

Реферат

Выпускная квалификационная работа 108 с., 20 рисунков, 24 таблицы, 25 источников.

Ключевые слова: месторождение, залежь, нефтегазоносность, запасы, коллектор, фильтрационно-емкостные свойства.

Объектом исследования является продуктивный пласт Первомайского нефтяного месторождения.

Цель работы - изучение литологического состава и коллекторских свойств Первомайского месторождения.

В процессе исследований изучены особенности геологического строения залежи пласта, состав и структурная характеристика пород, охарактеризованы коллекторские свойства.

В результате исследования дана геолого-физическая характеристика продуктивного пласта, сделаны выводы о неоднородности юрских отложений, как по площади, так и по разрезу.

Рассчитана сметная стоимость проведенных работ.

Степень внедрения – может быть использовано на производстве.

Область применения – исследование литологического состава.

В будущем планируется внедрить результаты исследований на производстве.

Оглавление	
Определения, обозначения и сокращения	3
Введение	6
1. Характеристика объекта исследования	7
1.1 Географо-экономический очерк	7
1.2 Геолого-геофизическая изученность	10
1.3 Геологическое строение района работ	13
1.3.1 Стратиграфия	13
1.3.2 Тектоника	18
1.4 Нефтегазоносность	25
1.4.1 Свойства пластового флюида	30
1.5 Гидрогеология	34
2. Методика работ	42
3. Геологическое строение, анализ состава и коллекторских свойств продуктивного пласта Первомайского нефтяного месторождения	50
3.1 Строение продуктивного пласта	50
3.2 Литологическая характеристика коллекторов продуктивного пласта	55
3.2.1 Гранулометрический состав	60
3.2.2 Петрографический состав	61
3.2.3 Коллекторские свойства продуктивного пласта	68
4. Финансовый менеджмент	72
4.1 Расчетная часть	72
4.1.1 Расчет затрат времени и труда на лабораторные работы	72
4.2 Расчет материальных затрат на лабораторные работы	74
4.3 Общая стоимость работ	83
5. Социальная ответственность	84
5.1 Профессиональная социальная ответственность в	

компьютерном помещении	85
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	86
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)	94
5.2 Эргономические условия работы на ПЭВМ	96
5.2.1 Требования к помещениям для работы с ПЭВМ	97
5.2.2 Требования к организации и оборудованию рабочих мест пользователей ПЭВМ	97
5.2.3 Режим труда и отдыха при работе с ПЭВМ	99
5.3 Экологическая безопасность на Первомайском нефтяном месторождении	100
5.4 Безопасность при аварийной разгерметизации технологических систем на Первомайском месторождении	102
5.5 Законодательное урегулирование проектных решений при исследовании геологического строения на Первомайском нефтяном месторождении	104
Заключение	107
Список используемой литературы	109

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

1 месторождение: Совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к единой тектонической структуре и расположенных в пределах одной площади.

2 залежь: Естественное локальное единичное скопление углеводородов в одном или группе пластов.

3 пласт: Форма залегания однородной осадочной горной породы, ограниченной двумя более или менее параллельными поверхностями.

4 нефть: Природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп.

5 растворенный газ: Природная смесь углеводородных и не углеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в газообразной фазе в растворенном в нефти или воде состоянии.

6 пористость: Наличие в горной породе пор (пустот).

7 проницаемость: Способность горной породы пропускать через себя жидкости или газы при наличии перепада давления.

8 нефтенасыщенность: Объем нефти, содержащийся в пустотном пространстве пласта-коллектора.

9 корреляция: Выделение в разрезе литолого-стратиграфического комплекса нефтегазоносных горизонтов, пластов, пропластков и непроницаемых разделов между ними, а также прослеживание их по площади залежи.

10 геологические запасы: Запасы месторождений (залежей), находящиеся в недрах.

11 извлекаемые запасы: Часть геологических запасов, которые могут быть извлечены из недр.

12 подсчетный план: Основной графический документ при подсчете запасов, построенный на основе структурной карты по кровле пласта или первого проницаемого пропластка.

13 эффективная толщина: Сумма толщин пропластков пород-коллекторов.

14 структурная карта: Графическое изображение в горизонталях поверхности кровли или подошвы условно выбранного пласта или горизонта.

15 карта толщин (изопахит): Карта равных толщин, показывающая закономерность изменения толщины пласта.

В настоящей работе применены следующие сокращения:

а. о. - абсолютная отметка;

БК - боковой каротаж;

БЭЗ - боковое электрическое зондирование;

ВНЗ - водонефтяная зона;

ВНК - водонефтяной контакт;

ГИС - геофизические исследования скважин;

ГК - гамма-каротаж;

ДНС - дожимная насосная станция;

ЗВ - загрязняющие вещества;

ЗСП - Западно-Сибирская плита;

ИД - индикаторная диаграмма;

ИК - индукционный каротаж;

КВД - кривая восстановления давления;

МОВ - метод отраженных волн;

МОГТ - метод общей глубинной точки;

МЭД - мощность экспозиционной дозы;
НГК нейтронный гамма каротаж;
НЗ - нефтяная зона;
ОГТ - общая глубинная точка;
ОМП - общий метод профилей;
ПКЭМ - программа комплексного экологического мониторинга;
ПС - каротаж методом потенциалов самопроизвольной поляризации;
скв. - скважина;
с/п - сейсморазведочная партия;
ТГТ - Томский геофизический трест;
УВ - углеводородное вещество;
УПСВ - установка предварительного сброса воды;
ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства;
262Р - разведочная скважина 262;

ВВЕДЕНИЕ

Первомайское нефтяное месторождение, являющееся одним из наиболее крупных в Томской области, открыто в 1969 г. поисковой скважиной 260.

Разведочные работы в период с 1969 по 1976 гг. проведены Томским территориальным геологическим управлением. Основным промышленно нефтеносным на месторождении является песчаный пласт надугольной толщи васюганской свиты, проиндексированный как Ю₁⁰. В 1976 году на месторождении произведен подсчет запасов нефти и растворенного газа, запасы утверждены в ГКЗ (протокол ГКЗ СССР № 7720 от 03.11.76 г.). Месторождение признано подготовленным к промышленному освоению и в 1981 году введено в промышленную разработку. К 1991 году более 90 % площади нефтеносности было охвачено эксплуатационным бурением. Из утвержденных 793 эксплуатационных скважин на тот момент было пробурено 652. Это послужило основанием для пересчета на Первомайском месторождении запасов нефти и газа. В 1995 году утверждена новая технологическая схема разработки месторождения.

В настоящее время Первомайское месторождение находится в стадии снижающейся добычи и остро стоит вопрос о поисках новых запасов нефти, в первую очередь в непосредственной к нему близости [5].

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ОЧЕРК

Первомайское месторождение нефти в административном отношении своей большей площадью расположено в Каргасокском районе на западе Томской области и лишь его северо-западная часть относится к Сургутскому району Ханты-Мансийского автономного округа (рис.1).



Рисунок 1 - Административное положение района

В геолого-тектоническом отношении оно приурочено к Каймысовскому своду - одной из крупных положительных структур юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

Географически месторождение находится на водоразделе левых притоков реки Оби: Малого и Большого Еганов, текущих в северо-западном направлении, и Васюгана, текущего на восток. Гидрографическая сеть района представлена реками Елленкулун-Ях, Катыльга и их притоками, имеющими сильно меандрирующие русла и большую площадь водосбора.

Климат района континентально-циклонический с продолжительной холодной зимой и относительно коротким жарким летом. Среднегодовая

температура составляет $+3^{\circ}\text{C}$, среднемесячная наиболее теплого месяца - июля - $+17,3^{\circ}\text{C}$. Наиболее холодного - января - -21°C . Абсолютный максимум температур достигает $+32^{\circ}\text{C}$, минимум - -55°C . Глубина промерзания грунта на залесенных участках достигает 1,5-2 м. Средняя продолжительность отопительного сезона составляет 244 суток. Территория месторождения представляет собой слабопересеченную сильно заболоченную равнину, покрытую лесной, болотной и реже луговой растительностью. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах от +64 до +114 м.

По количеству выпадающих атмосферных осадков (350-630 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения, их распределение по месяцам неравномерное, максимум приходится на июль-август и декабрь-январь. Ледостав на реках происходит во второй половине октября, а вскрытие - в начале мая. Озера замерзают раньше и вскрываются позже.

