин

Задача расчленения и корреляции разрезов лежит в основе непрерывного восстановления трехмерного геологического пространства по заданным одномерным его описаниям – разрезам скважин. Разрез состоит из подразделений (геологических тел)

различных уровней: толщи, пачки, пласты, пропластки. Корреляция ведется от более крупных подразделений к мелким в зависимости от поставленной задачи. В разрезе присутствуют репера – геологические тела, резко отличные от других тел и устойчиво повторяющиеся от скважины к скважине. Не реперами являются литологические тела, образовавшиеся в условиях пространственно–временной неустойчивости фациальной обстановки.

Репера преимущественно используются в осадках прибрежно-континентального или морского типа. Хорошими локальными реперами при континентальном или лагунном типе осадконакопления являются угольные пласты, которые так же обладают четкими маркирующими признаками по ГИС (высокое электрическое сопротивление, наличие каверны на диаграммах КВ, низкая радиоактивность по ГК и низкие показания нейтронного каротажа). [18]

Корреляция продуктивных отложений на X месторождении проводилась по выделенным структурным этажам, разделенными региональными границами. Для группы ПК - это кровля и подошва покурской свиты, для группы МХ – кровля и подошва малохетской свиты, для горизонта Ю₁ – кровля и подошва сиговской свиты.

Кроме того, данные увязывались с данными по соседним месторождениям и региональными сейсморазведочными работами.

Группа пластов СГ

Группа пластов СГ выделена в отложениях сиговской свиты, которая ограничена региональными реперными границами. Верхняя реперная граница - кровля сиговской свиты, которая к западу от площади месторождения переходит в кровлю васюганской свиты, вскрыта всеми скважинами и уверенно коррелируется на X и соседних месторождениях. Нижняя реперная граница - кровля тюменской свиты вскрыта только в одной скважине - 696R. Пласты группы СГ относятся к отложениям сиговской свиты, СГ₁-СГ₃ - верхняя подсвита, СГ₅-СГ₇ - нижняя подсвита. Ниже приведена седиментологическая модель пластов СГ₁-СГ₂ X месторождения (рис. 6-7). [19]



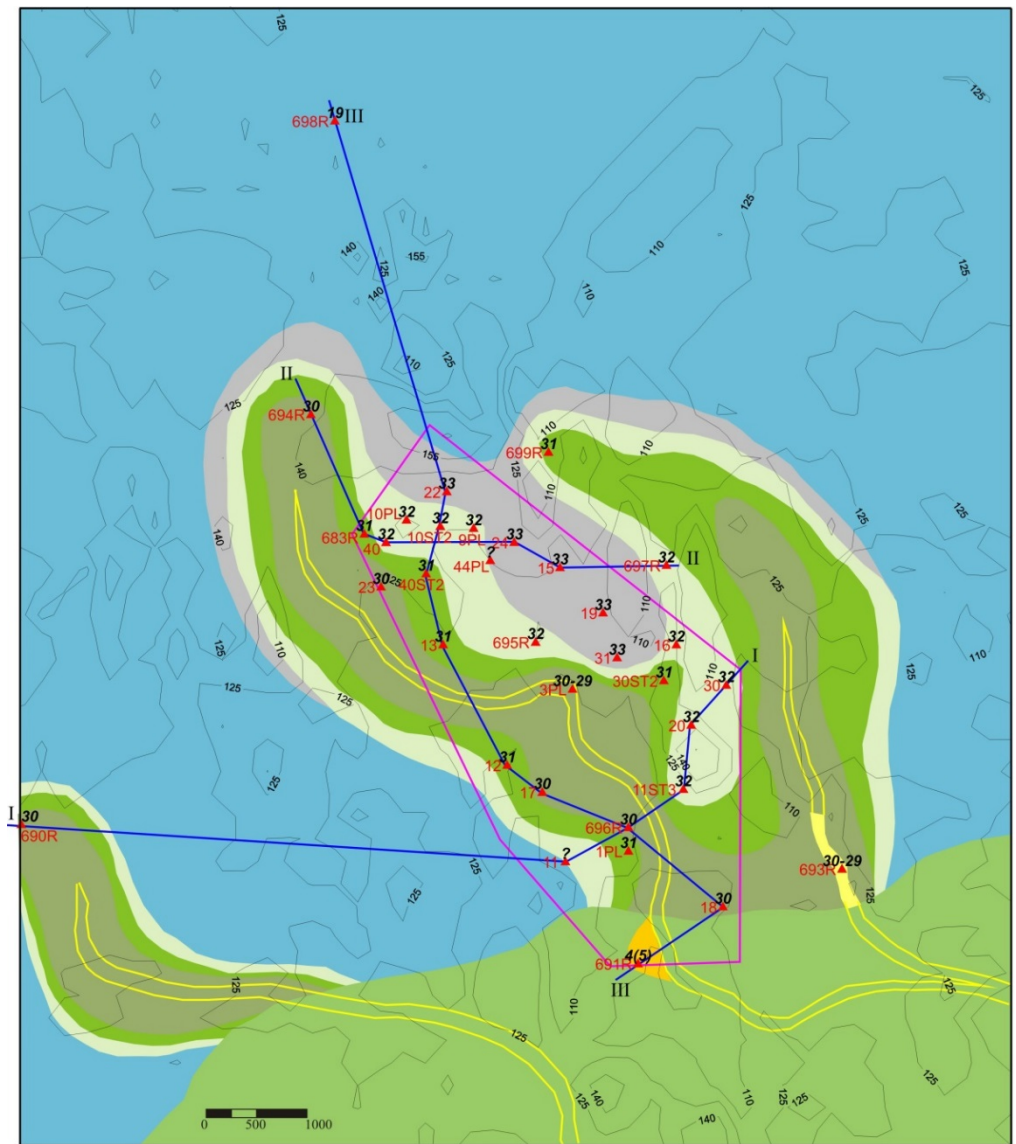
Рисунок 6. Модель формирования пласта СГ₁ X месторождения

Практически всё песчаное тело пласта СГ₁ образовывалось в условиях проксимальной части морской дельты и ее каналов.

Положение основного канала, питающего морскую дельту, определяется очень ярко выраженной фацией канала в скважине 691R и фациями каналов, установленными далее в скважинах 1PL, 12, 17, 696R.

В проксимальной области морской дельты каналы многочисленны, они меандрируют и ветвятся.

На основании распределения электрометрических фаций дельтовых каналов и проксимальной части дельты, а также с учетом палеорельефа, предполагается, что каналы установленные в скважинах 1PL, 18, 691R, 693R, 696R были развиты в надводной части дельты, то есть в области прибрежной равнины, заливаемой морем.



- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ
- | | | | | |
|--------------------------------------|--|--|-------------------------------|-------------------------------------|
| прибрежная равнина, заливаемая морем | береговые валы и пески разливов каналов в надводной части дельты | зоны предполагаемого развития береговых валов и песков разливов каналов в надводной части дельты | канал | канал предполагаемый |
| проксимальная часть морской дельты | средняя часть морской дельты | дистальная часть морской дельты | продельта | прибрежно-морской мелководный шельф |
| палеорельеф (Т - SG5) | скважина, ее номер и номер электрометрической фации | линия профиля | контуры лицензионного участка | |

Рисунок 7. Модель формирования пласта СГ₂ X месторождения

Анализ распространения электрометрических фаций дает основание считать, что во время образования пласта СГ₂ развивались три зоны проксимальной части морской дельты, имеющие языкообразные, вытянутые в сторону моря, формы.

Фации каналов в проксимальной части дельты устанавливаются только в двух скважинах 693R и 3PL, что и предполагает существование двух основных дельтовых каналов, питающих слаборазвитую дельту. Зоны проксимальной дельты ограничиваются средней, дистальной частями дельты и продельтой.

Нефтегазоносность

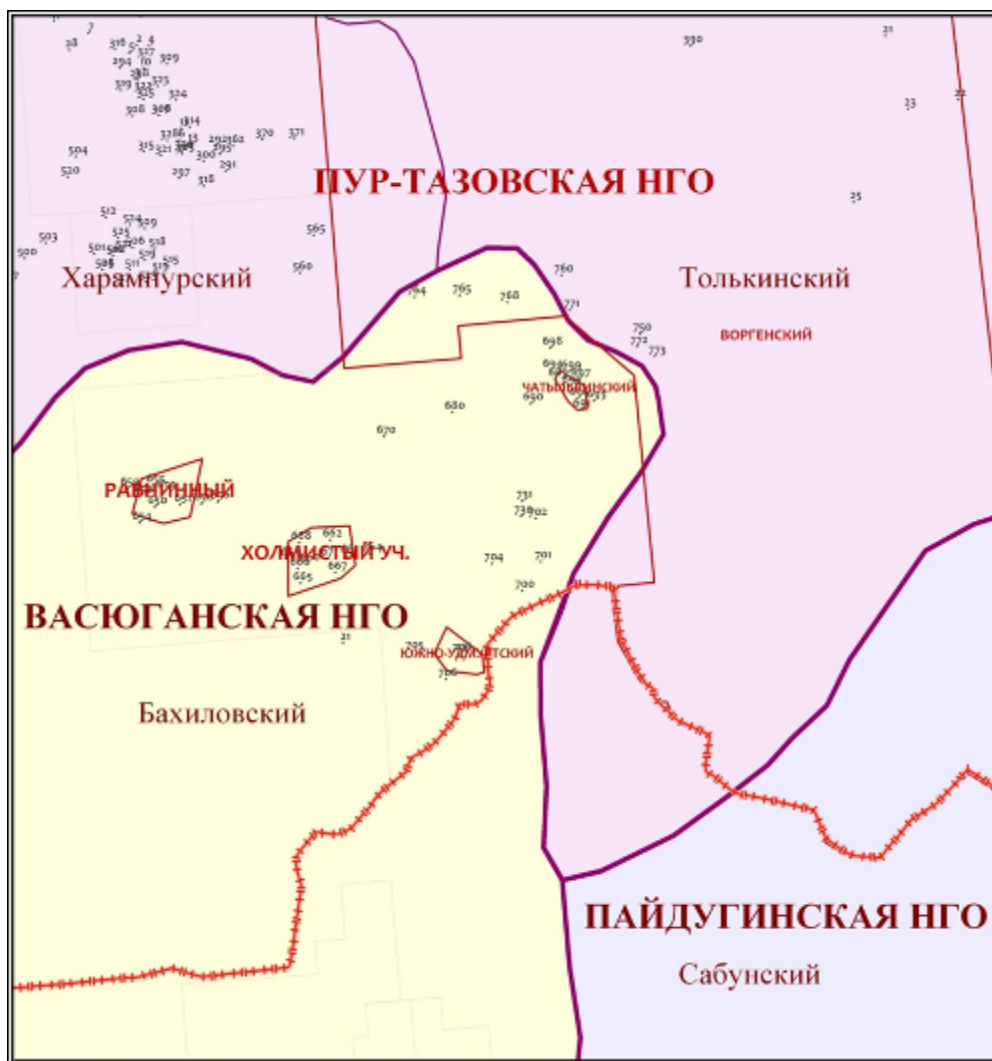
По данным нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [4], (X нефтяное месторождение расположено в пределах Бахилковского нефтегазоносного района (НГР) Васюганской нефтегазоносной области (НГО) (рис. 8). Нефтегазоносность Васюганской НГО связана с широким возрастным диапазоном и обусловлена юрским и меловым нефтегазоносными комплексами.[24]

На X месторождении *нефтегазоносным объектом является пласт СГ₁₋₂*, приуроченный к отложениям сиговской свиты и относящийся к верхнеюрскому нефтегазоносному комплексу. Западнее, на Холмистом месторождении, разрез имеет другой тип - васюганский, который характеризуется более выдержанными и мощными песчаными пластами. На X месторождении разрез Турухано-Елогуйского типа, где верхнеюрский резервуар неоднороден, расчленен глинистыми и алевролитовыми пропластками.

Формирование толщи пласта СГ₁₋₂ происходило в основном в условиях морской дельты, при тенденции незначительного углубления бассейна (снизу вверх по разрезу пласта происходит смена условий канала морской дельты на условия подводного берегового шельфового склона).

Отложения сиговской свиты перекрываются выдержанной глинистой пачкой, залегающей в основании яновстанской свиты, которая образует надежную покрышку.

На X месторождении в направлении на запад происходит литологическое замещение песчаников яновстанской свиты на глинистые отложения, еще западнее глинистые отложения становятся слабо-битуминозными и затем переходят в битуминозные разности, выделяемые на большей части провинции в объеме баженовской свиты, с которой связан опорный горизонт ОГ Б.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

462	поисковая скважина, её номер		границы лицензионных участков
	границы нефтегазоносных областей:		границы автономных округов
	ВАСЮГАНСКАЯ НГО		границы нефтегазоносных районов
	ПУР-ТАЗОВСКАЯ НГО		
	ПАЙДУГИНСКАЯ НГО		

Рисунок 8. Выкопировка из схемы нефтегазоносного районирования

Пласт СГ₁₋₂

На месторождении отложения пласта СГ₁₋₂ на месторождении имеют всеобщее распространение и общую толщину от 39,3 м до 47,5 м. Кровля коллектора отбивается на отметках от 2629,5 м (скв. 19) до 2663,9 м (скв. 40ST2). Залежь пласта СГ₁₋₂ была открыта скважиной № 696R, в которой по результатам испытания интервала 2759,0 - 2763,0 м (а.о. - 2639,6 - 2643,6 м) был приток нефти с дебитом 93 м³/сут на штуцере 8-мм. Залежь вскрыта тремя разведочными и 47 эксплуатационными скважинами.

Тип залежи - пластовая сводовая, тектонически экранированная. Эффективные толщины в скважинах изменяются от 9,8 м до 31,8 м, эффективные нефтенасыщенные

толщины - от 1,1 м до 25,6 м. Сверху отложения пласта перекрываются глинами яновстанской свиты, толщина которых составляет в пределах залежи порядка 50 м. ВНК принят по данным ГИС и испытаниям в скважинах на а.о. -2667,5 м. В границах принятого ВНК размеры залежи составляют 12,1 x 3,5 км, высота 38 м.

Характерной особенностью геологического строения месторождения является наличие по основной площади объекта достаточно мощного (до 25 м) нефтенасыщенного коллектора, в разрезе которого условно выделяются несколько монолитных пачек, разделённые глинистыми слабопроницаемыми перемычками.

Краткая характеристика залежи приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристика залежи пласта СГ₁₋₂ X месторождения

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км * км	Площадь залежи, тыс.м ²	Абсолютная отметка залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
СГ ₁₋₂		пластовая, сводовая, тектонически экранированная	12,1×3,5	27 340	2629,5-2754,0	2667,5	38

Анализируя приведенные фактические данные по изученности геологического строения месторождения, можно сделать следующие выводы:

- площадь месторождения в достаточной степени изучена сейсморазведочными работами. Общая протяженность сейсмопрофилей 2D в пределах лицензионного участка составила 222,9 пог.км; плотность наблюдения на площади участка – 3,5 пог.км/кв.км.; покрытие площади лицензионного участка съемкой формата 3D составило 96% (60,5 кв.км); месторождения – 100%.

- всего на X месторождении по состоянию на 01.01.2021 г. 76 скважин пробурено, из них две поисковых, семь разведочных, шесть водозаборных, 61 эксплуатационных (из которых 29 горизонтальных стволов). Изученность залежи пласта СГ₁₋₂ бурением равномерная; основная часть залежи была разбурена эксплуатационными скважинами.

- структурные построения при подсчете запасов УВ выполнены по материалам сейсморазведочных работ и ГИС пробуренных скважин. Тектонические нарушения уверенно отслеживаются по материалам съемки МОГТ 3D.

- ВНК уверенно определен по результатам комплексов ГИС и ГДИ пробуренных скважин.

2.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия месторождения

Гидрогеологическая характеристика месторождения

X месторождение расположено в восточной части артезианского мегабассейна Западной Сибири, представляющего собой сильно гидродинамическую систему, в зоне, где нормальная вертикальная гидрохимическая зональность переходит в инверсионную зональность. Этим обусловлены некоторые специфические особенности района, которые отражаются в изменении химического состава подземных вод и их минерализации.[8]

Согласно признанной гидрогеологической стратификации, в вертикальном разрезе бассейна выделяются две гидрогеологические ступени (нижняя и верхняя), каждая из которых имеет специфические характеристики с точки зрения геохимии и гидродинамики подземных вод, разделенные толстым слоем водоудерживающей глины, датируемой от турона до нижнего олигоцена. Этот глинистый слой, толщина которого может достигать 850 м, исключает гидродинамическую связь между минерализованными водами мезозойских отложений нижнего гидрогеологического этапа и водами кайнозойских отложений верхнего гидрогеологического этапа. Гидрогеологические зоны подразделяются на комплексы подземных вод, которые различаются по электропроводности, химическому составу, минерализации, температуре и условиям залегания подземных вод. [10]

Режим залежей

Нефтегазоносный район, в пределах которого находится месторождение, расположен в восточной части Западно-Сибирского артезианского бассейна. Наивысшие абсолютные отметки пьезометрических уровней +131 - +141 м установлены на юге низменности (Петропавловск, Туринск) наименьшие – в районе п.Тазовского -0,31 - +4,41 м, в Вартовском районе +50 - +70 м. К сожалению, данные о замерах статического уровня пластовых вод при исследовании разведочных скважин X месторождения отсутствуют. Судя по замерам пластового давления флюида, выполненных на месторождении в процессе испытания скважин, давление в продуктивных пластах близко к гидростатическому.

Наиболее изученными в гидрогеологическом отношении на месторождении являются пласты сиговской свиты. Проведенные гидродинамические исследования и результаты эксплуатации свидетельствуют о наличии на месторождении активного упруговодонапорного режима. Из характеристики гидродинамических условий, результатов опробования законтурных разведочных скважин и динамики пластового давления следует, что водонапорная система продуктивного пласта СГ₁₋₂ по контуру нефтеносности является условно замкнутой – тектонические нарушения выступают в роли

барьера, практически отсекая тем самым законтурные воды, однако подошвенные воды достаточно активны и обладают значительным запасом пластовой энергии.