Мощность снегового покрова на открытых местах составляет 0,4-0,6 м, в залесенных - до 2 м. Вечно мерзлотные породы в районе отсутствуют. Преобладающими ветрами являются северо-западные и юго-западные, их скорость иногда достигает 20-25 м/сек. Северные ветры, как зимой, так и летом приносят резкое похолодание.

Ближайшим наиболее крупным населенным пунктом является город Стрежевой - центр нефтедобывающей промышленности Томской области. Он расположен в 215 км северо-восточнее Первомайского месторождения. В городе базируется акционерное общество "Томскнефть" со всеми вспомогательными службами, а также НГДУ "Стрежевойнефть" и НГДУ "Васюганнефть", ведущее разработку месторождения.

Вахтовый поселок Пионерный, обслуживающий группу васюганских месторождений, включая и Первомайское, расположен от последнего в 35 км восточнее. Районный центр село Каргасок расположен в 290 км к востоку, на берегу реки Оби, а город Томск, являющийся крупным промышленным и

культурным центром, а также железнодорожным узлом, находится в 640 км юго-восточнее Первомайского месторождения.

Плотность населения района крайне низкая. Основное население составляют русские, в меньшей степени - ханты, манси, украинцы, татары, немцы. Население сосредоточено, в основном, в поселках вдоль реки Васюгана и в вахтовых поселках нефтяников.

В Каргасокском районе, в его западной части (в Привасюганье), развиты, в основном, нефтедобывающая и лесная промышленность, пушной промысел, геологоразведочная деятельность. Здесь сконцентрированы нефтяные и газовые месторождения, часть из которых разрабатывается. Помимо Первомайского месторождения в группу разрабатываемых васюганских месторождений входят близрасположенные Катильгинское, Западно-Катильгинское, Оленье, Озерное, Лонтын-Яхское месторождения. Нефть этих месторождений поступает по нефтепроводу Пионерный-Раскино в магистральный нефтепровод. Все месторождения, включая и Первомайское, связаны с городом Стрежевым бетонной автодорогой и обеспечены электроэнергией с помощью ЛЭП. Помимо Стрежевого бетонная дорога связывает вышеназванные месторождения с южными разрабатываемыми месторождениями - Игольско-Таловым, Крапивинским и другими. Кроме бетонных дорог широкое применение находят зимние дороги ("зимники"), которые позволяют доставлять буровое оборудование и материалы в зимнее время.

Доставку грузов можно осуществлять и речным путем по рекам Оби и Васюгану до поселка Катильга, где оборудована специальная грузовая пристань. Период навигации по рекам длится с конца апреля до середины октября.

Строительные материалы для обустройства буровых - песок, глина, гравий, лес - имеются непосредственно на территории работ. Источниками

питьевого и технического водоснабжения могут служить как естественные водоемы (речки, озера), так и специальные водозаборные скважины глубиной до 100-200 м, пробуренные непосредственно в пределах буровых [5].

1.2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

Ниже, в хронологической последовательности отражены основные моменты истории геолого-геофизической изученности и открытия Первомайского месторождения нефти [7].

1947-1954гг. Была проведена геологическая съемка масштабом 1:000000. По результатам съемки была составлена геологическая карта Западно-Сибирской равнины и пояснительная записка к ней.

1948-1961гг. Проведены геофизические работы ранних лет (грави-и магниторазведка, сейсморазведка МОВ). По результатам проделанных работ были Построены аэромагнитные карты и карты гравитационных аномалий территории Томской области. Установлено сложное, блоковое строение фундамента плиты, проведено его структурно-тектоническое расчленение и районирование. В гравитационном поле территория характеризуется наличием крупных аномалий силы тяжести меридионального простирания, совпадающих в плане с простиранием крупных тектонических элементов фундамента. Сейсморазведкой МОВ выявлен юго-восточный склон Нововасюганского вала.

1956-1961гг. Проведено бурение Нововасюганской опорной скважины в с. Новый Васюган. Благодаря проведенным работам были получены новые данные о стратиграфии, литологии и перспективах нефтегазоносных меловых и юрских отложений.

1961-1982гг. Проведение геофизических работ поздних лет (КМПВ, МОВ, МОГТ). Были определены контуры Нововасюганского вала -

структуры II-го порядка в составе Каймысовского свода. Также намечен ряд приподнятых зон: Ларломкинская, Аэросейсмическая, Катильгинская, Оленья.

В северной части Нововасюганского вала выявлены (по мезозойским отложениям) и детализированы Первомайское, Еллекулун-Яхское, Игайское и Весеннее поднятия, окомтурено Аэросейсмическое поднятие. Первомайское, Весеннее и Игайское поднятия переданы для бурения как нефтеперспективные объекты.

Сейсмопартией 7/72-73 в северной части Каймысовского свода продолжалось изучение геологического строения Весеннего, Первомайского и Оленьего локальных поднятий. Уточнено их строение по различным горизонтам юры и мела. Через Весеннюю и Первомайскую структуры отработан профиль МОГТ. Проведено изучение взаимосвязи структур и сравнение деталей их геологического строения. Тематической партией № 1 треста "Томскнефтегеофизика" (отв. исп. Войтович Е. И.) проведено обобщение результатов геолого-геофизических работ и их анализ по северо-западным районам территории Томской области. Составлена сводная региональная структурная карта масштаба 1: 50000 по опорному отражающему горизонту "Б" (кровля Баженовской свиты) по двум районам - Александровскому и Каймысовскому. На западном погружении Первомайско-Весенней структурной гряды выявлены структуры-спутники более мелкого порядка - Южно-Весенняя и Западно-Первомайская, а на северном склоне - Северо-Весенняя. Даны рекомендации по детализации этих структур с целью подготовки их к бурению.

1983-1985гг. Проведены аэрокосмогеологические исследования. По результатам исследования выполнены региональные комплексные исследования в пределах Каймысовского свода. Определена связь аномальных участков с глубинным строением.

1986-1988гг. Детальные площадные работы МОГТ. Работами сейсмопартий 4,5,7/86-87 Томского геофизического треста (отв. исп. Берлин Г. И.) уточнено строение района и детализированы Махнинская, Южно-Махнинская, Северо-Весенняя, Узловая, Западно-Весенняя и другие структуры. Работами сейсмопартии 3/86-88 уточнено строение зоны сочленения Северо-Весеннего и Весеннего локальных поднятий и северо-западной части последнего.

1969-1976гг. Поисково-разведочное бурение ("Томскнефтегазгеология"). Первоочередной поисковой скважиной 260, пробуренной в сводовой части Первомайской структуры, открыта залежь нефти в пласте $Ю_1^0$ васюганской свиты верхней юры. Промышленная ценность залежи подтверждена дальнейшим бурением. В 1973 г. первоочередной поисковой скважиной 256 в своде Весеннего поднятия выявлена промышленная залежь нефти в этом же пласте. Дальнейшим бурением установлено, что это единое месторождение (названо Первомайским). В 1976 г. Томским ТГУ (ныне ОАО "Томскнефтегазгеология") составлен и защищен в ГКЗ СССР отчет по подсчету запасов нефти и растворенного газа по продуктивному пласту $Ю_1^0$. Общая мощность продуктивного пласта изменяется от 8,2 до 15 м, эффективная нефтенасыщенная - от 1,4 до 12,4 м. В северо-западном направлении зафиксировано закономерное уменьшение мощности продуктивного пласта до полного выклинивания. Изучены его литолого-петрографический состав, коллекторские свойства, физико-химические свойства нефти, растворенного газа и пластовой воды. Обоснована возможность ввода месторождения в промышленную разработку.

С 1981 эксплуатационное бурение, разработка Первомайского месторождения. Месторождение введено в промышленную разработку в 1981 году. Разработку месторождения ведет НГДУ "Васюганнефть". К

настоящему времени на месторождении пробурено 719 скважин основного фонда, в том числе 499 добывающих, 220 нагнетательных. Накопленная добыча на 1.01.95 г. составила 25,696 млн. т, степень выработанности месторождения - 52 %. По данным бурения построены структурные карты по продуктивному пласту, уточнены контуры нефтеносности, положение водонефтяных контактов. Разработка месторождения продолжается.

1.3 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА РАБОТ

1.3.1 СТРАТИГРАФИЯ

В геологическом строении района Первомайского месторождения принимают участие отложения палеозойского складчатого фундамента, на которых с несогласием залегают отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Отложения чехла, имеющие в данном районе общую мощность 2500-2800 м, залегают на образованиях палеозоя несогласно, со стратиграфическим перерывом.

Стратиграфическое расчленение разреза проведено на основании данных глубокого бурения и корреляционных схем, утвержденных Межведомственным стратиграфическим комитетом в 1968 году в г. Тюмени, уточнявшихся и дополнявшихся в последующие годы. Описание верхнемеловых и палеогеновых отложений дано по материалам опорного и поисково-разведочного бурения на соседних площадях [7].

Палеозойская группа PZ

Палеозойские образования на Первомайском месторождении вскрыты рядом поисково-разведочных скважин. Глубина вскрытия палеозойских образований 2540-2671 м, вскрытая толщина 46-243 м.

Литологически верхняя часть палеозоя представлена различными типами пород. В большей степени это метаморфизованные осадочные породы - аргиллиты, алевролиты, песчаники.

В кровле палеозойской толщи иногда отмечается наличие коры выветривания, представленной каолинизированными выветрелыми глинистыми породами, трещиноватыми, иногда сидеритизированными, с базальной галькой грубообломочных пород фундамента. Толщина коры выветривания составляет 15-30 м.

К кровле палеозойских образований приурочен один из основных сейсмических отражающих горизонтов Φ_2 .

Мезозойская группа MZ

Юрская система J

Отложения юрской системы на территории Первомайского месторождения подразделяются на три свиты - тюменскую, васюганскую и баженовскую.

Тюменская свита (нижняя + средняя) $J_{1-2} \text{ tm}$

Континентальные отложения тюменской свиты, занимающие самое нижнее положение в составе платформенного чехла, залегают на размытой и выветрелой поверхности палеозойско фундамента с резким угловым и стратиграфическим несогласием. Литологически эти отложения представлены неравномерным переслаиванием аргиллитов серых и темно-серых, иногда углистых, крепких алевролитов; песчаников серых, светло-серых, полимиктовых, разнотернистых, различной крепости и каменных углей небольшой мощности. Толщина свиты 220-290 м.

Васюганская свита $J_{2-3} \text{ vs}$

Морские песчано-глинистые отложения васюганской свиты трансгрессивно перекрывают тюменскую свиту и подразделяются на две подсвиты - нижнюю и верхнюю.

Нижневасюганская подсвита сложена, в основном, аргиллитами темно-серыми, участками алевролитистыми, крепкими, иногда тонкоотмученными, плитчатыми. Мощность подсвиты от 14 до 26 м.

Верхневасюганская подсвита сложена преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями аргиллитов и алевролитов и составляет регионально нефтегазоносный продуктивный пласт Ю₁ - основной объект поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах Томской области. Его верхняя часть пласт Ю₁⁰ является объектом разработки на Первомайском месторождении. Пласт Ю₁⁰ представлен мелко-среднезернистыми полевошпатово-кварцевыми песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов. Толщина васюганской свиты колеблется от 60 до 80 м.

Баженовская свита J₃ dg

На отложениях васюганской свиты согласно залегают глубоководно-морские отложения баженовской свиты, отвечающие максимуму трансгрессивной фазы осадконакопления. Эти отложения, хорошо выдержанные и четко прослеживаемые, литологически представлены битуминозными аргиллитами темно-серыми с коричневатым оттенком до черных, участками тонкоплитчатыми, иногда алевролитистыми.

К подошве свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Па, являющийся одним из основных отражающих горизонтов в пределах Томской области, к кровле свиты - отражающий горизонт "Б".

Мощность свиты 10-15 м.

Меловая система К

Меловая система является наиболее значительной по мощности и полноте в составе платформенных отложений. Толщина ее составляет 1800-1900 м и представлена всеми ярусами как нижнего, так и верхнего отдела. В составе системы выделяется восемь свит.

Куломзинская свита K₁ klm

Морские отложения куломзинской свиты представлены аргиллитами темно-серыми с зеленоватым оттенком, иногда плитчатыми, участками - крепкими алевритистыми, с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников. Прослои песчаников и алевролитов отмечаются в нижней части свиты (ачимовская пачка) и в верхней части. Ачимовская пачка сравнительно более устойчива по простиранию, она прослеживается в северо-западной части Первомайского месторождения почти повсеместно. Пачка неоднородна, состоит из серии песчаных и алевритовых пластов, разделенных прослоями аргиллитов. Общая толщина ачимовской пачки - 53-75м. Толщина свиты 256-292м.

Тарская свита $K_1 tr$

Отложения тарской свиты морского режима и представлены в северо-западной части месторождения двумя мощными песчаными пластами. Песчаные пласты представляют собой сравнительно мощные монолитные тела, мощность 10-18м. Толщина свиты 76-80м.

Киялинская свита $K_1 kls$

Континентальные отложения киялинской свиты представлены неравномерным чередованием глин зеленовато-серых, буровато-серых, комковатых, в нижней части свиты аргиллитоподобных, крепких алевролитов и песчаников светло-серых, мелкозернистых, слабосцементированных и крепких. Толщина свиты 413-430м.

Алымская свита $K_1 al$

Прибрежно-морские и морские отложения алымской свиты трансгрессивно залегают на континентальной толще киялинской свиты и имеют двучленное строение. Нижняя часть свиты сложена базальным песчаным пластом.

Песчаный пласт является региональным, а в ряде районов Томской области - продуктивным. В пределах Первомайского месторождения пласт хорошо развит и выдержан по площади, мощность его составляет 20-30м.

Толщина свиты - 70-84м.

Покурская свита K_{1-2} рк

Сложена свита серыми, темно-серыми глинами, алевролитами и светло-серыми, разномзернистыми, полимиктовыми песчаниками различной крепости. Внутри свиты по пачке аргиллитов проводится граница между нижним и верхним мелом, к которой приурочен отражающий сейсмический горизонт III.

Толщина свиты 717-736м.

В составе верхнемеловых отложений выделяется три свиты: кузнецовская, березовская и ганькинская. Литологически эти свиты представлены морскими отложениями, преимущественно глинами, мергелями, опоками.

Толщина этих отложений составляет 270-281м. К кузнецовской свите приурочен отражающий сейсмический горизонт IVв.

Кайнозойская группа KZ

Палеогеновая система Р

Палеогеновый комплекс отложений представлен морскими, преимущественно глинистыми породами с прослоями рыхлых песчаников и алевролитов и континентальными (в верхней части разреза), преимущественно песчано-алевритистыми образованиями. В составе морских отложений выделяются три свиты (снизу-вверх): талийская, люлинворская и чеганская, а континентальная толща в некрасовскую серию.

Общая толщина палеогеновых отложений составляет 580-600м.

Четвертичные отложения Q

Четвертичные отложения представлены серыми, желтовато-серыми глинами, суглинками, алевролитами и песками. Толщина отложений - 20-40м.