Температурные условия недр

Геотермический градиент в скважинах X месторождения не замерялся. Для изучения температурного режима в процессе испытания объектов в разведочных скважинах X месторождения проводились точечные замеры пластовых температур. Всего было проведено 15 точечных измерений, в основном в продуктивных пластах и при описании нижней части разреза. Наиболее полная картина распределения температуры в осадочной части пласта X представлена на рис. 8.

Температурные изменения в части X месторождения носят закономерный характер: с глубиной температура повышается до +81 °С в пласте СГ₁ (скв.695R) на глубине 2740 м (абс. отм. - 2615,9 м) до +95°С в пласте СГ₅ (скв.695R) на глубине 2880 м (абс.отм. - 2755,9 м). Характер распределения и изменения температур с глубиной хорошо согласуются с термограммой соседнего Равнинного месторождения, где была произведена запись геотермического градиента в скв.651R (рис. 9). Средний геотермический градиент по разрезу Равнинного месторождения, исключая верхнюю зону, составляет 3,2°С /100 м. На X месторождении рассчитанный геотермический градиент равен 3,3°С/100 м.[8]

В целом, пластовые температуры в X месторождении остаются очень стабильными. Закономерности распределения температуры в поле, установленные с помощью точечных измерений, позволяют определить среднюю температуру пласта СГ₁₋₂ – +90°С.

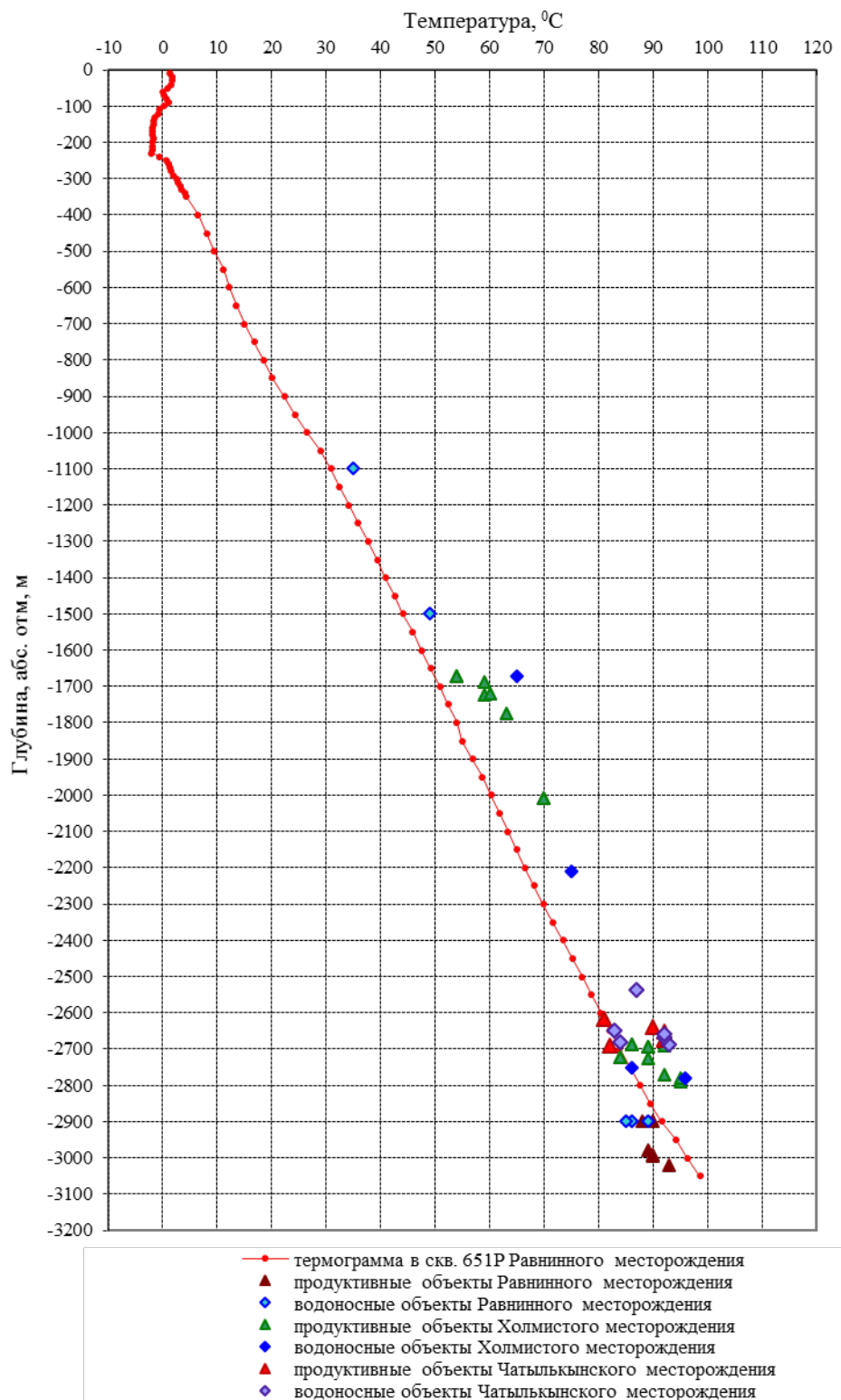


Рисунок 9. Геотермическая характеристика разреза X и прилегающих месторождений

2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Физико-литологическая характеристика коллекторов

На образцах керна физико-литологическая характеристика и фильтрационно-емкостные свойства пород X месторождения исследовались по общепринятым методикам в лабораториях ЗАО «Нефтеком» и СибНИИИП. Также использовалось макроописание керна, сделанное в полевых условиях геологами Ноябрьской НГРЭ. На X месторождении керна отбирался из юрских отложений в 10 поисково-разведочных и в 2 эксплуатационных скважинах (табл. 2). Проходка составила 774,7 м, извлечение керна из диаметра - 518,9 м, или 66,98%, в том числе 220,8 м в коллекторах (данные по скважине 9PL отсутствуют).

Таблица 2 - Отбор керна на X месторождении

№ скв.	Глубина отбора керна, м	Пласт	Проходка с отбором керна, м	Вынос керна, м	% выноса керна к проходке с отбором керна	Вынос керна по коллекторам, м
683	2781-2795	ЯН ₆ +СГ ₁₋₂	14	14	100	9,7
	2795-2810	СГ ₁₋₂	15	8,4	56	8,4
	2810-2824	СГ ₁₋₂	14	11,6	82,9	6,6
	2824-2837	СГ ₁₋₂ +СГ ₃	13	13	100	5,6
Итого			56	47	83,9	30,3
690	2790-2801	Юрацкая св	11	10,6	96,4	5,7
	2872-2886	СГ ₁₋₂	14	3,5	25	3,5
	2935-2943	СГ ₁₋₂ +СГ ₃	8	7,5	93,8	0,5
	2979-2989	СГ ₅	10	9,9	99	8,1
	2989-3000	СГ ₅ +СГ ₆	11	9	81,8	3
	3000-3004	СГ ₆	4	3,8	95	3,8
	3046-3060	СГ ₇	14	13,2	94,3	7,3
Итого			72	57,5	79,9	31,9
691	2800-2814	СГ ₁₋₂	14	10	71,4	10
	2814-2828	СГ ₁₋₂	14	8,2	58,6	8,2
	2828-2839	СГ ₁₋₂	11	11	100	11
Итого			39	29,2	74,9	29,2
693	2814-2821	ЯН ₆	6,6	6,6	94,3	2,5
	2821-2835	ЯН ₆ +СГ ₁₋₂	14	7,5	53,6	0
	2835-2842	СГ ₁₋₂	7	0,3	4,3	0,2
	2842-2845	СГ ₁₋₂	3	1	33,3	1
	2845-2857	СГ ₁₋₂	12	8,8	73,3	7,4
Итого			42,6	24,2	56,8	11,1
694	2758-2770	ЯН ₆	12	9,3	77,5	0
	2770-2784	ЯН ₆	14	13,2	94,3	0
	2784-2798	ЯН ₆	14	9,9	70,7	0
	2798-2813	ЯН ₆ +СГ ₁₋₂	15	9	60	5,7
	2813-2825	СГ ₁₋₂	12	7,1	59,2	7,1
	2825-2840	СГ ₁₋₂	15	3,4	22,7	3,4
Итого			82	51,9	63,3	16,2
695	2768-2782	СГ ₁₋₂	14	6,7	47,9	6,7
	2782-2794	СГ ₁₋₂	12	8,8	73,3	8,4
	2794-2809	СГ ₁₋₂	15	6,5	43,3	3,5
	2871-2884	СГ ₃ +СГ ₅	13	12,8	98,5	6,1
	2884-2898	СГ ₅ +СГ ₆	14	6,7	47,9	3,4
	2898-2912	СГ ₆	14	10,5	75	6,8
Итого			82	52	63,4	34,9

Окончание таблицы 2

№ скв.	Глубина отбора керна, м	Пласт	Проходка с отбором керна, м	Вынос керна, м	% выноса керна к проходке с отбором керна	Вынос керна по коллекторам, м
696	2922-2937	СГ ₆	15	12,5	83,3	7,1
	2937-2952	СГ ₇	15	7,5	50	2,7
	2952-2967	СГ ₇	15	0,4	2,7	0,3
	2967-2977	СГ ₇	10	4,8	48	2,2
	2992-3007	СГ ₈	15	12,3	82	0
	3007-3022	Ю ₂	15	8	53,3	3,1
Итого			85	45,5	53,5	15,4
697	2775-2785	ЯН ₆	10	6,7	67	0
	2805-2820	ЯН ₆	15	9,3	62	3,6
	2820-2827	ЯН ₆	7	0,8	11,4	0,8
	2827-2834	ЯН ₆	7	4	57,1	0
	2907-2922	СГ ₃	15	11,8	78,7	10,9
	2922-2936	СГ ₃	14	11,3	80,7	0
	2936-2945	СГ ₃	9	0,5	5,6	0
	2945-2955	СГ ₃	10	3,8	38	0
2969-2980	СГ ₅	11	6,3	57,3	3,3	
Итого			98	54,5	55,6	18,6
698	отсутствуют данные		54	36,3	67,2	
Итого			54	36,3	67,2	
699	2810-2822	ЯН ₆	12	10	83,3	0
	2822-2830	ЯН ₆	8	7,1	88,8	2,4
	2830-2845	ЯН ₆	15	12,5	83,3	8,9
	2845-2853	ЯН ₆	8	2	25	0
	2995-3010	СГ ₅	15	4	26,7	1,8
	3010-3018	СГ ₅ +СГ ₆	8	4,7	58,8	4,4
Итого			66	40,3	61,1	17,5
19	2876.1-2883.1	СГ ₁₋₂	7	4,8	68,9	1,5
	2883.1-2890.2	СГ ₁₋₂	7,1	4,3	59,6	4,5
	2890.8-2898.0	СГ ₁₋₂	7,2	6,8	94	6,7
	2898.0-2905.1	СГ ₁₋₂	7,1	7	98	3
Итого			28,4	22,8	80,2	15,7
9PL	3170-3177	СГ ₁₋₂	7	4,14	59,14	
	3177-3184,2	СГ ₁₋₂	7,2	7,18	99,72	
	3184,2-3189,8	СГ ₁₋₂	5,6	4,15	74,11	
	3189,8-3197,3	СГ ₁₋₂	7,5	0,98	13,07	
	3197,3-3204,5	СГ ₁₋₂	7,2	6,98	96,94	
	3204,5-3211,3	СГ ₁₋₂	6,8	6,25	91,91	
	3211,3-3218,4	СГ ₁₋₂	7,1	7,09	99,86	
	3218,4-3225,6	СГ ₁₋₂	7,2	7,2	100	
	3225,6-3232,6	СГ ₁₋₂	7	6,99	99,86	
3232,7-3239,8	СГ ₁₋₂	7,1	6,75	95,07		
Итого			69,7	57,7	82,8	
Всего по скважинам			774,7	518,9	66,9	220,8

Примечание: Юрацкая - Юрацкая свита (К_{1b}-g)

ЯН₆ - Яновстанская свита (J₃km-J₃tt)

СГ₁₋₇ - Сиговская свита (J₂k-J₃km)

СГ₈ - Точинская свита (J₂k)

Ю₂ - Тюменская свита (J_{2a}-J_{2b}-J₂bt-J₂c)

Последний отбор керна выполнен в 2009 году по скважине 9PL, после 2009 г. новый керн не отбирался.

Описание керна выполнено по 11 скважинам. Стандартные исследования керна по пласту СГ₁₋₂ проведены по трем скважинам (690P, 9PL и 19), эффективная толщина, охарактеризованная керном, составила 63,4 м. Имеющиеся петрофизические исследования

представлены по 422 образцам, средняя плотность отбора образцов составила 0,81 обр. на 1 м вынесенного керна, на метр проходки – 0,5 обр.

Наиболее полно изучен керн пласта СГ₁₋₂ из скважин № 9PL и № 19. Не считая стандартных определений выполнены исследования по определению гранулометрического и минералогического состава пород, определения УЭС, полуколичественный рентгеноструктурный анализ глинистой составляющей, проведены исследования по определению фазовых проницаемостей, определения механических свойств пород, описания шлифов, определены порометрические характеристики, построены капиллярные кривые, радиусы каналов, смачиваемость пород, оценена остаточная нефтенасыщенность.

Пласт СГ₁₋₂ состоит из смеси песчаников с различными карбонатами, сланцами и глинами. В целом эти породы характеризуются размером зерен от 0,03 до 0,35 мм и содержанием глины от 15 до 40 %. Максимальный размер зерен не превышает 0,6 мм. Материал имеет хороший гранулометрический состав, с полукруглыми, изометрическими и гранулированными зернами. Минералогический состав породы аркозовый, полиморфный, с 27,3-47 % кварца, 32-60,7 % полевого шпата, 3,8-23 % лития и 2-9,5 % слюды. Цемент глинистый, редко карбонатный. Глинистый цемент преимущественно пористый, распределен неравномерно и варьирует от 6 до 13,1%. Поры, как правило, чистые, хотя некоторые из них полностью или частично каолинистые.

Отложения в основном приурочены к песчаным разновидностям.

Песчаники среднезернистые, алевритистые в редких случаях, а также с некоторыми карбонатными компонентами и с глинистым цементом. Текстура- псамитовая или алевропсамитовая, сортировка средняя. Песчаники по вещественному составу относятся к аркозовому и полимиктовому типу.

Породообразующие компоненты:

- полевые шпаты (среднее значение 53,9 %);
- кварц (среднее значение 32 %);
- обломки различных горных пород (среднее значение 7,5 %);
- слюды (сред. значение 3,3 %).

Песчаники характеризуются умеренным содержанием (в среднем 8,1-11,6%), полиминеральным составом и неравномерно-сгустковым пленочно-пористым составом с фрагментами базальных пор и микролитическим распределением глинистого цемента. Рентгенофациальный анализ показывает, что основным цементным компонентом является каолинит (18-88 %, в среднем 65 %). В основном крупнозернистый каолинит заполняет отдельные поры и прилегающие поровые системы. В подчиненном количестве присутствуют образующие тесную ассоциацию хлорит (10-60 %, в среднем 29 %) и

гидрослюда (1-17 %, в среднем 4,0 %), еще в меньших количествах - ССО (1-12 %, в среднем 2-3 %).

По разрезу скважин, как и по пласту, преобладают коллекторы четвертого класса проницаемости. В целом проницаемость изменяется в большом диапазоне (рис. 2.10), для коллекторов: от 0,7 до $120 \cdot 10^{-3}$ мкм², средняя $26,75 \cdot 10^{-3}$ мкм². [30] Пористость варьирует от 13,3 до 22,4 %, средняя 19,14 %. Среднее значение остаточной водонасыщенности равно 31,8 %.

Результаты лабораторных исследований фильтрационно-емкостных свойств коллекторов пласта СГ₁₋₂ X месторождения на образцах керна представлены в таблице 3.

Гранулометрический состав для пород пласта СГ₁₋₂ изучался по скважинам № 19 (27 образцов) и № 9PL (20 образцов). В соответствии с классификацией Шепарда образцы X месторождения в целом представлены тремя литологическими типами – алевритового песчаника, песчаного алевролита и глинистого алевролита, причем первые два типа включают в себя только коллекторы, а третий – только неколлекторы.

По данным анализа гранулометрического состава породы-коллекторы X месторождения характеризуются карбонатностью от 3,6 до 28,5 % при средней – 7,0 %; глинистостью – от 4,6 до 16,1 % при средней – 8,1 %. Медианный диаметр зерен меняется от 0,055 до 0,131 мм (средний – 0,095), коэффициент отсортированности меняется от 1,30 до 2,03 (средний – 1,54), а коэффициент асимметричности – от 0,70 до 1,04 (средний – 0,86).

Характеристика коллекторов по результатам ГИС

Геофизические исследования выполнены во всех разведочных, поисковых и эксплуатационных скважинах X месторождения. Работы выполнялись в соответствии с РД 153-39.0-072-01 [4].

В разведочных скважинах проводился расширенный комплекс ГИС:

- стандартный каротаж – ПС, ИК, БК, градиент-зонды А2М0.5N и N0.5M2A, а также потенциал-зонд N11M0.5A;
- боковое каротажное зондирование (БКЗ) - градиент-зонды с размерами АО=0.45; АО=1.05; АО=2.25; АО=4.25; АО=8.5 м, и кровельный градиент-зонд М0.5N2A;
- микрокаротаж (МК): градиент-микрозонд А0.025M0.025N и потенциал-микрозонд А0.05M;
- индукционный каротаж (ИК);
- инклинометрия;
- боковой каротаж (БК);
- боковой микрокаротаж (БМК);

- кавернометрия (профилеметрия);
- радиоактивный каротаж (НКТ, ГК);
- газовый каротаж (ГТИ);
- микрокавернометрия (МКВ);
- резистивиметрия;
- термометрия;
- акустический каротаж (АК);
- гамма – гамма плотностной каротаж (ГГК-п);
- контроль за качеством цементирования (АКЦ, ГГК).

В эксплуатационных наклонно-направленных скважинах, а также в верхней части горизонтальных скважин до углов 55 – 65° выполнялся каротаж на кабеле с записью следующих методов:

- стандартный каротаж: ПС, потенциал-зонд N11M0.5A;
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- индукционный каротаж (ИК);
- боковой каротаж (БК);
- метод высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования ВИКИЗ;
- резистивиметрия;
- инклинометрия;
- радиоактивный каротаж (НКТ, ГК);
- контроль за качеством цементирования (АКЦ, ГГК);
- геолого-технологические исследования и газовый каротаж (ГТИ и ГК).

В пилотных стволах горизонтальных скважин при углах свыше 70° выполнялся каротаж на трубах компании «Шлюмберже» с применением комплексного прибора PlatformExpress-AIT, включающего следующие методы:

- пятизондовый индукционный каротаж (AIT)+ПС;
- компенсированный нейтронный каротаж ННКт;
- гамма-каротаж ГК;
- 3х-зондовый плотностной каротаж ГГК+РЕФ;
- микроцилиндрический боковой каротаж (МБК, МКЗ);
- резистивиметрия;
- кавернометрия.

При проводке скважин на месторождении в целях геонавигации активно использовался каротаж во время бурения. При интенсивном наборе кривизны в целях

минимизации времени бурения измерялась инклинометрия. В пилотных и верхней части горизонтальных стволов проводились замеры инклинометрии и гамма-каротажа. В горизонтальных участках стволов в сборку включался прибор ARC-3 или ARC-5, позволяющий регистрировать дополнительно к инклинометрии и ГК пять разноглубинных зондов индукционного каротажа. При бурении на поверхность в реальном времени передавались технологические данные, инклинометрия, ГК и два разноглубинных сопротивления. Полный объем данных считывался из памяти приборов после подъема.

В водозаборных скважинах выполнялись следующие виды исследований:

- стандартный каротаж – ПС, потенциал-зонд N11M0.5A;
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- индукционный каротаж (ИК);
- боковой каротаж (БК);
- резистивиметрия;
- инклинометрия;
- радиоактивный каротаж (НКТ, ГК);
- контроль за качеством цементирования (АКЦ, ГГК).

По причине небольшого срока эксплуатации методы по оценке текущего нефтенасыщения в колонне на месторождении не проводились.

Данные геофизических исследований скважин на месторождении X были использованы для следующих задач:

- литолого-стратиграфическое расчленение толщи, а также определение глубин залегания и толщины пластов.
- корреляция разрезов скважин, чтобы при помощи этого выявить продуктивные пласты, а также детально изучить строения геологических;
- выявление коллекторов, изучение их распределения по месторождению, оценка насыщенности, пористости, коэффициентов нефтенасыщенности, проницаемости и других параметров.

Правильность зависит от программного обеспечения геофизического исследования скважин.

Выполненный комплекс ГИС, его полнота и качество позволяют с определенной точностью выделять в разрезе рассматриваемых скважин пласты-коллекторы, определять их фильтрационно-емкостные свойства и оценивать характер насыщения. Петрофизическая основа для интерпретации ГИС составлена по результатам исследований «собственного» керна.

Коллекторы определены методом микрозондирования.

При выделении коллекторов в скважинах с усеченным комплексом ГИС применялись граничные значения геофизических и петрофизических параметров. В первом случае, в качестве граничного геофизического параметра использовалось граничное значение относительной амплитуды СП - $\alpha_{\text{ПС}}^{\text{ГР}} = 0,34$, которое получено путем сопоставления накопленных частот для «коллекторов» и «неколлекторов» по скважинам, в которых проникновение фильтрата бурового раствора уверенно выделяется по прямым признакам.

На рисунке 10 показаны основные сопоставления фильтрационно-емкостных характеристик горных пород.

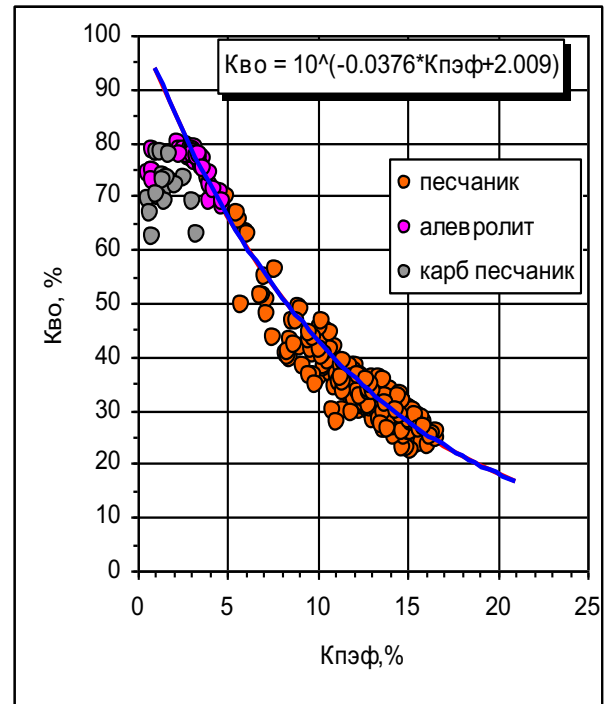
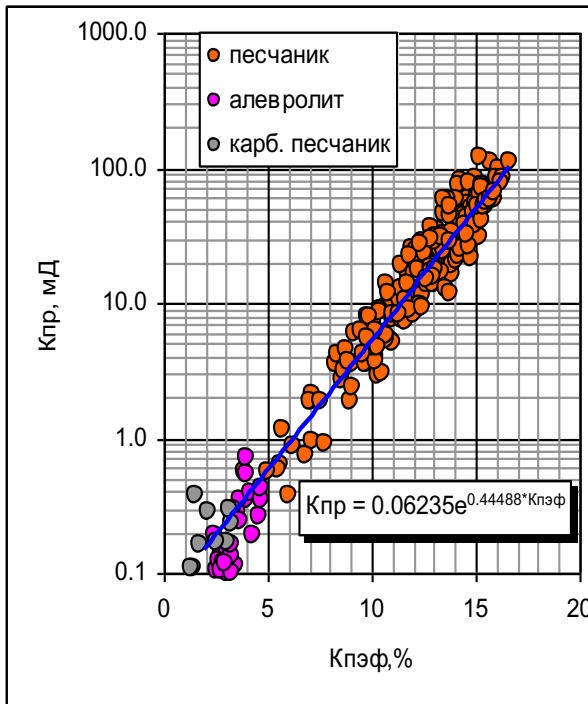
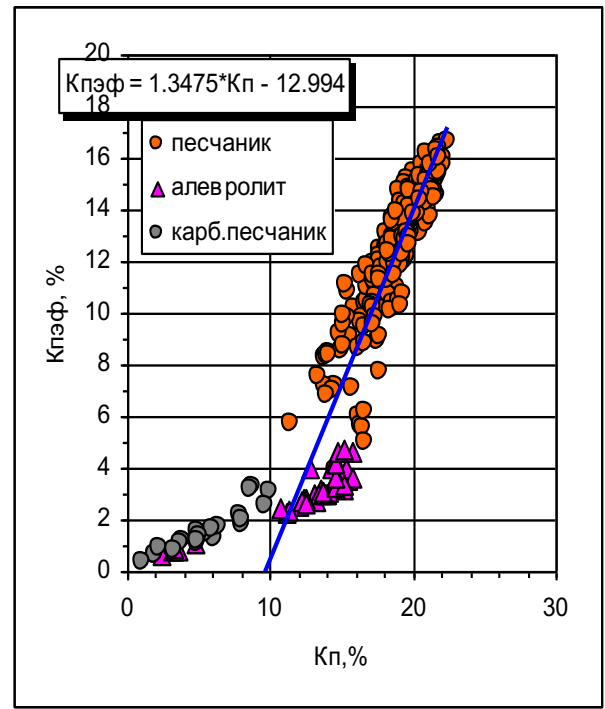
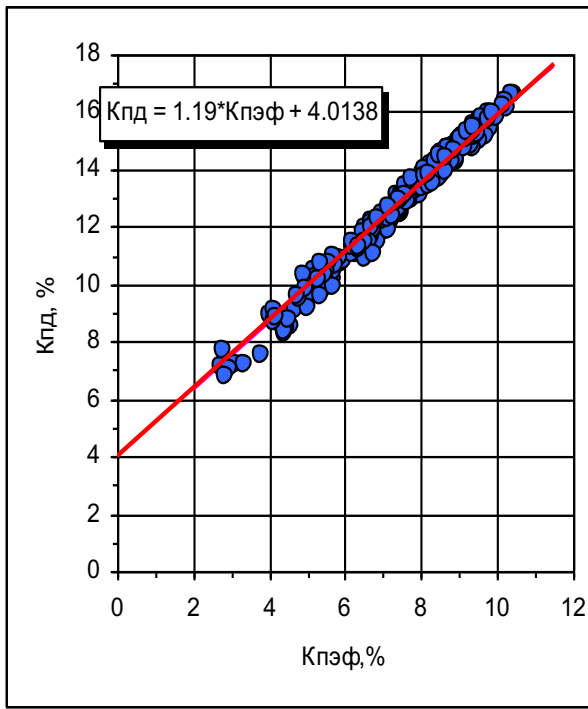


Рисунок 10. Сопоставления результатов лабораторных исследований керн пласта СГ₁₋₂ X месторождения

По сопоставлению коэффициентов динамической и эффективной пористости устанавливается граничное значение параметра $K_{пэф}$, при котором значение $K_{пд}=0$. Для отложений пласта СГ₁₋₂ X месторождения граничное значение эффективной пористости принято равным 4,0 %. В соответствии с этим критерием, среднее граничное значение коэффициента пористости $K_{п.гр.}$ равно 12,5 %. Граничное значение коэффициента абсолютной газопроницаемости составляет $K_{пр.гр.} - 0,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, граничное значение коэффициента остаточной водонасыщенности составляет $K_{во.гр.} - 72 \%$. [15]

При оценке пористости по относительной амплитуде ПС использовалась непосредственно взаимосвязь относительного параметра ПС с коэффициентом пористости по керну, осредненным в интервале проницаемых прослоев (рис. 11):

$$K_{п} = 21,269 \cdot \alpha_{пс}^{0,3591} \quad (1)$$

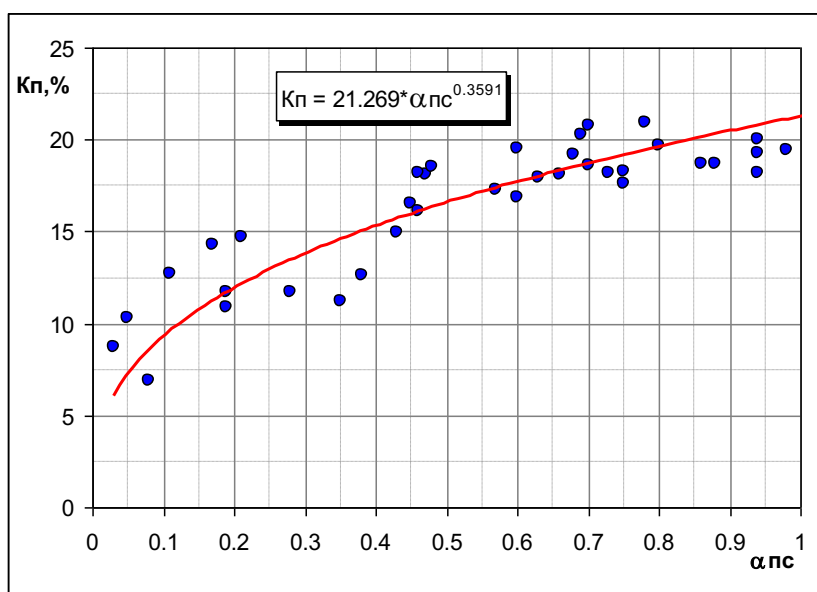


Рисунок 11. Зависимость $K_{п}=f(\alpha_{пс})$ для пласта СГ₁₋₂

Для расчета проницаемости применялись зависимости $K_{пр}=f(K_{пэф})$, полученные на кернах материала:

$$K_{пр} = 0,06235 \cdot \exp(0,59947 \cdot K_{п} - 5,78) \quad (2)$$

$$K_{пэф} \square K_n \cdot (1 - K_{во}), \quad (3)$$

Определение коэффициента нефтенасыщенности проводилось по стандартной методике. Для пластов СГ₁₋₃ моделирование зависимостей $R_{п}=f(K_{п})$, $R_{н}=f(K_{в})$ выполнено в двух скважинах (19 и 9PL) в атмосферных и пластовых условиях. Для расчета коэффициента нефтенасыщенности использовались данные, полученные при условиях, приближенных к пластовым. Искомые зависимости приведены на рисунках 12-13 и имеют вид:

$$R_{п} = 9727,4 \cdot K_{п}^{-2,0147} \quad (4)$$

$$P_H = 3259,02 * K_B^{-1,7849} \quad (5)$$

С учетом минерализации пластовой воды (C_B), принятой для пласта $СГ_{1-2}$ равной 34,5г/л, удельное электрическое сопротивление пластовой воды ρ_B , с учетом глубины залегания пласта, составило – 0,08 Омм. [25]

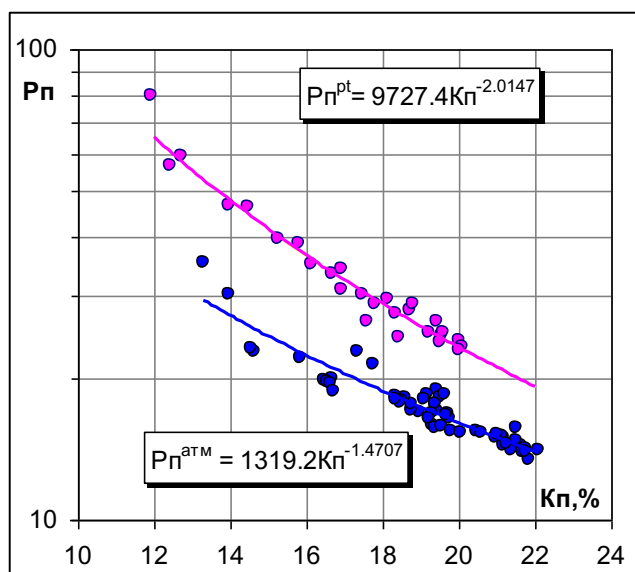


Рисунок 12. Зависимость $P_{п}(K_{п})$ для пласта $СГ_{1-2}$

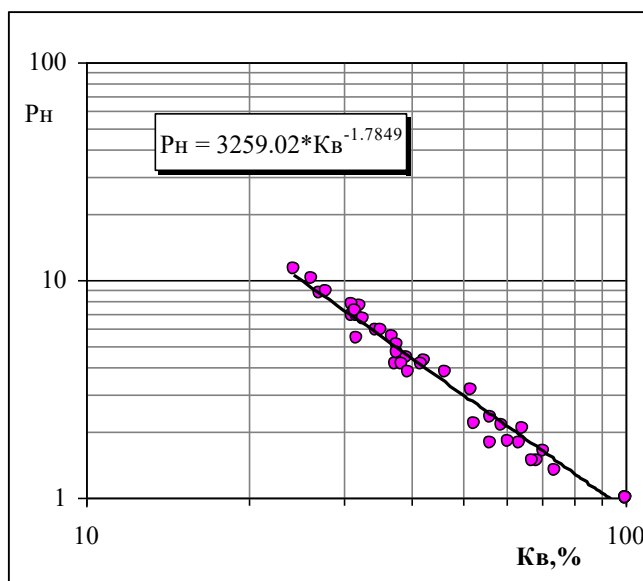


Рисунок 13. Зависимость $P_{н}(K_{в})$ для пласта $СГ_{1-2}$

Характеристика пласта $СГ_{1-2}$ по результатам интерпретации ГИС 40 скважин приведена в таблице 3.

Таблица 3 - Характеристика коллекторов продуктивного пласта СГ₁₋₂ X месторождения по результатам интерпретации ГИС

Параметр	СГ ₁₋₂
1.Общая толщина, м	
1.1 Количество скважин	40
1.2 Минимальное значение	11,1
1.3 Максимальное значение	52,4
1.4 Среднее значение	40,6
2.Общая эффективная толщина, м	
2.1 Количество скважин	40
2.2 Минимальное значение	8,6
2.3 Максимальное значение	32,4
2.4 Среднее значение	23,7
3.Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	
3.1 Количество скважин	30
3.2 Минимальное значение	1,1
3.3 Максимальное значение	25,3
3.4 Среднее значение	12,3
4.Эффективная водонасыщенная толщина, м	
4.1 Количество скважин	37
4.2 Минимальное значение	2,8
4.3 Максимальное значение	32,4
4.4 Среднее значение	15,7
5.Коэффициент песчанистости	
5.1 Количество скважин	40
5.2 Минимальное значение	0,199
5.3 Максимальное значение	0,822
5.4 Среднее значение	0,592
6. Коэффициент расчлененности	
6.1 Количество скважин	40
6.2 Минимальное значение	3
6.3 Максимальное значение	30
6.4 Среднее значение	13,4
7.Проницаемость, мкм ² * 10 ⁻³	
7.1 Количество скважин	38
7.2 Количество определений	666
7.3 Минимальное значение	0,7
7.4 Максимальное значение	91,1
7.5 Среднее значение	21,02
8. Коэффициент пористости	
8.1 Количество скважин	38
8.2 Количество определений	666
8.3 Минимальное значение	0,131
8.4 Максимальное значение	0,213
8.5 Среднее значение	0,184
9. Коэффициент начальной нефтенасыщенности	
9.1 Количество скважин	26
9.2 Количество определений	163
9.3 Минимальное значение	0,370
9.4 Максимальное значение	0,771
9.5 Среднее значение	0,621

Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов

Была составлена сводка геолого-физических характеристик пласта СГ₁₋₂, который является продуктивным, благодаря всем видам исследований (табл. 4), значения параметров которой были использованы при проектировании.