1.3.2 ТЕКТНИКА

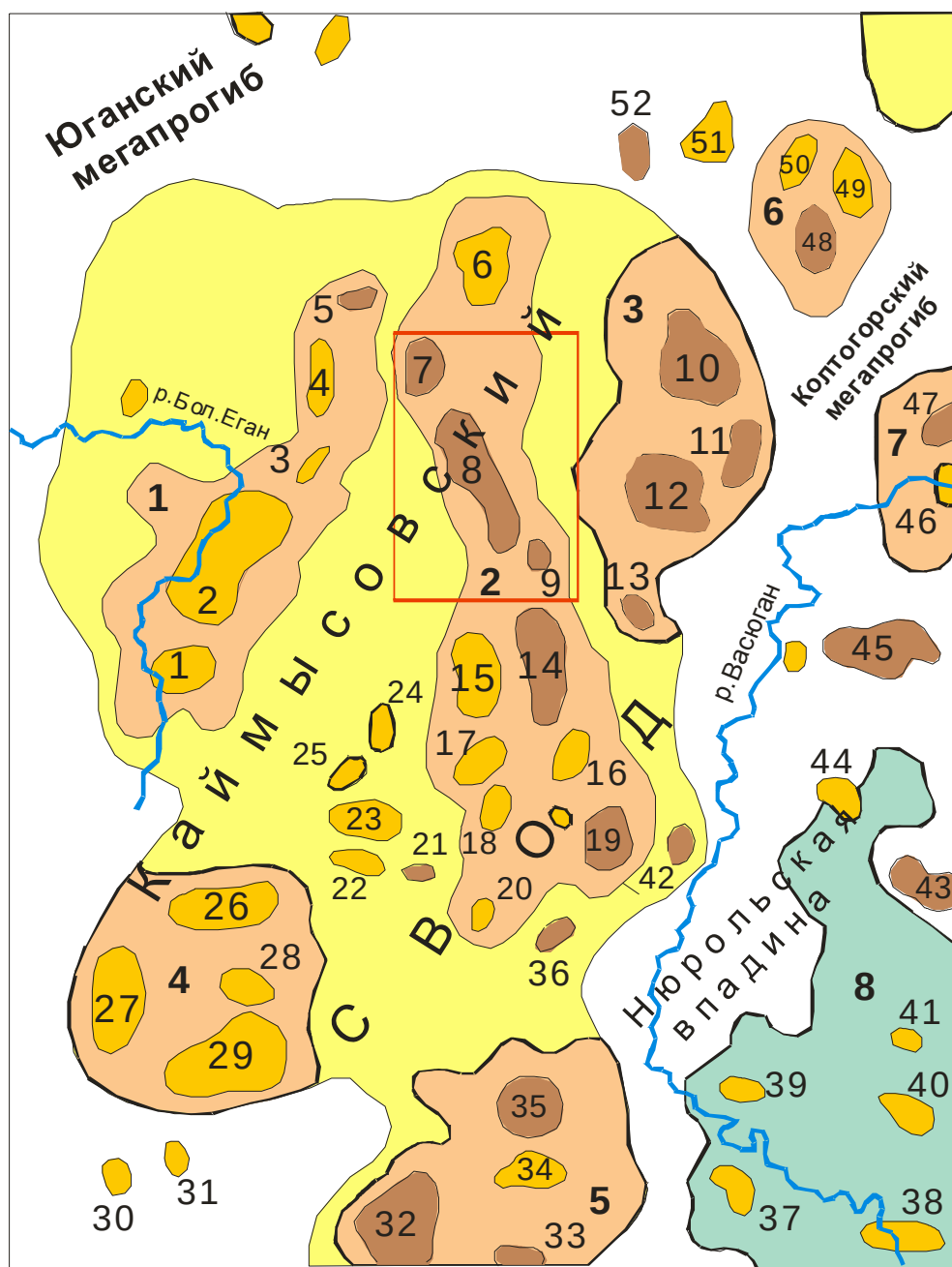
В тектоническом плане Первомайское месторождение расположено в пределах Каймысовского свода и приурочено к Весеннему и Первомайскому локальным поднятиям, осложняющим центральную часть Нововасюганского вала.

С запада и юга к Каймысовскому своду примыкают Юганский мегапрогиб и Нюрольская впадина, с востока Колтогорский мегапрогиб.

Каймысовский свод - одной из крупных положительных структур юго-восточной части плиты. Как и большинство региональных структур Западно-Сибирской плиты, Каймысовский свод является структурой унаследованного развития. По палеозойскому складчатому фундаменту ему соответствует Верхневасюганский антиклинорий, точнее его южная часть. Антиклинорий представляет собой приподнятую зону складчато-блоковых сооружений позднегерцинского возраста.

Каймысовский свод имеет сложное строение, осложнен рядом положительных структур II - го и III - его порядка, разделенных прогибами, седловинами, небольшими впадинами.

Структурами II - го порядка в пределах мегавала являются Катильгинское, Карандашовское и Моисеевское куполовидные поднятия; Нововасюганский и Ларломкинские валы. Структуры III порядка (локальные поднятия) развиты как в пределах структур II порядка, так и в депрессионных зонах.



- Положительные структуры I порядка
- Положительные структуры II порядка
- Положительные структуры III порядка
- Нефтяные месторождения
- Отрицательные структуры II порядка

Рисунок 2 - Тектоническая карта Мезозойско-кайнозойского осадочного чехла

Таблица 1.2.1 Локальные поднятия и структуры второго порядка

Локальные поднятия	Структуры II порядка
1.Коим-Лыхское	22.Петровское
2.Ларломкинское	23.Восточно-Дальнее
3.Восточно-Ларломкинское	24.Среднекельватское
4.Махнинское	25.Дальнее
5.Северо-Весеннее	26.Северо-Карандашовское
6.Аэросейсмическое	27.Верхнедемьянское
7.Весеннее	28.Яхское
8.Первомайское	29.Карандашовское
9.Южно-Первомайское	30.Западно-Карандашовское
10.Оленье	31.Долгое
11.Озерное	32.Крапивинское
12.Катыльгинское	33.Тагайское
13.Дуклинское	
14.Лонтын-Яхское	
15.Волковское	
16.Кельватское	
17.Западно-Кельватское	
18.Шахматное	
19.Нововасюганское	
20.Восточно-Павловское	
21.Павловское	

34.Южно-Моисеевское	
35.Моисеевское	
36.Карасевское	
37.Восточно-Моисеевское	
38.Глуховское	
39.Могутаевское	
40.Восточно-Могутаевское	
41.Кузырское	
42.Поселковое	
43.Чворовое	
44.Центральное	
45.Южно-Черемшанское	
46.Черемшанское	
47.Ломовое	
48.Ледовое	
49.Северо-Ледовое	
50.Медвежье	
51.Восточно-Ледяное	
52.Ледяное	

На структурном плане по отражающему сейсмическому горизонту Па (верхняя юра) Каймысовский свод оконтуривается изогипсой - 2650м.

Абсолютные отметки сводовых тектонических элементов на структурах II порядка составляют - 2300 - 2400 м, внутренние прогибы и впадины имеют отметки, сопоставимые с оконтуривающей изогипсой. - 2600

- 2650 м. Размеры Каймысовского свода составляют 215 х 60-112 км, амплитуда поднятия 350 м [8].

Нововасюганский вал, в северной части которого находится Первомайское месторождение, расположен в центральной части Каймысовского свода и имеет субмеридиональное простирание. Размеры его по длинной оси составляют 90-95 км, по короткой - 15-30 км, амплитуда поднятия 200 м. Вал осложнен различного рода локальными элементами - поднятиями, структурными мысами, куполами, террасами и т.п. Первоначально Первомайское поднятие объединяло три смежных локальных поднятия, представляющих собой цепочку структур в северо-западной части Нововасюганского вала - Первомайское, Еллекулун-Яхское и Весеннее. Общая протяженность этих структур, расположенных вдоль вала, составляет около 40 км.

По периферии Первомайского поднятия расположен ряд положительных структур III порядка. К северо-востоку от него расположена группа Аэрокосмических поднятий, где свод самого северного, наиболее приподнятого и контрастного из них превышает отметку - 2280 м при оконтуривающей группу поднятий изогипсе - 2460 м. Образована она цепочкой локальных структурных осложнений, имеющей общее северо-западное простирание. Южная периклиналь существенно положе северной, крутой. Западнее Аэрокосмических поднятий расположена небольшая Мало-Махнинская структура, а далее к западу, обрамляя Первомайское поднятие с севера - Махнинская группа поднятий. Она в свою очередь также образована цепочкой из трех пологих структурных поднятий, имеющей северо-западное направление. Амплитуда поднятий достигает 50 м при оконтуривающей изогипсе - 248 м. К западу от северной периклинали Первомайского поднятия отделенные от нее нешироким плоским прогибом расположены узкие и контрастные Махнинская и Южно-Махнинская структуры, обрамленные

малоамплитудными Восточно-Махнинским перегибом, размеры которого 5 х 3 км, амплитуда - 35 м, и Мало-Махнинской группой поднятий. В 10 км к юго-западу от Южно-Махнинской структуры расположено Ларломкинское поднятие. Пространство между ними осложнено Узловой группой поднятий, Северо-Террасной и Восточно-Террасной структурами, небольшими по площади и амплитуде. К восточному склону Ларломкинского поднятия примыкает Восточно-Крайнее поднятие.