Таблица 4 - Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов X месторождения

№ п/п	Параметры	Размерность	Пласт СГ ₁₋₂
1	Абсолютная отметка кровли	м	2649
2	Абсолютная отметка ВНК	м	2667,5
3	Тип залежи		ПСТЭ*
4	Тип коллектора		терригенный, поровый
5	Площадь нефте/газоносности	тыс.м ²	27340
6	Средняя общая толщина	м	43
7	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	12,2
8	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	15,7
9	Коэффициент пористости	доли ед.	0,19
10	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,66
11	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,57
12	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,61
13	Проницаемость	мкм ²	0,0249
14	Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,63
15	Коэффициент расчлененность	ед.	14,1
16	Начальная пластовая температура	°С	81
17	Начальное пластовое давление	МПа	28,0
18	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	0,51
19	Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³ ·10 ⁻³	0,701
20	Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м ³ ·10 ⁻³	0,815
21	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,324
22	Содержание серы в нефти	%	0,26
23	Содержание парафина в нефти	%	2,21
24	Давление насыщения нефти газом	МПа	13,7
25	Газосодержание	м ³ /т	129
26	Содержание сероводорода	%	не обнар.
27	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	0,35
28	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1,023
29	Коэффициент сжимаемости		
30	нефти	1/МПа×10 ⁻⁴	15,7
31	воды	1/МПа×10 ⁻⁴	4,2
32	породы	1/МПа×10 ⁻⁴	5,8
33	Коэффициент вытеснения нефти водой	доли ед.	0,534
34	Коэффициент вытеснения газом (ВГС)	доли ед.	0,640
35	Удельный коэффициент продуктивности	м ³ /(сут·МПа)	3,95

Примечание: - * ПСТЭ - пластовая, сводовая, тектонически экранированная

Таким образом, имеющийся объем информации достаточен для проведения расчетов основных показателей разработки, для обоснования рентабельных КИН и рентабельных извлекаемых запасов УВ. [4]

С целью установления физико-химических свойств и углеводородного состава нефти и растворенного газа на X месторождении отобраны и исследованы 14 глубинных и 6 поверхностных проб из 4 скважин (табл. 5). [29]

Таблица 5 - Изученность свойств нефти и растворенного газа пласта СГ₁₋₂ глубинными и поверхностными пробами

Глубинные пробы (количество скважин)						Поверхностные пробы (количество скважин)		
Стандартная сепарация			Ступенчатая сепарация					
Всего	№ скв.	Учтено	Всего	№ скв.	Учтено	Всего	№ скв.	Учтено
14 (4)	696P	12 (4)	10 (4)	696P	6 (3)	6 (4)	696P	6 (4)
	695P			695P			695P	
	1Г			1Г			1Г	
	11st3			11st3			11st3	

2.4 Свойства и состав пластовых флюидов

Свойства и состав нефти и растворенного газа

Результаты исследования поверхностных проб нефти

Лабораторные исследования проведены по 6 поверхностным пробам нефти, отобранных из скважин 695R, 696R, 1g и 11st3.

Свойства пластовых вод

Согласно существующему гидрогеологическому районированию X месторождение относится к артезианскому Западно-Сибирскому бассейну. Выделены верхний и нижний гидрогеологические этажи. В составе нижнего гидрогеологического этажа выделяются два водоносных комплекса: юрский и меловой.

Пласты сиговской свиты относятся к юрскому водоносному комплексу.

Пластовые воды юрского гидрогеологического комплекса изучены по восьми устьевым пробам, отобранным в период разведки и промышленной эксплуатации месторождения. Результаты анализа проб воды сведены в таблице 6.

Необходимо отметить, что пробы из скважин № 694 (инт-л 2823–2825 м), № 694 (инт-л 2817–2821 м) и № 695 (инт-л 2805–2807 м) признаны непредставительными. При испытании объектов в этих скважинах зафиксированы низкие дебиты пластовых вод (1,9 м³/сут при Hd = 1242,5 м; 3 м³/сут при Hd = 1223 м; 1,2 м³/сут при Hd = 1068,5 м соответственно). В результате, при отборе данных проб призабойная зона не была полностью очищена от фильтрата бурового раствора, о чём свидетельствуют относительно низкие минерализации, определённые при химическом анализе. Средняя величина минерализации пластовых вод юрского гидрогеологического комплекса без учёта непредставительных проб составляет 31 г/л при диапазоне изменения 27,9 – 32,1 г/л. Вместе

с тем средняя минерализация пластовых вод близлежащего Холмистого месторождения по аналогичному гидрогеологическому комплексу составляет 30 г/л.

Таблица 6 - Свойства и химический состав пластовых вод. X месторождение, пласты СГ₁₋₂, СГ₃.

Наименование параметра	СГ ₁₋₂		СГ ₃	
	Диапазон изменения	Средние значения	Диапазон изменения	Средние значения
Газосодержание, м ³ /м ³ (расчет)	2,85	2,85	2,85	2,85
Плотность воды, г/см ³ :				
– в стандартных условиях	1,021-1,025	1,023	1,02	1,02
– в условиях пласта (расчет)	1.009	1.009	1.009	1.009
Вязкость в условиях пласта, мПа*с (расчет)	0,35	0,35	0,35	0,35
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴ (расчет)	4,16	4,16	4,16	4,16
Объемный коэффициент, доли ед. (расчет)	1,027	1,027	1,027	1,027
Химический состав вод, (мг/л)				
Na ⁺ +K ⁺	10348-12022	10730	9779	9779
Ca ⁺²	864 - 1263	1089	884	884
Mg ⁺²	164-233,5	193	122	122
СГ ⁻	17730-21276	19078	16844	16844
HCO ₃ ⁻	98-952	485	268	268
CO ₃ ⁻²	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
NH ₄ ⁺	22,5-45	35	30	30
Br ⁻	57,11-81,1	59,4	57,11	57,11
I ⁻	3,37-5,08	45017	3,39	3,39
Sr ⁺²	-	-	-	-
Общая минерализация, г/л	32,1-29,5	31,8	27,9	27,9
Водородный показатель, рН	6,8-8	7,4	7,3	7,3
Жесткость общая, (мг-экв/л)	57-80	71	54	54
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	хлоркальциевый		хлоркальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	6 (5)	6(5)	1(1)	1(1)

По химическому составу воды комплекса относятся к хлоридно-кальциевому типу (классификация Сулина В.А.). Химический состав воды представлен основными солеобразующими компонентами: ионами хлора (97 – 99 %-экв) и натрия+калия (86 – 89 %-экв.). В меньшей степени присутствуют ионы кальция (8-10 %-экв.), магния (1-3 %-экв.), гидрокарбоната (1-3 %-экв.), нитраты отсутствуют, из микрокомпонентов присутствуют: йод (3,37-5,08 мг/л), бром (57,11-81,1 мг/л), бор (7,33-11 мг/л), фтор (0,37- 2 мг/л).

Плотность пластовых вод юрского гидрогеологического комплекса при стандартных условиях по усредненным данным составила 1,023 г/см³, диапазон изменения: 1,020–1,025 г/см³. Средняя плотность пластовых вод близлежащего Холмистого месторождения составляет величину 1,021 г/см³.

2.5 Сведения о подсчете запасов УВС

Предварительные запасы углеводородов месторождения X утверждены ГКЗ (протокол ГКЗ Роснедра № 3288-дсп от 30 августа 2013 года) по результатам исследования «Пересчет геологических запасов нефти, растворенного газа и сопутствующих

компонентов и технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти месторождения X по состоянию на 01.01.2013» [17], выполненной специалистами ООО «Газпромнефть НТЦ».

В 2017 г. ФГУ ГКЗ были утверждены геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа X месторождения.

В соответствии с действующей Классификацией запасов нефти и газов горючих на Государственном балансе по X месторождению на 01.01.2021 г. числятся начальные (геологические/извлекаемые) запасы нефти по категориям A+B₁ в объеме 21 147 / 11 109 тысяч т.

3. Моделирование углеводородных систем

Для прогноза технологических показателей разработки создана трехмерная геологическая модель пласта СГ₁₋₂ X месторождения. Моделирование выполнялось в соответствии с действующим проектным документом и дополняющими его методическими указаниями. Построение осуществлялось в программном пакете геологического моделирования Petrel.

X локальное поднятие представляет собой вытянутую в северо-западном направлении горстообразную положительную структуру (рис. 14-15). Крылья структуры, осложненные куполообразными разломами, которые идут в меридиональном направлении и образуют угол около 45 градусов к горизонтальной оси пересечения. Вертикальное смещение по разломам в этом районе составляет от 3 до 66 метров. Залежь нефти в пласте СГ₁₋₂ X месторождения приурочена к среднему, наиболее приподнятому блоку.

Исходные цифровые данные, использованные для создания моделей геологических коллекторов, были следующими:

- они включали координаты и высоты устья скважины, инклинометрию, значения поправок к инклинометрии скважины;
- ряд ГИС-диаграмм участка;
- глубина стратиграфических границ продуктивных пластов, расположение флюидных контактов в скважинах;
- результаты интерпретации сейсмических данных 3D (структурная поверхность кровли пласта СГ₁);
- структурные карты границ стратиграфических слоев, зоны флюидных контактов;
- результаты интерпретации данных ГИС по пластам, нижние границы пористости и проницаемости пород-коллекторов, критические значения нефтенасыщенности коллекторов, статистические данные по петрофизическим параметрам (пористость, проницаемость);
- карты толщин и подсчетных параметров, выполненные в рамках данного проекта.

[12]

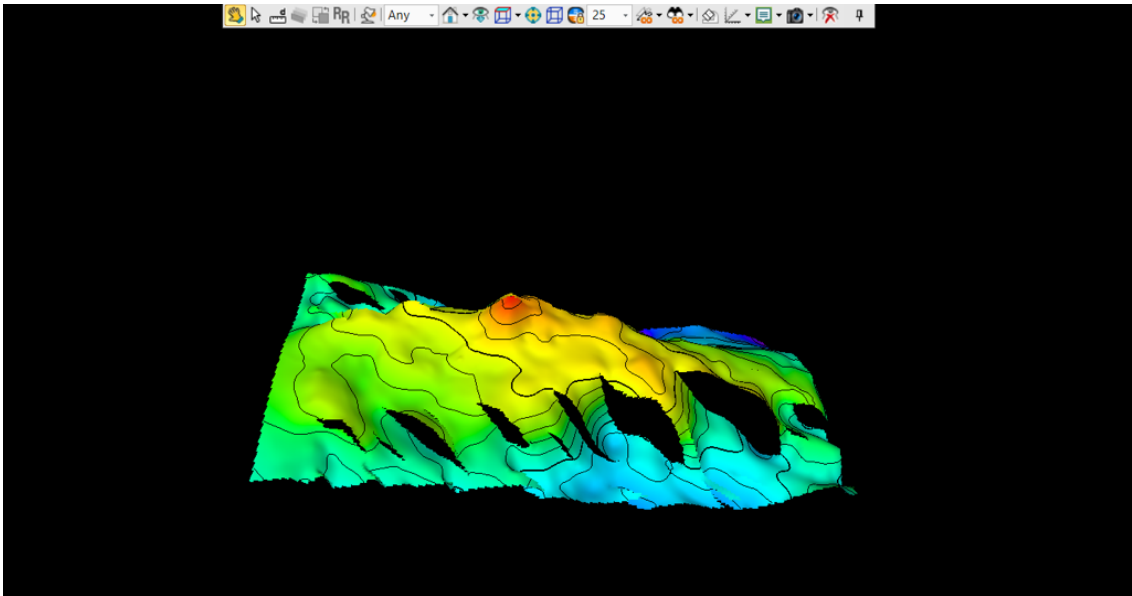


Рисунок 14. Общий вид геологической модели

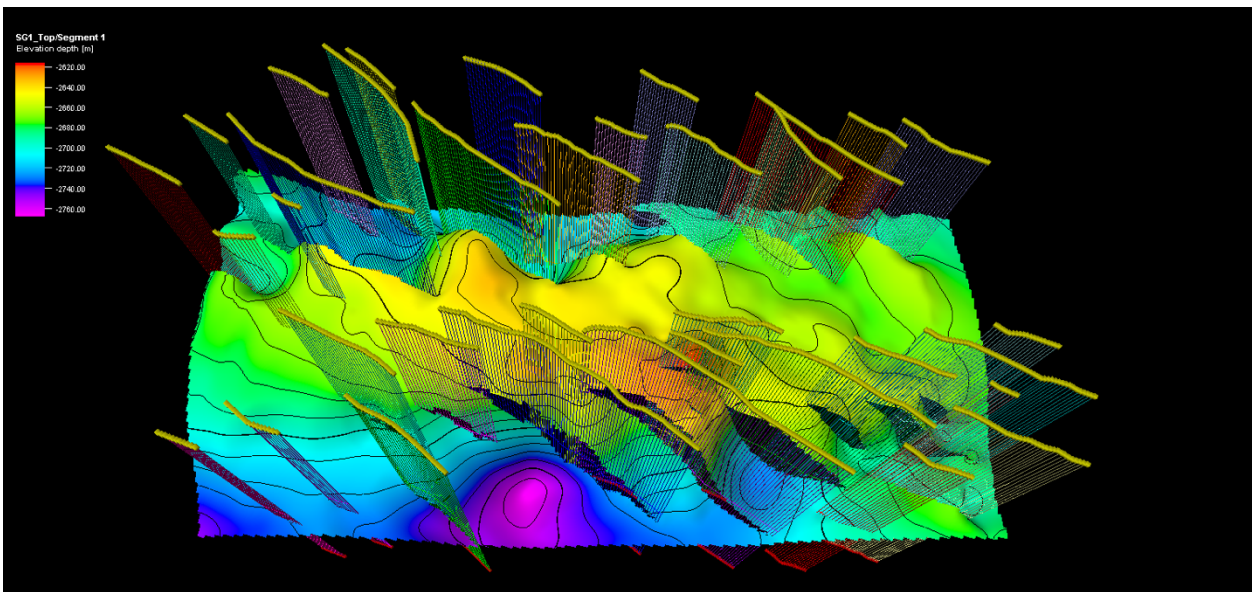


Рисунок 15. Общий вид геологической модели с разломами

Изначально загружаются все данные. (рис.16)

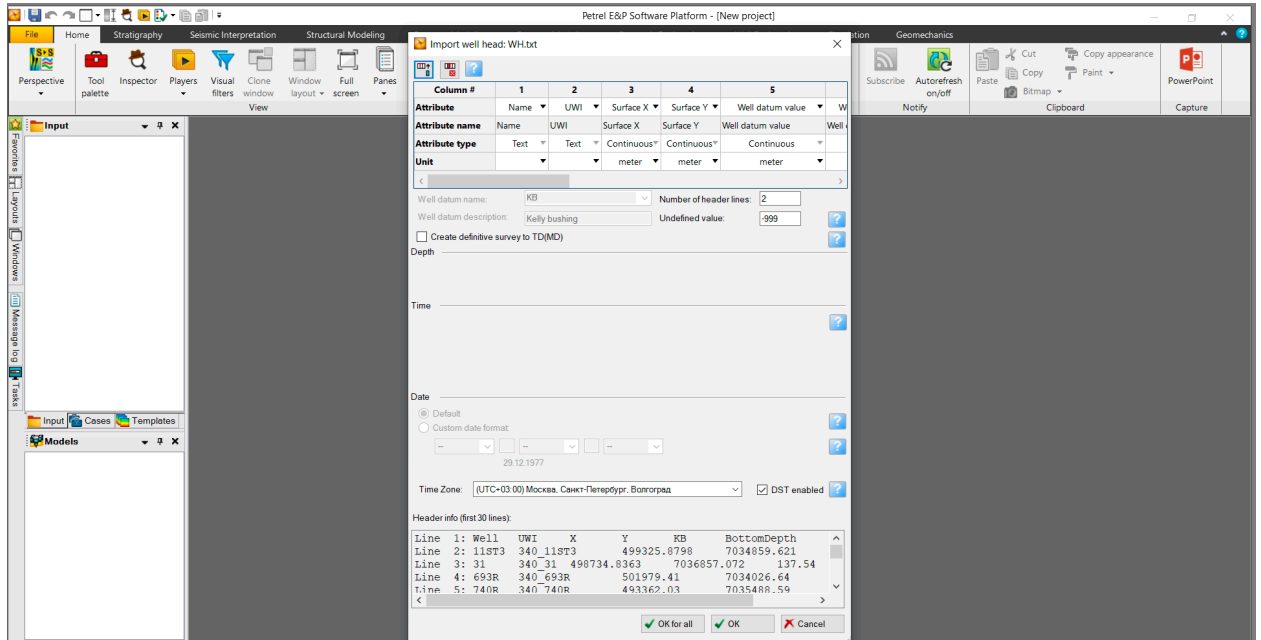


Рисунок 16. Загрузка данных для модели

Следующим этапом проводится корреляция разрезов скважин в окне well section.