Первомайское локальное поднятие является брахиантиклинальной складкой субмеридионального простирания. По оконтуривающей изогипсе основного отражающего горизонта Па - 2400 м поднятие имеет размеры 15 х 3-5 км, амплитуду - 70 м. Северо-западнее этой структуры выделялось еще одно локальное поднятие, ранее называвшееся Игайским, но затем эта структура утратила свое название и была включена в состав Первомайской. Это поднятие также оконтуривается изогипсой - 2400м, размеры его 9 х 6 км, амплитуда - 55 м. В целом Первомайская структура оконтуривается изогипсой - 2410м, имеет длину 24км, ширину 4-6 км и общее северо-западное простирание [8].

Северо-западнее Первомайской выделялась Еллекулун-Яхская структура, имеющая вид куполовидной складки, оконтуренная изогипсой - 2400м с размерами 6 х 4,5 км, амплитудой 70 м. Простирание складки субмеридиональное. Как отдельная структура в настоящее время также утратила свое первоначальное название и включена в состав Весеннего локального поднятия, осложняя его юго-восточную часть.

Крайнее северо-западное положение в цепочке структур Первомайского месторождения занимает собственно Весеннее локальное поднятие, имеющее сложное строение и конфигурацию. Структура уверенно оконтуривается изогипсой - 2400м, имеет длину около 12 км, ширину от 3-4 км в южной части до 10 км в северной. Амплитуда поднятия 55 м.

Следующей изогипсой - 2410 м собственно Весеннее поднятие оконтуривается с Еллекулун-Яхским, образуя сравнительно крупную складку весьма сложного строения, длина которой составляет 16 км, ширина от 4 до 11 км, амплитуда - 80 м.

Северо-западная часть Весеннего поднятия представляет собой несколько обособленную структурную гряду или цепочку небольших поднятий с общим северо-восточным простиранием. Размеры этой поднятой зоны по оконтуривающей изогипсе - 2400 м составляют 9,5 х 2-3 км, амплитуда - 50 м. Южная часть ее осложнена структурным мысом субмеридионального простирания, который продолжает структурную гряду в южном направлении в зону сочленения с Западно-Весенним поднятием. Последнее, кстати, также имеет субмеридиональное простирание и является как-бы южным окончанием этой гряды. Западно-Весеннее поднятие по горизонту Па оконтуривается изогипсой - 2450 м, размеры его 7 х 1-2,4 км. Поднятие осложнено двумя небольшими куполами.

Следующая изогипса - 2460 м объединяет Западно-Весеннее поднятие с северо-западной частью Весеннего.

В целом для Первомайской, Весенней и Западно-Весенней структур замыкающей является сейсмоизогипса - 2480 м. Без проведения дополнительных разведочных работ нецелесообразно объединять залежи Западно-Весенней площади и Первомайского месторождения, так как седловина между ними имеет абсолютные отметки - 2465 м по подошве баженовской свиты (отражающий горизонт Па), в то время как подошва нефтенасыщенной части пласта отбивается на отметке - 2448,6 м. В связи с этим в настоящей работе залежи Западно-Весенней и Первомайской площади представлены отдельно[6].

Элементы разрывной тектоники присутствуют как в палеозойском фундаменте так и в платформенном чехле. В палеозойском фундаменте

выделяется ряд глубинных разломов, образующих собой ромбовидную сетку с основными направлениями на северо-восток и северо-запад. Для района характерно наличие мелких, узких, но довольно глубоких грабенов преимущественно субмеридионального простирания, четко выделяющихся в поверхности фундамента.

Многочисленные, преимущественно малоамплитудные тектонические нарушения проникают и в платформенный чехол, в большинстве своем затухая в юрских отложениях. Отдельные тектонические нарушения прорывают отложения баженовской свиты и прослеживаются в меловых, а в редких случаях и в кайнозойских отложениях.

1.4 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Каймысовский свод, в северной части которого находится Первомайское месторождение нефти, по нефтегеологическому районированию входит в состав Каймысовского нефтегазоносного района Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Промышленная нефтегазоносность Каймысовского нефтегазоносного района стратегически связана с отложениями васюганской свиты, залегающими непосредственно под региональной покрывкой - аргиллитами баженовской свиты.

Месторождения приурочены к локальным поднятиям и залежи нефти на них относятся к типу пластово-сводовых с литологическим ограничением, имеют место также залежи структурно-литологического типа, осложненные дизъюнктивными нарушениями. Часть этих месторождений находится в промышленной разработке.

Основная залежь Первомайского месторождения является пластово-сводовой, вытянута с юго-востока на северо-запад, с небольшим литологическим ограничением в северо-западной части Весеннего поднятия (скважина 259р). Размеры ее от 40 x 3-9 км, высота залежи 81-98 м. Гипсометрическое положение ВНК, по данным опробования скважин и данным ГИС, определяется на отметках: по юго-западному склону - 2440 м, по северо-западному и юго-восточному - 2440-2423 м (скважина 270, 248), по восточному - 2423 м (скважина 65). Плоскость ВНК имеет общий региональный наклон с северо-востока на юго-запад. Вторая залежь, приуроченная к Западно-Весеннему локальному поднятию, относится к типу пластово-сводовых водоплавающих, имеет размеры 5,5 x 3,5 км, высоту 10 м.

Опробование пласта проведено в 27 скважинах, пласт вскрыт пробуренными скважинами на глубинах 2444-2547 м (а. о. - 2346,6 - 2462,2 м). Скважина 259 оказалась в зоне полного выклинивания коллектора пласта Ю₁⁰ и опробование его не проводилось [6].

Промышленные притоки в чистонефтяной зоне получены в 18 скважинах. Дебиты нефти через 8 мм штуцер составили 25-88 м³/сут, газа 0,8-2,6 тыс. м³/сут. В приконтурной скважине 266 был получен приток нефти с пластовой водой дебитами на 4 мм штуцере соответственно 8,7 и 1,7 м³/сут. В скважине 254, вскрывшей зону ВНК в пределах отдельного северо-восточного купола, дебит нефти через 6 мм штуцер составил 28,6 м³/сут, пластовой воды - 7,1 м³/сут.

При опробовании продуктивного пласта в законтурных скважинах получены притоки или чистой пластовой воды, или пластовой воды с пленкой нефти. Дебиты пластовой воды составляли от 5,3 м³/сут на динамическом уровне 163 м (скважина 247) до 2,2 м³/сут переливом (скважина 272).

В северо-западной части Весеннего участка Первомайского месторождения дебиты нефти в поисково-разведочных скважинах имеют аналогичные значения. Максимальные фонтанирующие притоки чистой нефти дебитами 57-68 м³/сут на 8 мм штуцере (48,5-58 т/сут) были получены в скважинах 250, 258, 256 Весеннего участка и в скважине 241 Западно-Весеннего месторождения-спутника, несколько пониженные притоки (28-35 м³/сут на штуцерах 6-8 мм) получены в скважинах 254 и 253, а в скважине 253 дебит нефти составил 6,6 м³/сут на 4 мм штуцере.

Необходимо также отметить, что помимо основного пласта Ю₁⁰, в 14 скважинах (35, 52, 54, 56, 57, 58, 167, 241, 276, 314, 316, 330, 772, 2285р) пласт Ю₁¹ интерпретируется по данным ГИС, как нефтесодержащий. Из этих скважин: 8 - нагнетательные, 4 - добывающие, 1 находится в консервации, 1 - пьезометрическая. Пласт Ю₁¹ опробован в скважинах 35, 316, 536, положительные результаты получены в скважине 35, которая работает на пласт Ю₁¹. Запасы пласта являются непромышленными, и нет достаточного количества опробований, поэтому можно предложить при полном обводнении основного объекта в добывающих скважинах (241, 314, 772) произвести опробование пласта Ю₁¹ с целью уточнения его насыщения и в случае положительных результатов присовокупить его к работе [6].

На восточном склоне месторождения плоскость ВНК подсечена в разрезе скважины 63. По промыслово-геофизическим данным ВНК отбивается на глубине 2530 м (а. о. - 2423,2 м). При опробовании пласта в интервале 2522,0-2528,0 м (а. о. - 2415,2 - 2421,2 м) получено 5,8 м³/сут нефти через 3 мм штуцер, в процессе исследования на забое отмечено наличие пластовой воды, что свидетельствует о неоднородном характере насыщения пласта. Притоки пластовой воды с пленкой нефти получены при опробовании пласта в скважинах 251 и 269, где кровля эффективной части

залегает на а. о. - 2422,5 и - 2422,3 м. Притоки пластовой воды получены в законтурных скважинах 272 и 268 с отметок - 2427,3 - 2429,8 м.