Выравниваем глубину скважин по разбивке. (рис.17)

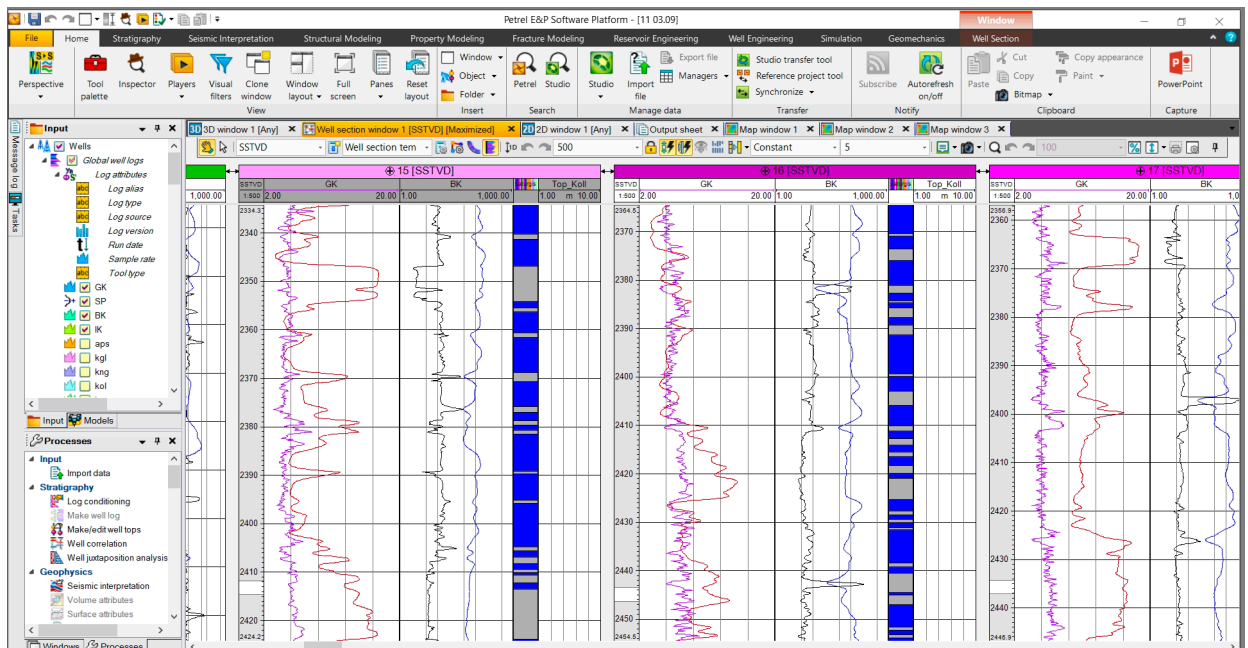


Рисунок 17. Окно well section.

Рассчитаем каротаж для коллектора и неколлектора. Для расчета каротажа используем калькулятор. Вбиваем $Kollit = \text{if}(\text{saturgis} > 0.1, 0)$. Делаем коллектор-неколлектор 0 и 1. Привязываем к скважинам данные по коллектору и неколлектору (kollit SIS). Шаг измерения интервальный. (рис.18-19)

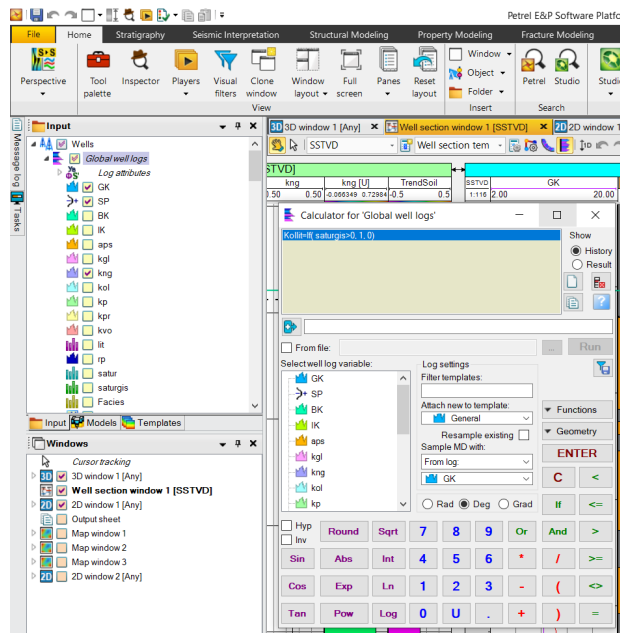


Рисунок 18. Окно калькулятор

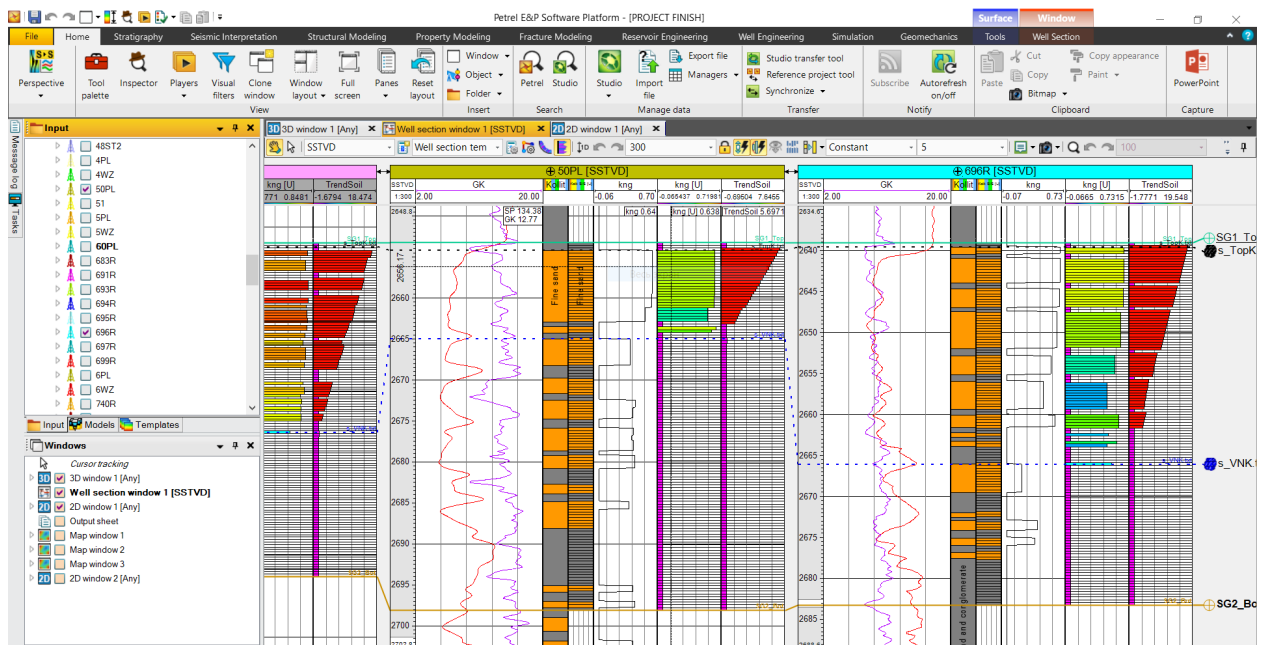


Рисунок 19. Окно well section

Строим карту песчаности. (NTG) (рис.20)

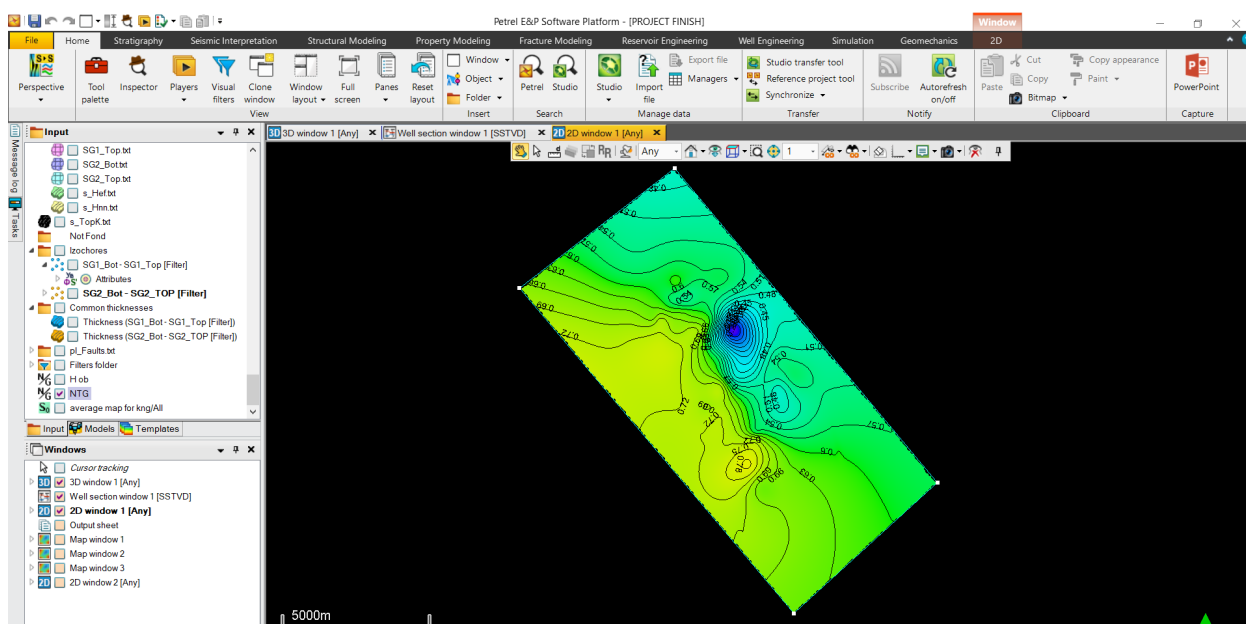


Рисунок 20. Карта NTG

Создание структурного каркаса модели. Внутренний объем каркаса был разбит на ячейки, образующие трехмерную сетку геологической модели. Построенные стратиграфические поверхности в совокупности образуют стратиграфическую опорную рамку, по которой рассчитывается объемная сетка, выбирается размер горизонтальной ячейки и производится тонкое вертикальное «деление» слоев для каждого слоя с учетом закономерностей осадконакопления.[28]

Горизонтальный размер трехмерной сетки определяется условиями геологического строения и масштабами раскопок в полевых условиях. Как правило, предпочтение отдается сетке размером не менее двух-трех ячеек между скважинами.[13]

При бурении месторождения с эксплуатационной сеткой стандартный размер ячеек обычно составляет 50×50 метров или 100×100 метров. В данной модели используется размер 50×50 метров. (рис.21) [20]

В качестве реперных поверхностей использовались стратиграфические кровли пластов СГ₁ и СГ₂, стратиграфическая подошва пласта СГ₂, построенные на этапе двумерного моделирования.

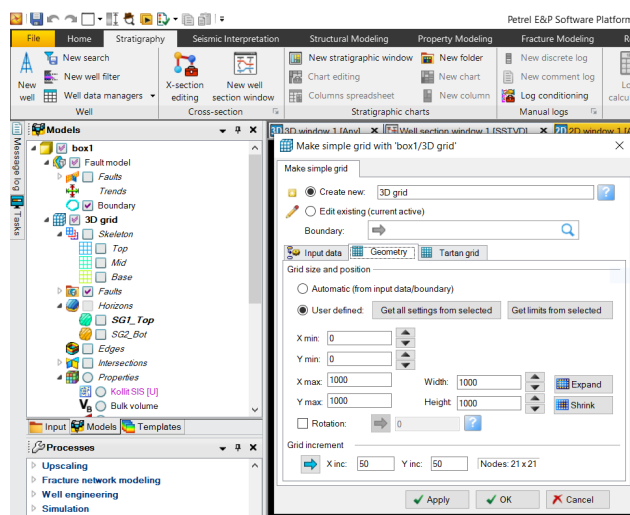


Рисунок 21. Выбор сетки

В Define model создаем пустую коробку и наполняем ее данными. Ограничиваем по латерали. Учитываем разломы. Все разломы в геологической модели приняты вертикальными, поверхности разломов встроены вдоль границ ячеек. Сетка в плане сориентирована вдоль оси структуры, контролирующей залежь, азимут составляет 327° .

Наполнение модели значениями параметров. Построение свойств пласта.

После перекалибровки данные скважин интерполируются в пространстве между скважинами и рассчитываются кубы свойств - фаз, пористости, проницаемости и нефтенасыщенности.

Литологическое моделирование или моделирование фаций - это моделирование дискретного параметра - фации. Дискретные свойства - это количественные характеристики, которые могут иметь только одно значение, без промежуточных значений. Дискретные свойства обычно являются целыми числами.

Выбирается алгоритм моделирования на основе общих представлений об условиях осадконакопления, с учетом сопоставления количественных оценок результатов планирования с данными бурения. Пластовые и непластовые зоны должны быть нанесены на физически реалистичное изображение, отражающее геологическое строение соответствующего месторождения.[27]

Осреднение скважинных данных на трехмерную сетку. Для точного соответствия скважинных отбивок границам пластов в трехмерной сетке, при осреднении в качестве опорной кривой использовалась интервальная кривая индекса пластов (ZONE). Кроме стратиграфической кривой, усреднены кривые литологии, индекса насыщения, коэффициента пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. В процессе осреднения скважинных данных проводился контроль качества осреднения.

Приступаем к литологическому(фациальному) моделированию.

Строим kolli sis в facies modeling. (рис.22)

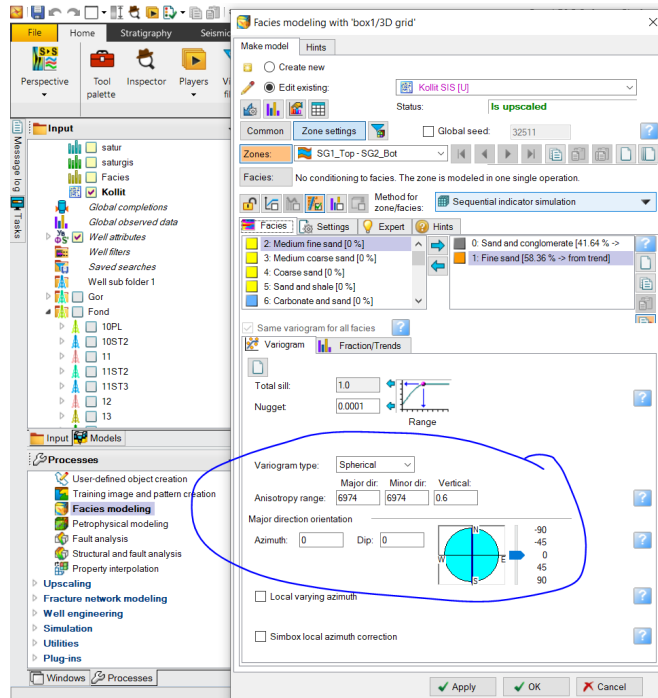


Рисунок 22. Анизотропия, радиусы построения

Задаем ГСР для пласта СГ1-2

В таблице указаны названия фаз и их состав в процентах. По умолчанию выбраны все фазы. Также можно выбрать процент удельного веса (%) или количество образцов (N) для отображения. В окне «Proportion curves» с правой стороны отображается гистограмма выбранных фаз. Рассчитанный процентный состав для каждой фазы представлен в таблице ниже. (рис.23) [20]

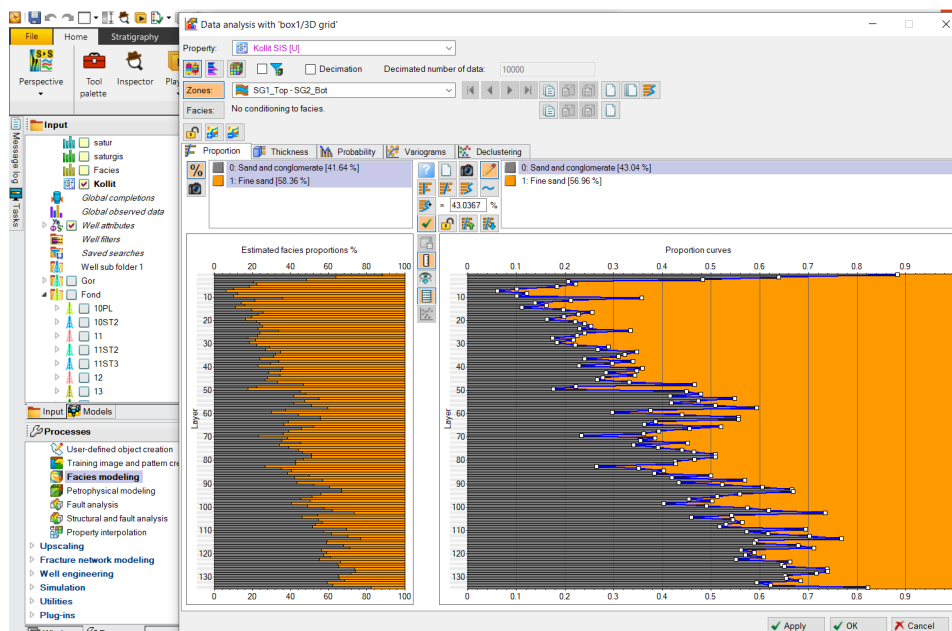


Рисунок 23. Графики, соотношение коллектора и неколлектора

В Horizontal ставим карту NTG, чтобы хорошо повторить карту эффективных толщин на 3D пространстве. (рис.24)

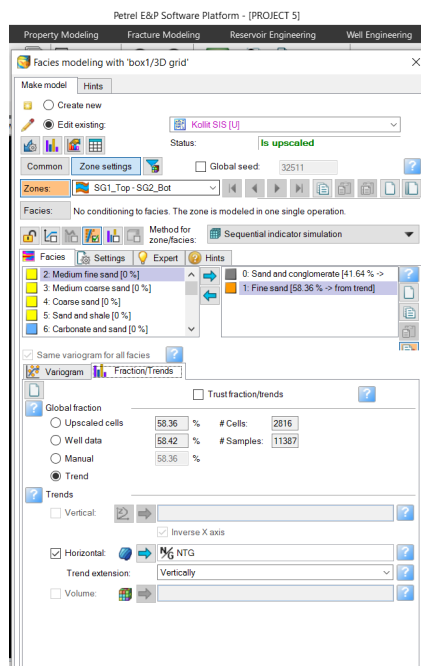


Рисунок 24. Калькулятор

Получаем куб фаций. (рис.25)

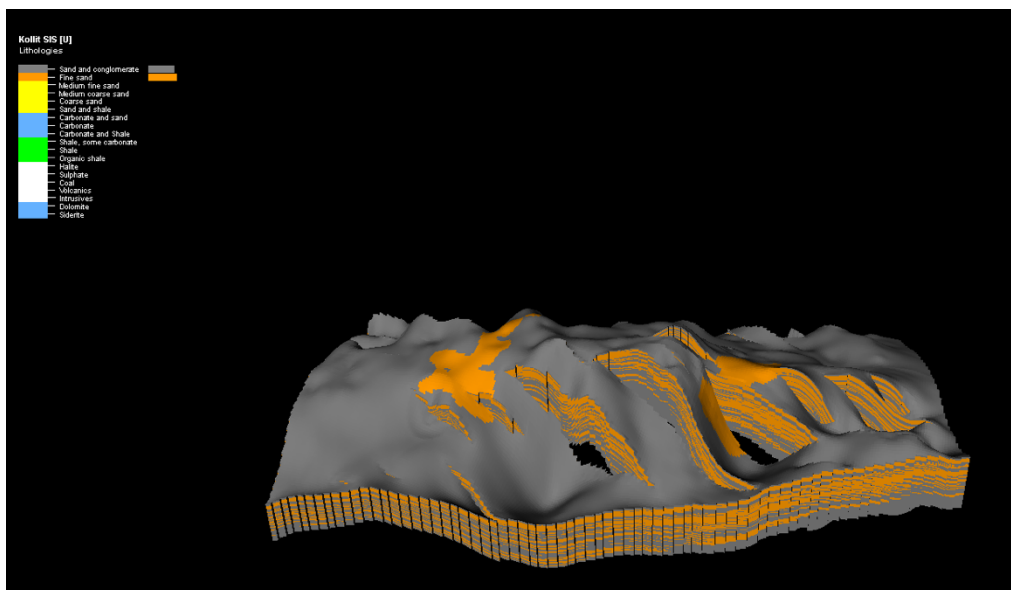


Рисунок 25. Куб фаций

Петрофизическое моделирование

С учетом закономерностей пространственного распределения каждой фации построены непрерывные кубы пористости и нефтенасыщенности, которые должны достоверно отражать пространственное распределение петрофизических свойств.

Для построения кубов пористости используются следующие данные

- 1) результаты интерпретации ГИС (RIGIS);
- 2) литологический куб;

3) геологические закономерности вертикального и горизонтального изменения пористости: карты и кубы трендов, ГСР, гистограммы, полигоны замещения и области выклинивания различных типов фаций, уравнения зависимостей.

Следует отметить, что средние значения пористости в сетках пластов должны превышать пороговые значения K_r пласта, определенные по данным ГИС. Для неколлекторов предполагается, что значения K_r условно равны 0.[20]

Строим куб пористости. Применяем хаотический способ построения. (рис.26)

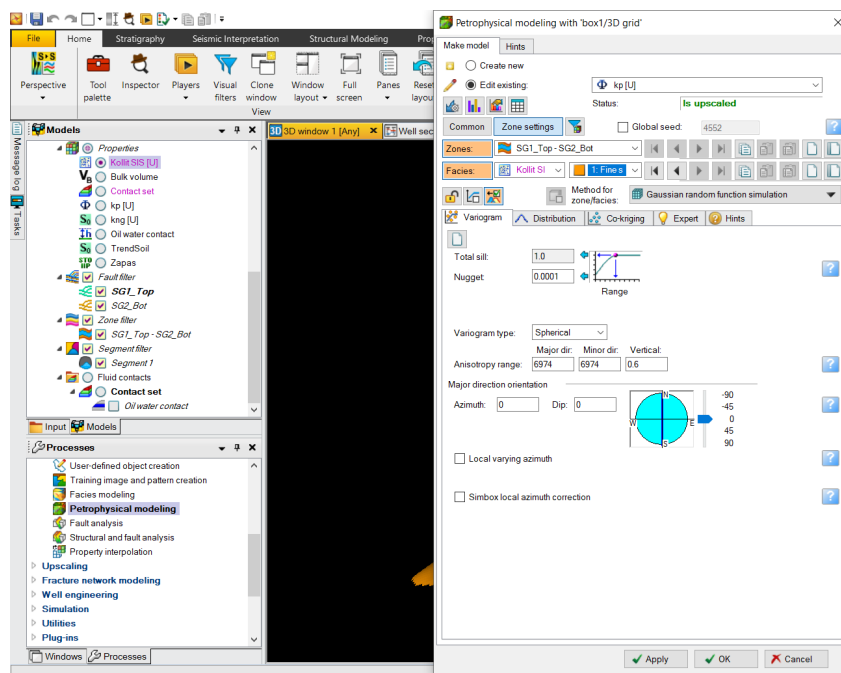


Рисунок 26. Make model

Распределяем данные по коллектору и неколлектору. (рис.27)

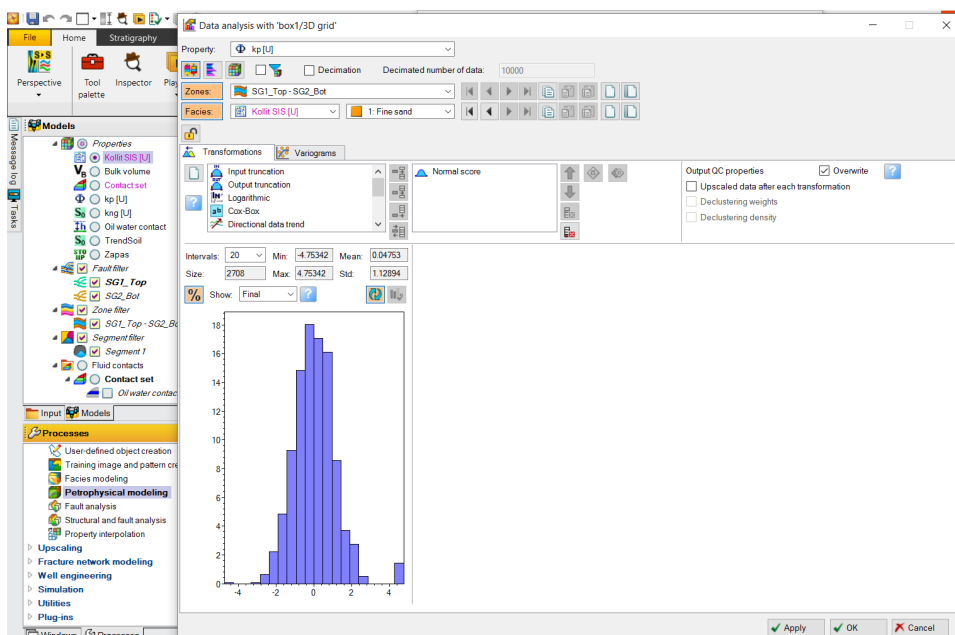


Рисунок 27. Данные по коллектору

Данные по неколлектору, они либо равны 0, либо их нет. (рис.28)

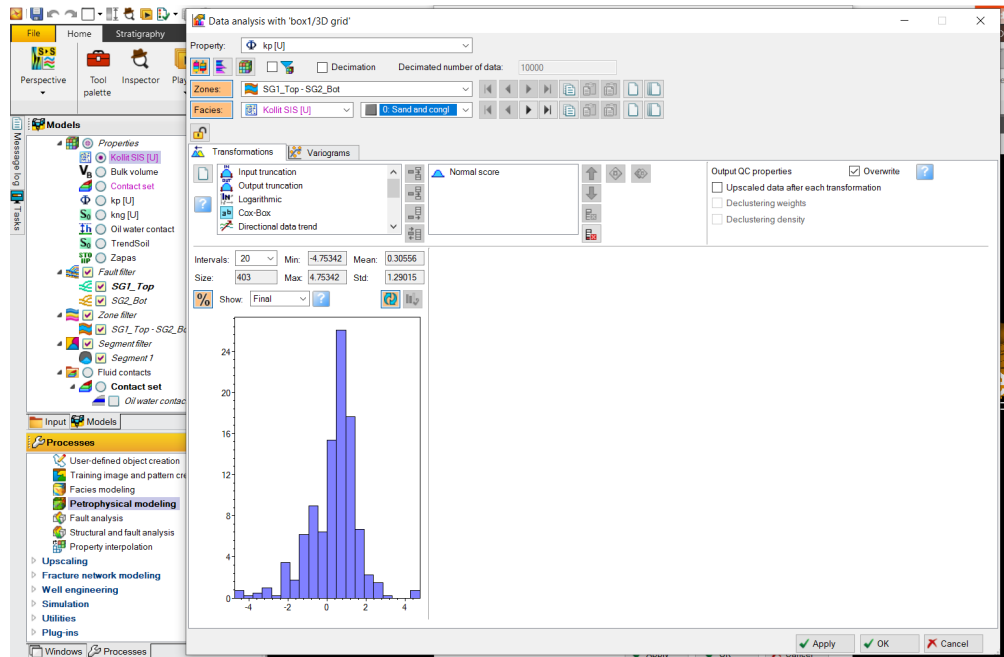


Рисунок 28. Данные по неколлектору

Подстраиваем под данные при построении. (рис.29)

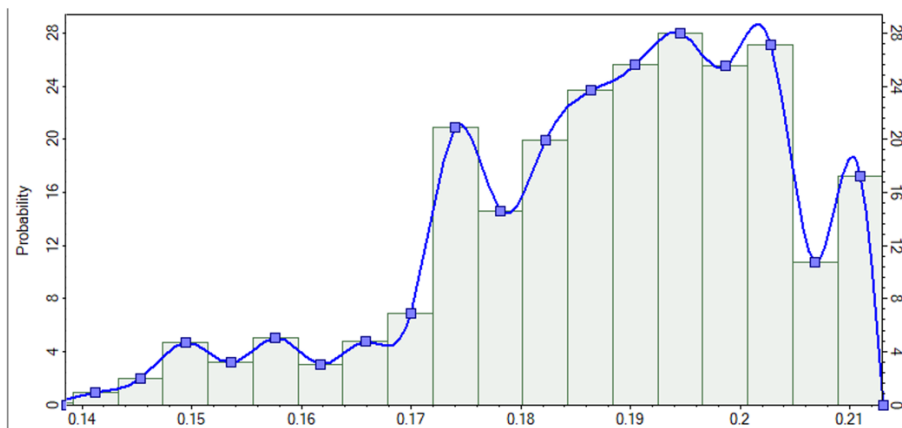


Рисунок 29. График

Строим куб пористости. (рис.30)

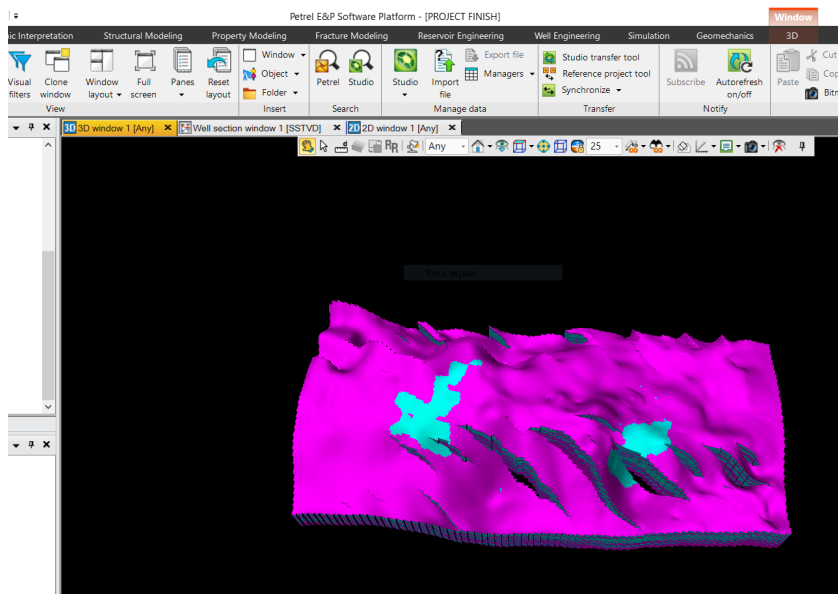


Рисунок 30. Куб пористости

Геометрические свойства — это свойства, которые создаются с помощью заранее заданных переменных параметров системы, таких как общий объем и высота контакта. Они формируются на основе геометрических свойств самих ячеек сетки, расстояний до других объектов и т. д. Могут быть важны для оценки запасов и математических операций над петрофизическими свойствами (например, преобразование нефтенасыщенности). Строим куб объема (рис.31) и куб высота над контактом(рис.32) [20]

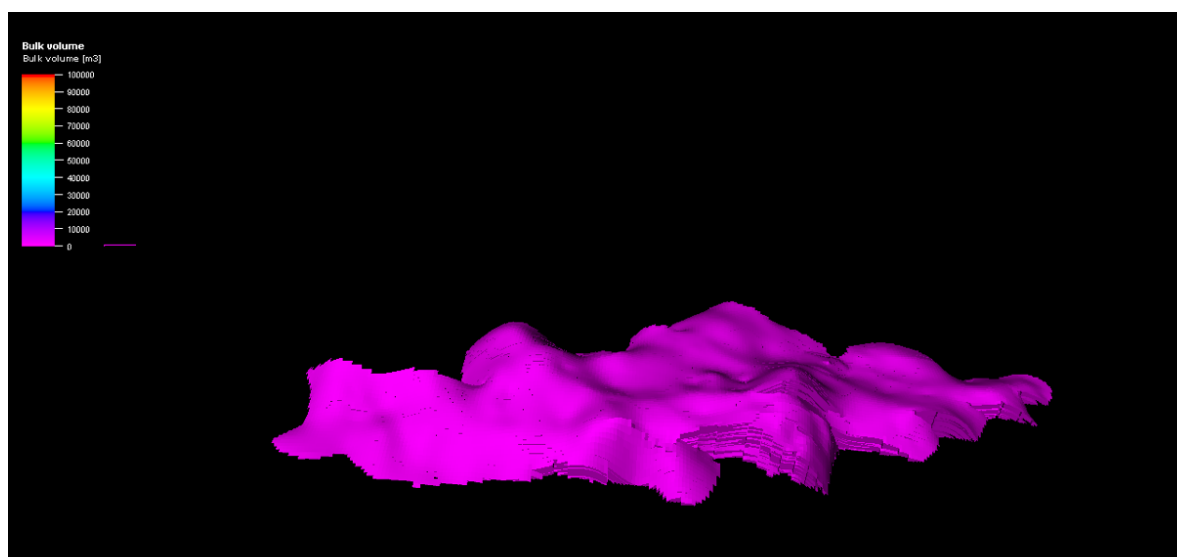


Рисунок 31. Куб объема

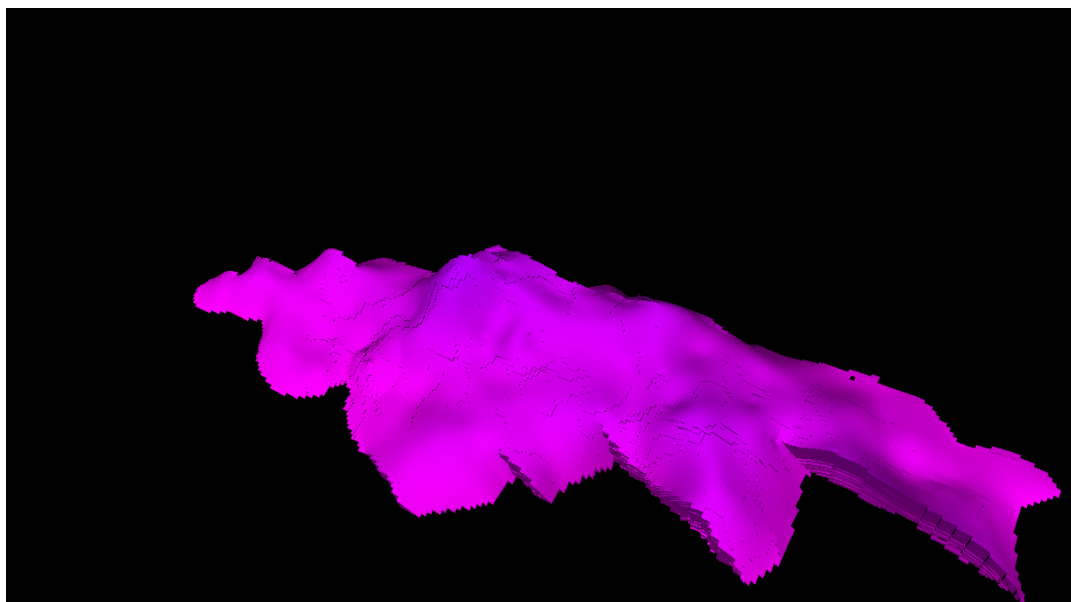


Рисунок 32. Куб высота над контактом

Строим куб флюидов (рисунок 33 красный цвет-нефть, зеленый цвет-вода)

Куб флюидов создан при помощи поверхности ВНК. Ячейкам, центры которых располагаются выше этой поверхности, присвоен код залежи, остальные ячейки приравнены к нулю. На основе этого куба проведен контроль правильности получения нефтенасыщенных толщин сопоставлением их значений из 2Д модели и из куба литологии. Кроме того, куб флюидов использовался для проверки внешнего и внутреннего контуров нефтеносности в 3Д моделях залежей.