Таким образом, для восточного склона ВНК принят на а. о. - 2423 м, при опробовании пласта выше данной отметки получены притоки безводной нефти.

На западном склоне месторождения ВНК разрезами приуроченных скважин не подсечен, по результатам опробования уверенно устанавливается раздел нефть-вода в интервале отметок от - 2440 до - 2445 м. Наиболее низко гипсометрически подошва нефтенасыщенного пласта, из которого получены притоки безводной нефти, залегает в скважинах 270 и 248 на отметках-2440,2 и - 2440,4 м. При опробовании скважины 270 в интервале 2535-2545 м (а. о. - 2430,2 - 2440,2 м) получено 37 м³/сут нефти через 8 мм штуцер, в скважине 248 из интервала 2530-2545 м (а. о. - 2425,4 - 2440,4 м) получено 69,5 м³/сут нефти.

Кровля водоносного пласта наиболее высоко залегает в скважинах 265 и 252 на отметках - 2445,3 и - 2447,4 м. При опробовании пласта в скважине 265 в интервале 2544-2550 м (а. о. - 2443,3 - 2449,3 м) получен приток пластовой воды с пленкой нефти дебитом 0,2 м³/сут при переливе, в скважине 252 из интервала 2548-2556м (а. о. - 2446,2 - 2454,2 м) получено 4,3 м³/сут пластовой воды с пленкой нефти.

В целом для западного склона месторождения ВНК принят на отметке - 2440 м.

В периклинальных частях залежи ВНК принят на отметках от - 2423 до 2440м. Скважина 247, пробуренная с целью оконтуривания месторождения с севера, вскрыла кровлю пласта Ю10 на отметке 2449,1м, то есть оказалась за принятым контуром нефтеносности. При опробовании интервала 2536-2545 м (а. о. - 2443,1 - 2452,1 м) получено 5,3 м³/сут пластовой воды на динамическом уровне 163 м.

На южной периклинали пробурена скважина 266, вскрывшая пласт в интервале 2543,2 - 2552,8 м (а. о. - 2429,5 - 2439,1 м). По промыслово-геофизическим данным пласт характеризуется как нефте-водонасыщенный. Пласт опробован поинтервально: при опробовании первого интервала 2540-2548 м (а. о. - 2426,3 - 2434,3 м) получено 7,5 м³/сут нефти и 0,1 м³/сут пластовой воды через 3 мм штуцер, после дострела пласта до глубины 2553,8 м (а. о. - 2439,3 м) дебит воды увеличился до 1,7 м³/сут на штуцере 4 мм. Поэтому для выделения эффективной нефтенасыщенной мощности в скважине 266 ВНК принят условно по подошве интервала перфорации первого объекта на отметке - 2434 м [7].

Наклон плоскости ВНК в пределах залежи обусловлен особенностями гидродинамического режима. Наблюдение за статическими уровнями в пьезометрических скважинах свидетельствуют о значительном различии в величинах напоров краевых вод на восточном и западном погружениях структуры.

В скважинах 251, 268, 272, расположенных в восточной части залежи, величины напоров составляют соответственно 2526, 2528, 2528,6м; в западной части залежи имеется одна пьезометрическая скважина - 252, значение напора в ней равно 2509,2м, то есть превышение в напорах, составляющее 17-19 м, обеспечивает установленную разницу в гипсометрии ВНК [6].

В процессе бурения и опробования скважин на Первомайском месторождении залежей нефти и газа в ниже - и вышезалегающих частях разреза не выявлено.

В разрезе месторождения, помимо продуктивного пласта Ю10, опробованы отложения палеозоя, тюменской свиты (нижняя и средняя юра), куломзинской, тарской, алымской свит (нижний мел) и покурской свиты (нижний и верхний мел).

Отложения палеозоя опробованы в пяти скважинах. Литологически они представлены плотными слабопроницаемыми породами. При опробовании в скважинах 256 и 257 получены незначительные (0,16-0,5 м³/сут) притоки пластовой воды, в скважине 271 при опробовании в колонне также получено 0,6 м³/сут пластовой воды на динамическом уровне 504м. В скважинах 263 и 269 притока пластового флюида при опробовании не получено.

Аналогичные породы слагают образования фундамента и зону контакта палеозойского и мезозойского комплексов повсеместно в пределах Каймысовского свода. Отложения трещиноватой коры выветривания, которые могут служить коллекторами для углеводородов, пробуренными скважинами не встречены, поэтому палеозойские отложения не представляют интереса в отношении нефтегазоносности.

В отложениях тюменской свиты опробованы пласты Ю2, Ю3, Ю6, получены притоки пластовой воды дебитами до 11,8 м³/сут при динамическом уровне 1512м.

По результатам опробования, исследования керн и промыслово-геофизическим данным песчаные пласты покурской (ПК1-3), алымской (А₁), киялинской (Б₁₋₆), Тарской (Б₇₋₉) и куломзинской (Б₁₂, Б₁₆₋₂₀) свит характеризуется как водоносные.

1.4.1 СВОЙСТВА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

Нефть Первомайского месторождения в пластовых условиях характеризуется низкой плотностью и вязкостью, высокой степенью пережатия (давление насыщения ниже пластового почти вдвое). Плотность пластовой нефти изменяется от 0,679 до 0,810 г/см³, в среднем 0,764 г/см³, плотность сепарированной нефти изменяется от 0,796 до 0,867 г/см³, среднее значение - 0,844 г/см³. По результатам дифференциального разгазирования среднее значение плотности составляет 0,839 г/см³. Для залежи наблюдается

общая тенденция увеличения этого параметра по мере возрастания глубины залегания пласта.

Вязкость пластовой нефти в среднем составляет 1,15 мПас, сепарированной нефти в среднем 5,47 мПас. Возможно, это связано с низкой величиной газонасыщенности (49,6 м³/т).

Объемный коэффициент, учитывающий степень уменьшения объема пластовой нефти на поверхности, колеблется в пределах 1,08 - 1,33, среднее значение его равно 1,186 при контактном и 1,159 при дифференциальном разгазировании[8].

Состав растворенного в нефти газа приводится по результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти в рабочих условиях. Газ относится к жирным и содержит 65,56 % метана, до 28 % тяжелых углеводородов, небольшое количество углекислого газа (1,12 %), азота и редких компонентов 2,6 %. Абсолютная плотность газа составляет в среднем 1,088 г/см³, относительная 0,903 г/см³. Газосодержание сравнительно невысокое и составляет при контактном способе разгазирования - 54,5 м³/т, при дифференциальном - 49,6 м³/т. Отмечается закономерное уменьшение величины газосодержания с глубиной и к поверхности ВНК.

В поверхностных условиях нефть характеризуется как легкая, плотность ее составляет в среднем 0,844 г/см³. Нефть маловязкая, сернистая (содержание серы 0,69 %), парафинистая с содержанием парафинов 2,64 %, имеет низкую температуру кипения плюс 67,5°С и высокий выход легких фракций, выкипающих до 300°С.

Нефть Первомайского месторождения относится к нафтеново-метановому типу. По групповому составу нефть в целом содержит: ароматических углеводородов - 18,61 %, нафтеновых - 28,56 %, метановых - 38,75 %[8].

Среднее содержание в нефти асфальтенов составляет 2,2 %, смол серноокислых - 17,8 %, силикагелевых - 7,59 %. Наряду с высоким качеством нефти по ее химическому составу, она обладает также высокими товарными качествами. Нефть Первомайского месторождения согласно ГОСТа 11954-66 может быть рекомендована для получения вязких дорожных битумов.

Таблица 1.4.1.1 - Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти Первомайского месторождения (пласт Ю₁⁰)

Компоненты	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделивш. Газ	Нефть	выделивш. газ	нефть	
Углекислый газ	0,98	0,01	1,12	0,01	0,3
Азот + редкие	2,28	0	2,6	0	0,69
Метан	56,41	0,23	65,56	0,04	17,29
Этан	6,72	0,2	7,44	0,3	2,13
Пропан	15,45	1,82	13,16	3,38	5,96
Изобутан	3,93	1,31	2,52	1,96	2,11
Норм. Бутан	8,21	3,98	4,74	5,45	5,26
Изопентан	2,25	2,91	1,07	3,29	2,71
Норм. Пентан	2,18	3,75	1,0	4,08	3,27
Гексан					
Гептан	1,59	85,79	0,79	81,49	60,23
Остаток (C ₈ + высш.)	-	-			
Молекулярная масса	30,62	180	26,18	173,41	134,65
Плотность					
-газа, кг/м ³	1,293	-	1,088	-	-

-газа (относитель- ная по воздуху)	1,056	-	0,903	-	-
-нефти, кг/м ³	-	844	-	839	764

Таблица 1.4.1.2 - Средние значения параметров нефти, определенные по поверхностным пробам поисково-разведочных и эксплуатационных скважин

Пласт			Ю ₁ ⁰
Количество проб			89
Плотность, г/см ³			0,844
Содержание, %	Серы		0,69
	Парафина		2,64
	Асфальтенов		2,2
	Смол	Сернокислых	17,8
		Силикагелевых	7,59
Вязкость при 20°С, мПа·с			6,04
Фракционный состав, %	Н. к.		67,5
	100°С		11,9
	150°С		22,83
	200°С		40,4
	250°С		46,2
	300°С		57,6

Таблица 1.4.1.3 - Средние значения параметров нефти, определенные по глубинным пробам поисково-оценочных скважин

Пласт			Ю ₁ ⁰
Количество проб			67
Плотность нефти, г/см ³	Пластовой		0,764
	Сепарированной	однократное разгазирование	0,844
		дифференциальное разгазирование	0,839
Вязкость, мПа·с	пластовой нефти		1,15
	сепарированной нефти		5,47
Газосодержание, м ³ /т	однократное разгазирование		54,5
	дифференциальное разгазирование		49,6
Объемный Коэффициент	однократное разгазирование		1,186
	дифференциальное разгазирование		1,159
Усадка, %			14,84
Давление насыщения, Мпа			6,3
Плотность газа, г/см ³	однократное разгазирование		1,273
	дифференциальное разгазирование		1,088

1.5 ГИДРОГЕОЛОГИЯ

Первомайское месторождение нефти по гидрогеологическому районированию располагается в Обском суббассейне Западно-Сибирского артезианского бассейна. В разрезе бассейна выделяется два гидрогеологических этажа - верхний и нижний, разделенных мощной толщей преимущественно глинистого состава.

В пределах нижнего гидрогеологического этажа на месторождении на основе геолого-гидрогеологических и геофизических материалов выделяется шесть водоносных комплексов, разделенных глинистыми водоупорами.

Доюрский водоносный комплекс является самым нижним комплексом и приурочен к верхней части доюрских отложений. На месторождении эти отложения вскрыты поисковыми и разведочными скважинами. Литологически эти отложения представлены сильно карбонатизированными, филлитизированными алевролитами, реже песчаниками и эффузивными породами. Нижняя граница этого водоносного комплекса в пределах месторождения не установлена. С вышележащим водоносным комплексом тюменской свиты имеется гидродинамическая связь, что обуславливает несущественное различие между ними. Для этих отложений характерна низкая водообильность.

Минерализация вод доюрских образований Каймысовского свода достигает 41 г/л. По составу воды хлоридно-натриевые. Содержание йода 5,3 мг/л, брома 79,8 мг/л.

Нижнесреднеюрский водоносный комплекс охватывает песчано-глинистые отложения тюменской свиты, толщина которых на месторождении резко изменяются от 38 до 150м. Песчаные водоносные пласты не выдержаны по площади, часто замещаются глинистыми разностями или выклиниваются. Песчаники обладают низкими коллекторскими свойствами и поэтому характеризуются низкой водообильностью. Тип вод по химическому составу хлоридно-натриевый с минерализацией до 39 г/л, состав растворенного газа метаново-азотный.

Верхнеюрский водоносный комплекс связан с горизонтом Ю1, сложенный двумя песчаными пластами - Ю10 и Ю13-4, разделенными выдержанным прослоем аргиллита 7-14м, что делает их самостоятельными гидродинамическими системами. От нижнего комплекса верхнеюрский

отделен регионально выдержанной толщей аргиллитов нижневасюганской подсвиты. Пласты Ю10 и Ю13-4 сложены преимущественно песчаниками мелко-среднезернистыми, от слабосцементированных до крепких. Пласт Ю10 является на месторождении продуктивным, залежь нефти этого пласта разрабатывается. Оба пласта в пределах месторождения выдержаны и содержат пластовую воду. Режим нефтяной залежи продуктивного пласта характеризуется как упруго-водонапорный с краевой водой, поэтому скважины, вскрывшие залежь, работают на фонтанирующем режиме.

Тип вод по составу хлоридно-натриевый. Содержание йода 4,8-10,3 мг/л, брома - 56,6-304 мг/л, бора - 66,1-207,5 мг/л, аммония - 60-195 мг/л. Из редких элементов отмечается высокое содержание стронция - 540 мг/л.

Характерные особенности химического состава вод верхнеюрского возраста следующие:

минерализация вод колеблется от 18,5 до 48,1 г/л, а высокие величины ее (30,7-40,1 г/л) отмечаются в восточной части месторождения;

содержание гидрокарбонат-иона изменяется в значительных пределах от 134 до 927,2 мг/л, при этом повышение его отмечается также в восточной части;

содержание бора составляет 14-27 мг/л, распределяясь по площади равномерно;

содержание иона аммония колеблется в больших пределах: от 20 до 84,4 г/л;

в восточной части месторождения отмечаются высокие концентрации железа, достигающие 151 мг/л;

из микроэлементов (стронций, литий, рубидий, цезий и др.) замечено повышенное содержание стронция - до 780 мг/л, существенно превышающее промышленную кондицию.

Валанжинский водоносный комплекс включает песчаные пласты куломзинской свиты от Б8 до Б16-20 (ачимовская пачка). Водоупорной кровлей комплекса служит регионально выдержанная пачка аргиллитов верхней части куломзинской свиты. Водообильность песчаных пластов низкая.

По химическому составу воды хлоридно-кальциево-натриевые с минерализацией до 30 г/л (чаще 19-21 г/л) и метановым составом растворенного газа. Содержание йода - 9,2-19,7 мг/л, иона аммония - 21-24 мг/л, брома - 45,7-60,8 мг/л.

Готерив-барремский водоносный комплекс включает отложения тарской, киялинской и алымской свит, в составе которых выделяются песчаные водоносные пласты группы А и Б. Водоупорной кровлей служит регионально выдержанная толща аргиллитов и аргиллитоподобных глин кошайской пачки.

По химическому составу воды хлоридно-кальциево-натриевые с минерализацией 20-22 г/л, метановым составом растворенного газа. Для вод комплекса характерно увеличение концентрации магния до 140 мг/л, кальция - до 1,6 г/л, повышенное содержание йода и брома.

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс объединяет песчано-глинистые отложения покурской свиты. Он характеризуется хорошей водообильностью песчаных пластов, которые имеют значительную мощность. Данный водоносный комплекс используется для забора воды с целью поддержания пластового давления на месторождении.

Водоупорной кровлей являются глинистые отложения верхнего мела. Хорошая изолированность отложений покурской свиты обуславливает своеобразие гидродинамических и гидрохимических условий данного комплекса. Воды по составу хлоридно-натриевые с минерализацией 17,9 г/л. Содержание хлоридов достигает 840 мг/л. Воды бессульфатные, нитриты и

нитраты не обнаружены. Содержание общего железа достигает 1,9 мг/л, иона аммония - 44 мг/л. Микрокомпоненты содержатся в следующих количествах: йод - 9,2 мг/л, бром - 54,3 мг/л, бор - 18,5 мг/л. По содержанию йода и брома, величине температуры подземные воды комплекса относятся к термальным лечебным водам.

Верхний гидрогеологический этаж включает отложения олигоцен-четвертичного возраста и существенно отличается от нижнего этажа. Этот комплекс содержит пресные воды. В нижней части комплекса залегают водоносные горизонты чеганской свиты. Глубина залегания кровли составляет 101-343 м. Минерализация вод достигает 400 мг/л, по составу они гидрокарбонатно-хлоридные, среди катионов преобладает кальций, реже магний.