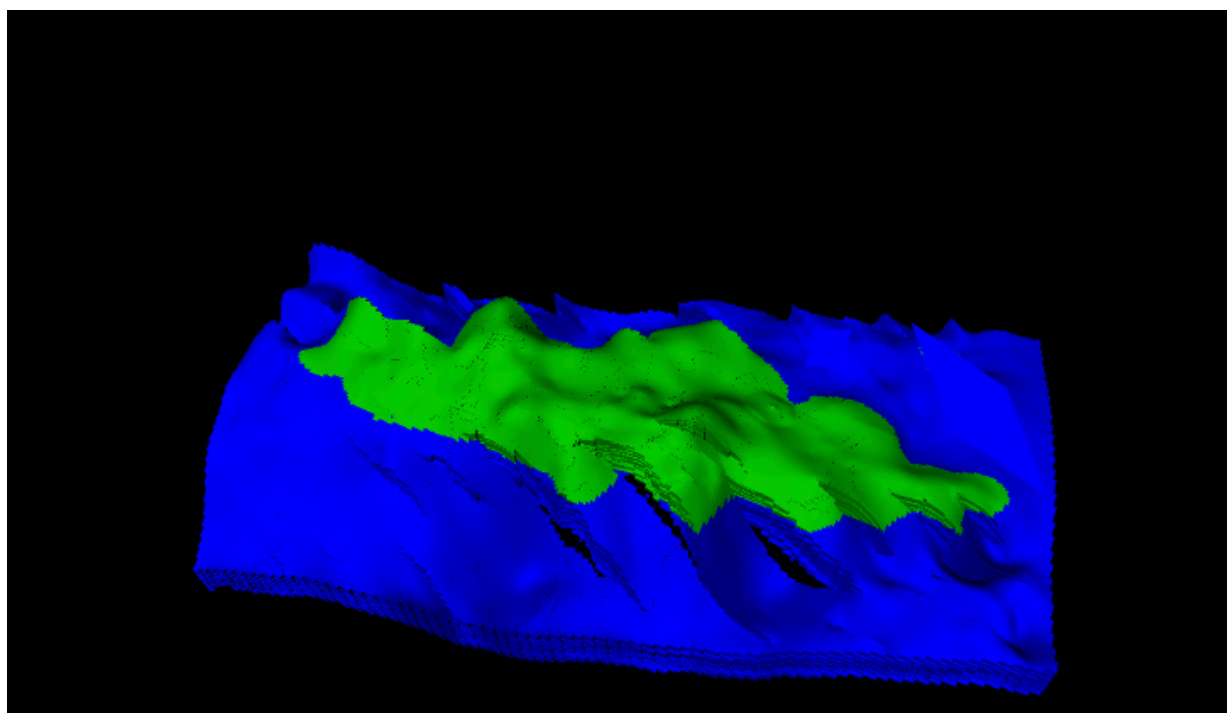


Рисунок 33. Карта contact set

Построение *куба коэффициента нефтенасыщенности* (рис. 34) производилось в пределах залежи куба флюидов, в проницаемой части пласта. На первом этапе, с учетом зависимости коэффициента водонасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды и значений коэффициента пористости, вычислялся трендовый куб коэффициента нефтенасыщенности.

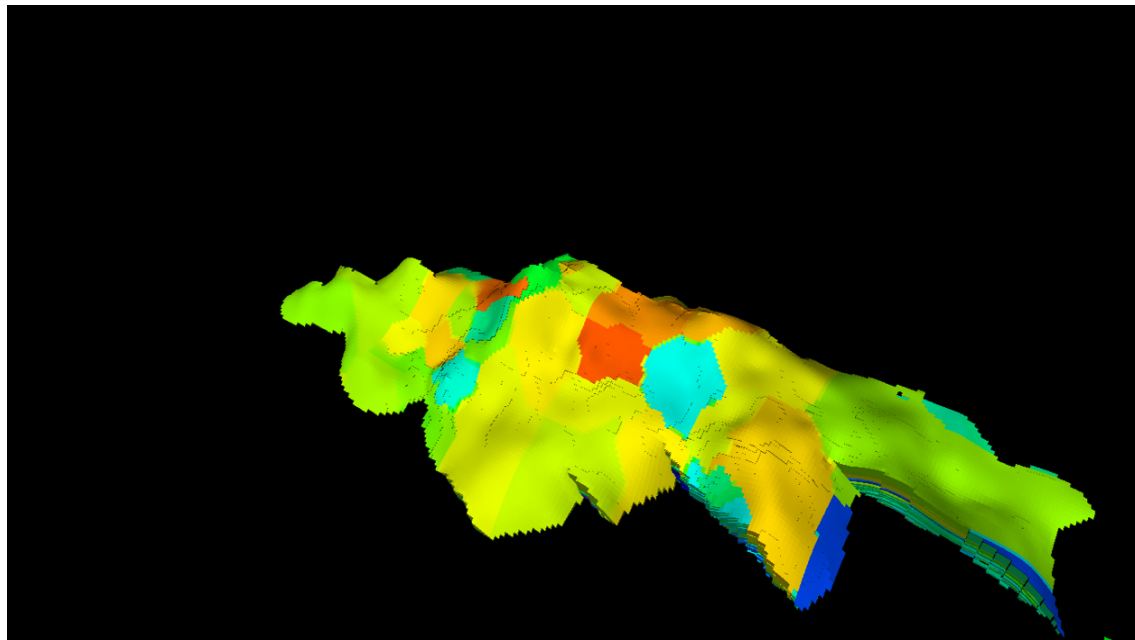


Рисунок 34. Куб нефтенасыщенности

Положение границ моделирования относительно контура залежи представлено на рисунке. (рис.35)

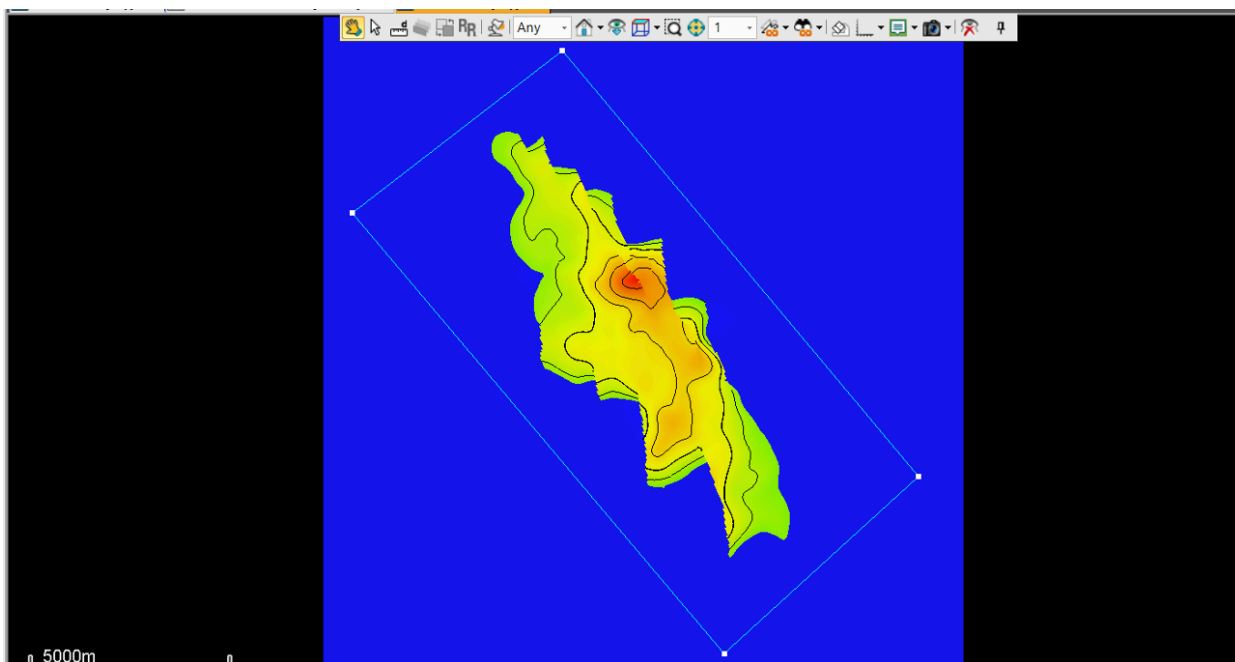


Рисунок 35. Положение границ моделирования относительно контура залежи.

Запасы нефти и газа.

По построенной трехмерной геологической модели была выполнена оценка начальных геологических запасов нефти и их сопоставление с результатами подсчета по двумерной модели. (рис.36)

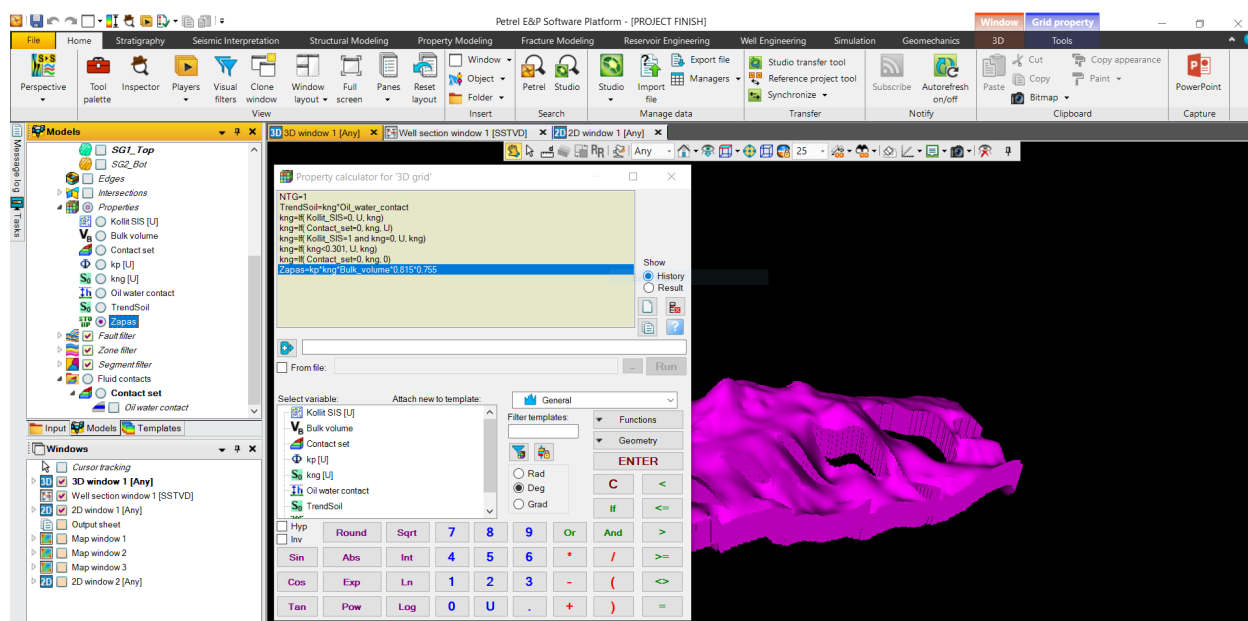


Рисунок 36. Начальные геологические запасы нефти (A+B1)

$$Q_{\text{геол}} = V * K_{\text{пор}} * K_{\text{нас}} * K_{\text{пе}} * p$$

21,731 млн. тонн. Отличие от 2D модели в 2,76%.

Геологическая часть месторождения X состоит из мезозойских и кайнозойских песчано-глинистых слоев с подстилающими породами доюрского фундамента. Промышленная нефтеносность связана с терригенными отложениями сиговской свиты (J3 пласт СГ1-2) верхней юры. (рисунок 37)

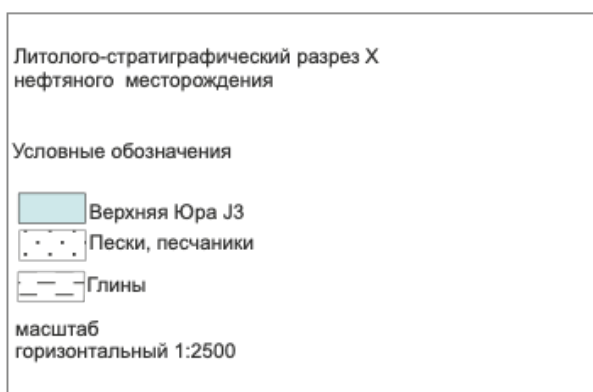
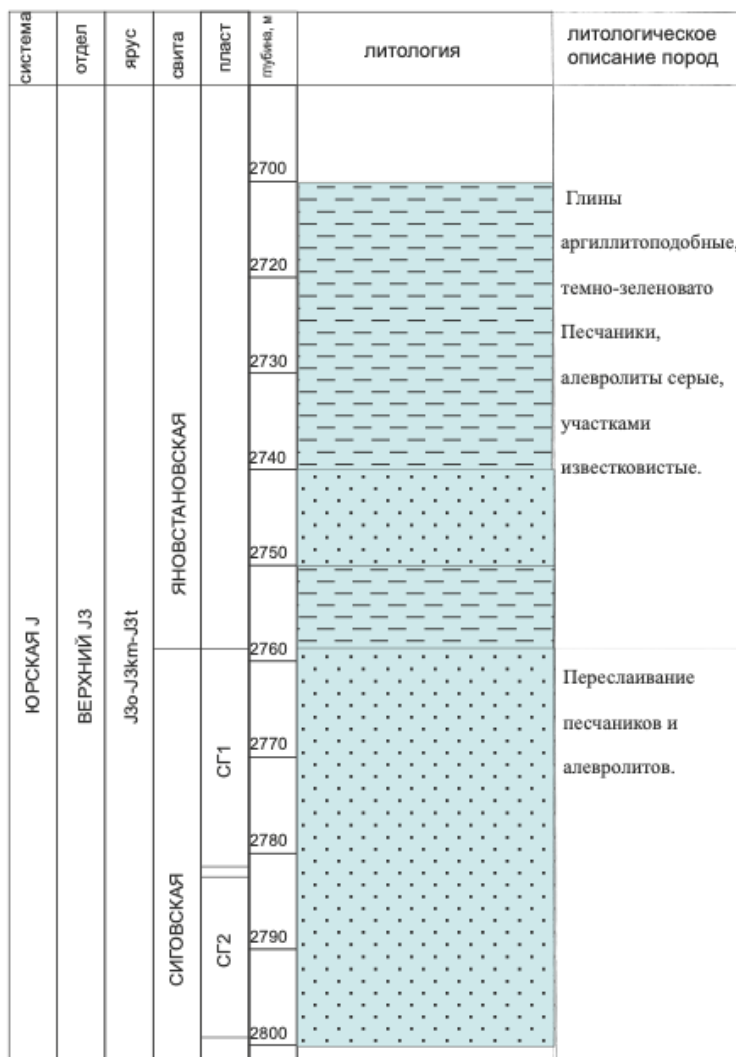


Рисунок 37. Литолого-стратиграфический разрез нефтяного месторождения X.

Строим геологический разрез продуктивных отложений X нефтяного месторождения по линии скважин 23-697R. (рис.38)

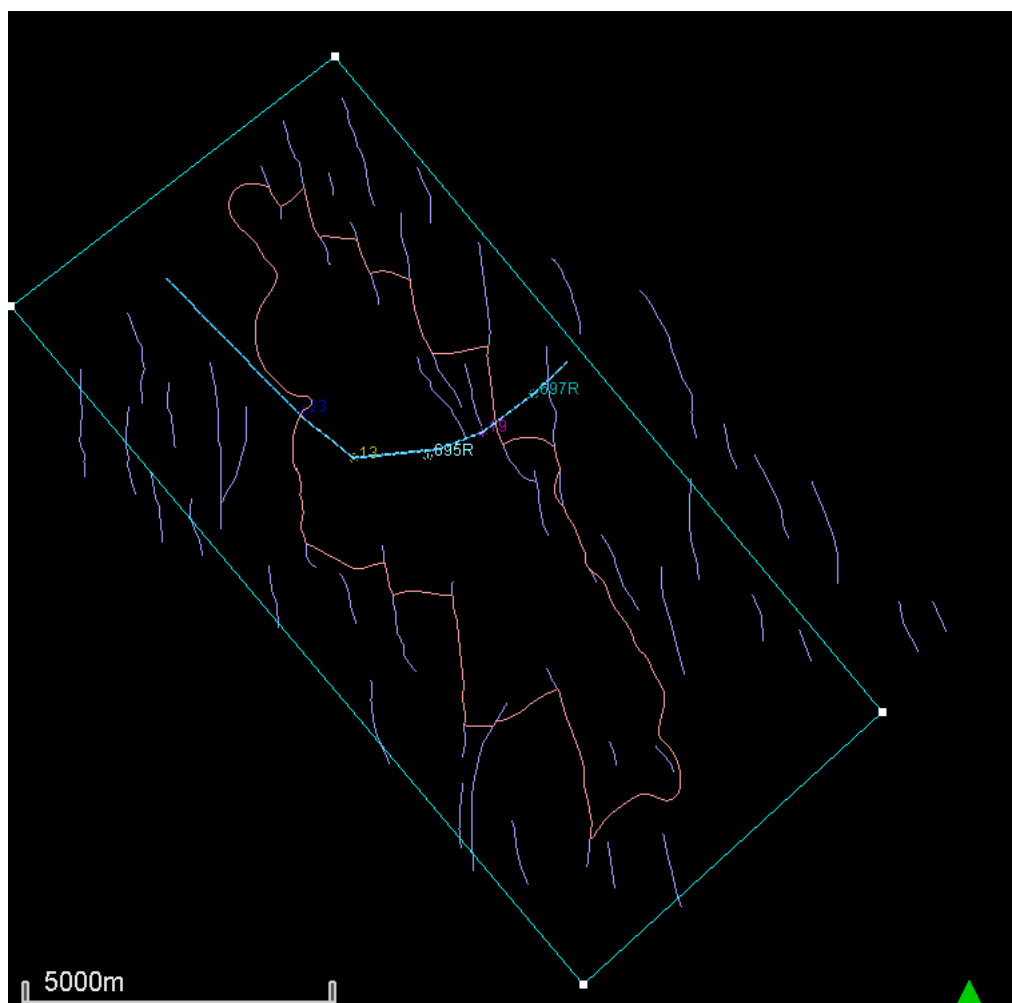


Рисунок 38. Интегральный контур X месторождения
в пределах лицензионного участка

Разрез строится в программном комплексе Petrel. Показаны в разрезе коллекторы и неколлекторы. (рис.39)

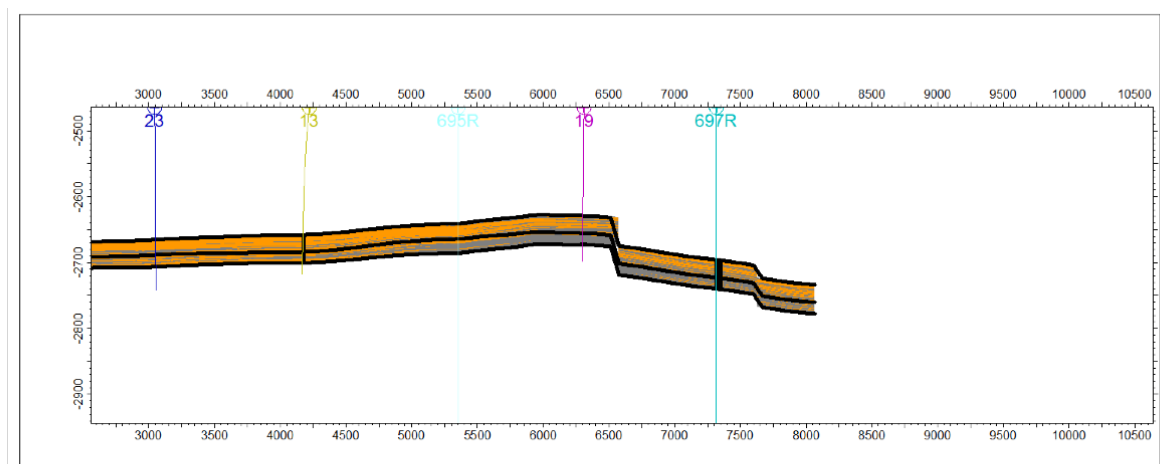


Рисунок 39. Геологический разрез продуктивных отложений X нефтяного месторождения
по линии скважин 23-697R

Показаны в разрезе нефть и вода. (рис.40)

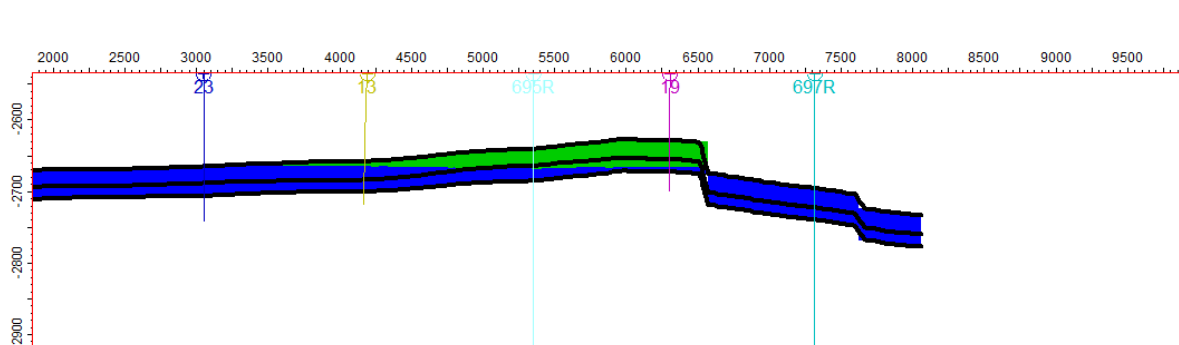


Рисунок 40. Геологический разрез продуктивных отложений X нефтяного месторождения по линии скважин 23-697R

Геологический профиль X месторождения построенный в программном комплексе «CorelDraw» представлен на рисунке 41.

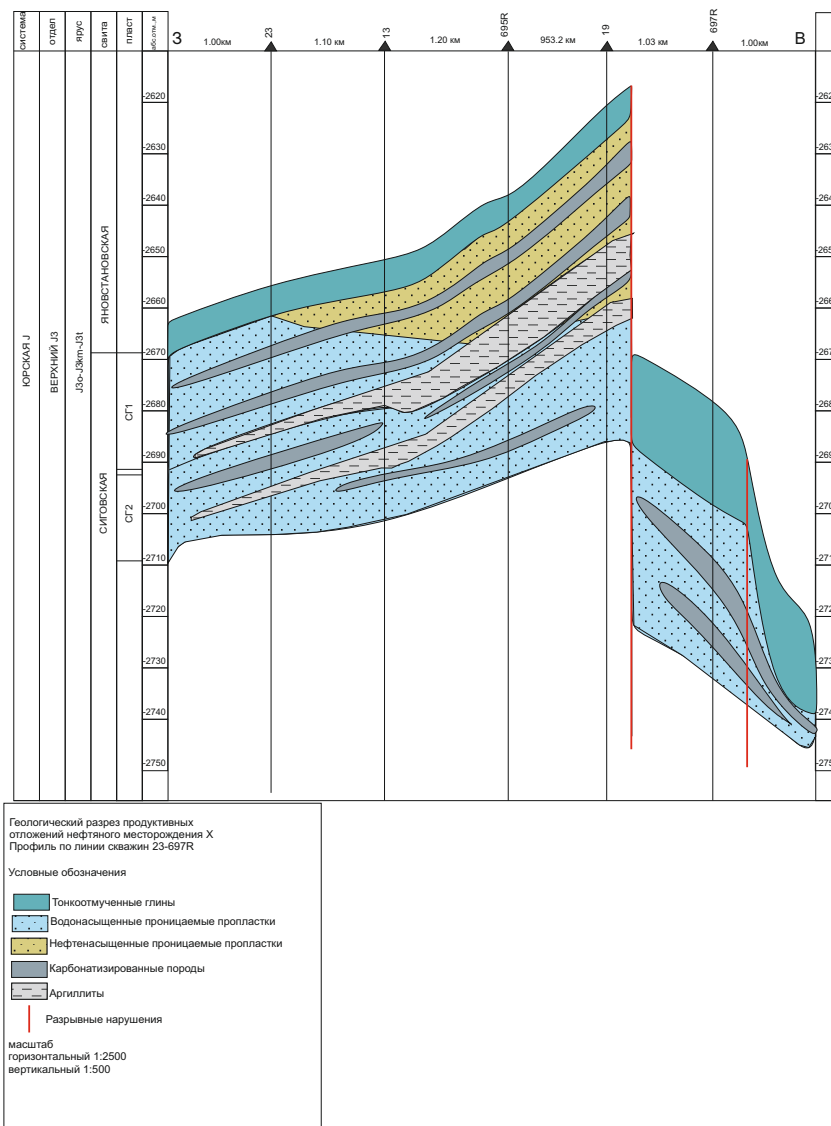


Рисунок 41. Геологический разрез продуктивных отложений X нефтяного месторождения по линии скважин 23-697R

Оценка перспектив нефтегазоносности

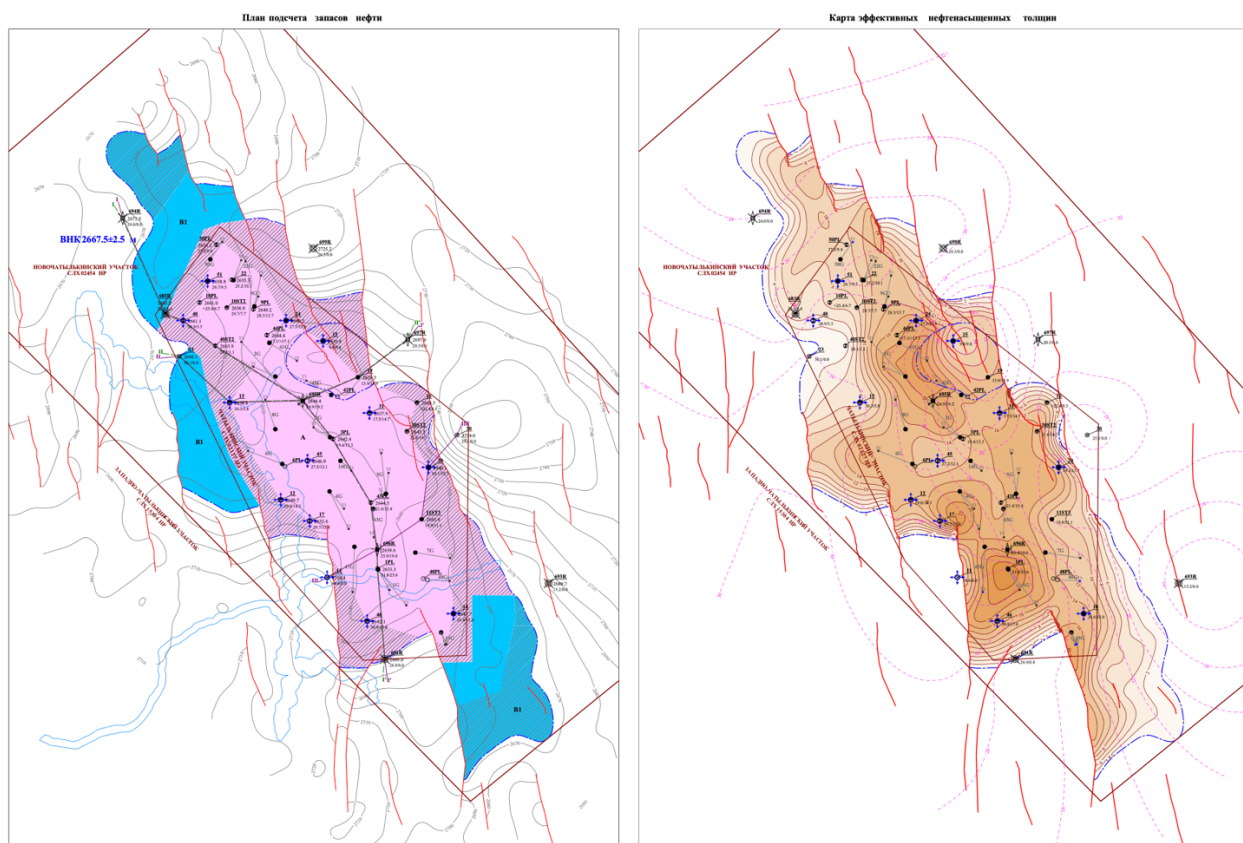


Рисунок 42. Подсчетный план+карта толщин

Перспективными являются пласты СГ₅₋₇, они находятся ниже разрабатываемого пласта СГ₁₋₂. Данные пласты могут быть перспективными, так как на соседнем участке пласты СГ₅₋₇ перспективны и продуктивны. Континентальный тип осадконакопления и меандрирующие реки создали локальные изолированные линзы. Можно ожидать отдельные изолированные залежи.

Категория В1 не особо подтверждена бурением. ВНК может стать шире и может уйти на соседний участок, особенно южный. Отсюда может возникнуть трансграничное месторождение. Оценить раскрывается ли структура можно 2Д сейсмикой, а также оценить размеры структуры на соседнем участке. Если структура имеется, можно сделать вывод, что СГ₁₋₂ на соседних месторождениях нефтенасыщен и перспективен. Структура вытянута в южную сторону, система разломов примерно одной направленности субмеридиональная, уходит на юг, следовательно можно ожидать продолжения зоны нефтенасыщенности. Также перспективным может являться северное направление.

Заключение

В процессе составления данной работы создана и настроена геологическая модель X месторождения, которая может быть использована при формировании геолого-технологических мероприятий, оценке их эффективности, определении плановых уровней и долгосрочных прогнозах добычи нефти.

Проведен анализ геологии и тектоники X месторождения, а также по промысловым данным оценена выработка запасов УВС.

На X месторождении выделены продуктивные пласты: СГ₁, СГ₂, объединенные в один подсчетный объект СГ₁₋₂, поскольку глинистая перемычка, разделяющая пласты, прослеживается не повсеместно.[9]

По объекту СГ₁₋₂ создана геологическая трехмерная модель, реализованная в программных комплексах Petrel (Schlumberger). Модель соответствует состоянию изученности месторождения и может использоваться для прогноза технологических показателей разработки, которые в дальнейшем нуждаются в корректировке по мере поступления новой геолого-промысловой информации. Были подсчитаны запасы объемным методом A+B1, которые составили 21,731 млн тонн. Отличие от 2D модели — 2,76%.

Перспективными являются пласты СГ₅₋₇, они находятся ниже разрабатываемого пласта СГ₁₋₂. Данные пласты могут быть нефтенасыщенными, так как на соседнем участке пласты СГ₅₋₇ являются продуктивными.

Были оценены перспективы нефтегазоносности как на данном участке, так и на близлежащих. В результате можно сделать вывод о том, что южное направление в целом является перспективным, а структура вытянута в южную сторону. При этом систему разломов можно охарактеризовать субмеридиональной направленностью — уходит на юг. Следовательно, можно ожидать продолжения зоны нефтенасыщенности.

Список литературы

1. «Геологический проект поисково-разведочного бурения на Холмистой площади Пуровского и Красноселькупского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области», 1986 г.
2. «Дополнение к технологической схеме разработки X месторождения», выполненный ООО «Газпромнефть НТЦ», (протокол ЗС нефтегазовой секции ЦКР Роснедра ЯНАО № 40-13 от 19.11.2013 г.).
3. «Дополнение к технологической схеме разработки X месторождения», выполненное ООО «Газпромнефть НТЦ», (протокол ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО № 64-11 от 20.12.2011 г.).
4. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 534)
5. «Технологический проект разработки X нефтяного месторождения» (протокол ЗС нефтегазовой секции ЦКР Роснедра по УВС №30-17 от 09.11.2017 г.)
6. Бочкарев В. С. Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы // ЗапСибНИГНИ, 1990.
7. Букатов, М. В. Особенности строения и нефтегазоносности верхнеюрских отложений в зоне сочленения Пурпейско-Васюганской и Тазо-Хетской фациальных областей / М. В. Букатов, С. В. Михайлова // Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России, Москва, 24–25 марта 2016 года. Том 1. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2016. – С. 31-35. – EDN VVKZNJ.
8. Геокриологические условия и прогноз их изменения в районах первоочередного освоения севера.: В. В. Баулин, Н. С. Данилова, О. П. Павлова и др. – М., 1984
9. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие / В. Н. Косков, Б. В. Косков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.
10. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина. Москва «Недра», 1970г.
11. Дополнение к технологической схеме разработки X нефтяного месторождения», ООО НЦ «Нефтепроект» (протокол ЗС нефтегазовой секции ЦКР Роснедра по УВС № 01-16 от 28.06.2016 г.)

12. Закревский К.Е. «Геологическое 3D моделирование» М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009-255 с.
13. Закревский К.Е. «Методические рекомендации по геологическому моделированию клиноформных отложений неокома Западной Сибири», Москва 2011-30 с.
14. Западно-Сибирская равнина // Большая советская энциклопедия : [в 30 т.] / гл. ред. А. М. Прохоров. — 3-е изд. — М. : Советская энциклопедия, 1969—1978.
15. Игенберг С. С., Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Учеб, пособие для вузов. - 2-с изд., перераб. и доп.— М.: Недра, 1987.377 с.
16. Казаков А.М., Константинов А.Г., Курушин Н.И. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "ГЕО", 2002. 322с.
17. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013г. №477.
18. Нефтегазопромысловая геология и основы разработки нефтяных месторождений: учеб. пособис / С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина. - Пермь: Изд-во Перм, нац. исслед. политехн. ун-та, 2021. – 95-96 с.
19. Определение обстановок осадконакопления отложений пласта Ю1-А Хместорождения на основе комплексного анализа керна и ГИС. Н. Н. Колпенская, С.-Пб. 2010 г.
20. Основы геологического 3D-моделирования в ПК Petrel «Schlumberger» : практикум / Т.Г. Перевертайло ; Томский политехнический университет. - Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 66-80 с.
21. Пересчет начальных геологических и извлекаемых запасов УВ и ТЭО КИН Холмистого газонефтяного месторождения в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области по состоянию на 01.01.2009 г.», ООО «Газпромнефть Научно-технический центр», г. Санкт-Петербург, 2009 г.
22. РД 153-39.0-047-00 «Регламент по созданию постоянно - действующих геолого-технических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений», Москва, 2000 г.
23. Региональные стратиграфические схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. (Утверждены Межведомственным стратиграфическим комитетом СССР 30.01.1991 г. с дополнениями, принятыми в 2003 г.).

24. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. М.: Недра, 1988.
25. Сараев А.К.. Каротаж при изучении нефтегазоносных коллекторов: учеб, пособие. СПб: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2021. - 151 с.
26. Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности. Л., «Недра», 1978. 100 с. (М-во геологии СССР. Всесоюз, нефт, науч-исслед. геол. развед. ин-т).
27. Схема нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под редакцией А.Э.Конторовича (2004 г.) с дополнениями А.В. Рылькова, Н.Х. Кулахметова, В.В. Потеряева)
28. Техническая документация Schlumberger. Краткое описание модулей Petrel 2016 (Prexpronsi ресурс]. https://digital.slb.ru/upload/iblock/568/petrel_modules_2016.pdf
29. Фирсин, М. В. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых коллекторов / М. В. Фирсин // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Материалы IV Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 16–18 октября 2019 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2019. – С. 103-107. – EDN RUQCFH.
30. Фоменко В.Г., Шальнова С.Г. Определение пористости полимиктовых песчаников с использованием акустического каротажа по скорости // Использование материалов ГИС при комплексной интерпретации и подсчете запасов нефти и газа. - М. : Недра, 1986.
31. Чернова О. С. Седиментология резервуара // Учебное пособие по короткому курсу Томск, 2004. -10 с.