Водоносный горизонт алымской свиты вскрыт скважинами на глубинах 54-224 м, толщина его составляет 25-37 м. Водоносные породы - пески от мелко - до крупнозернистых, иногда с гравием. Водоупорной подошвой являются глины чеганской свиты. Надежной водоупорной кровли нет, поэтому он гидравлически связан с вышележащим водоносным горизонтом новомихайловской свиты, а на отдельных участках через "окна" - даже с водами четвертичных отложений. Воды горизонта напорные, пьезометрическая поверхность иногда поднимается на 3 м и выше поверхности земли. Эти воды гидрокарбонатные натриево-кальциевые. Воды бессульфатные, содержание хлоридов 67 мг/л, гидрокарбонатов 344 мг/л, нитратов 5,5 мг/л. Содержание общего железа колеблется от 3,6 до 9,8 мг/л, что превышает санитарные нормы в 10-30 раз, а иона аммония - 6 мг/л (ПДК - 2,5 мг/л).

Водоносный горизонт новомихайловской свиты гидравлически связан как с нижележащим горизонтом алымской свиты, так и с вышележащим горизонтом четвертичных отложений. Толщины водоносных пород

составляют в среднем 60-80 м, глубина залегания кровли колеблется в пределах 65-100 м. Литологический состав пород - песок разной зернистости, реже - глины.

Воды по химическому составу гидрокарбонатные кальциево-магниевые и магниево-кальциевые с минерализацией до 0,3 г/л. Содержание железа не превышает 3,1 мг/л.

Водоносные горизонты четвертичных отложений характеризуются большой неоднородностью литологического состава пород, значительной изменчивостью химического состава и гидродинамических характеристик. Преимущественно эти воды аллювиальных пойм и надпойменных террас. Тип вод по анионному составу гидрокарбонатно-хлоридный, по катионному - кальциево-магниевый и магниево-кальциевый. Содержание железа высокое и достигает 40 мг/л.

Верхний гидрогеологический этаж характеризуется наличием пресных вод. Для водоснабжения производственных и хозяйственно-бытовых объектов наиболее приемлемы водоносные горизонты новомихайловской и алымской свит. На рисунке 3 приведена схематическая карта минерализации пластовых вод Первомайского месторождения. Сведения о физических свойствах, напорах пластовых вод и их химический состав приведены в таблицах[8].

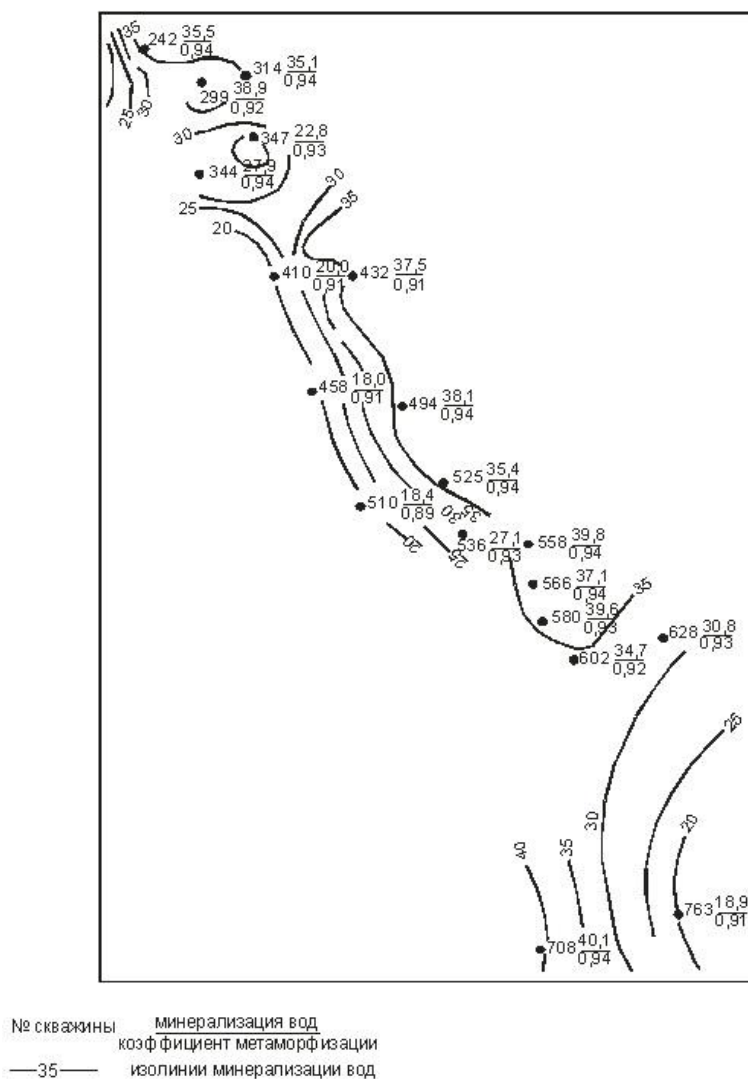


Рисунок 3 – Схематическая карта минерализации пластовых вод Первомайского месторождения

Таблица 1.5.1 Сведения о пластовых давлениях, физических свойствах и напорах пластовых вод Первомайского месторождения

№ скв	Пласт	Пластовая температур	Удельный вес воды, г/см ³	Вязкость в пластовых	Пластовое давление, ат	Приведенное	Напор, м
-------	-------	----------------------	--------------------------------------	----------------------	------------------------	-------------	----------

			при 20°C	в пласт . усл.				
271	Pz	95	-	-	-	260,0	-	2483
255	Ю ₃	91	-	-	-	263,5	-	2574
249	Ю ₂	90	-	-	-	262,0	-	2546,8
256	Ю ₁ ⁰	91	1,01 8	0,975	0,39	252,0	-	2510,2
259	Ю ₁ ³ -4	93	1,02 6	0,989	0,62	255,0	-	2510,6
269	Ю ₁ ³ -4	90	1,02 8	0,995	0,67	260,0	-	2557,2
247	Ю ₁ ³ -4	91	1,02 4	0,992	0,64	262,0	261,2	2542,0
251	Ю ₁ ⁰	89	1,02 3	0,993	0,65	259,0	261,0	2526,0
252	Ю ₁ ⁰	87	1,02 3	-	-	261,0	260,0	2509,2
268	Ю ₁ ⁰	90	1,02 0	1,000	0,41	259,4	260,2	2528,0
272	Ю ₁ ⁰	90	1,02 0	0,994	0,63	257,6	261,9	2528,6

2. МЕТОДИКА

Лабораторное петрографическое изучение керна производится в научно-исследовательском учреждении по следующей схеме:

- а) макроскопическое изучение и описание породы;
- б) подготовка образцов для исследования;
- в) изготовление петрографических шлифов (в том числе пород, в образовании которых участвуют остатки ископаемых организмов);
- г) изучение шлифов под поляризационным микроскопом и их описание;
- д) механический (гранулометрический) анализ осадочных пород (в основном для обломочных пород, отчасти для глин);

Образцы керна, исследуемые при выполнении данной дипломной работы, были отобраны при помощи:

- 1)Бурголовка 2159/100,
- 2)керноотборный снаряд КСК – 185/100.

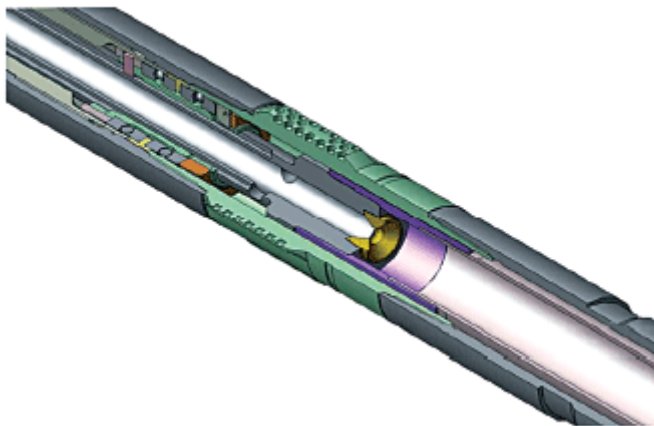


Рисунок 4 - Керноотборный снаряд КСК – 185/100 [21].

3) переводник Н133*М147

Переводники для бурильных колонн муфтовые М-133/147 предназначены для соединения между собой частей бурильной колонны и присоединения к ней инструмента, применяемого при бурении скважин.

Переводники М-133/147 выпускаются согласно ГОСТ 7360-82 с правой и левой присоединительной резьбой.



Рисунок 5 - Переводник Н133*М147 [22].

4) бурильный инструмент ТБПН 127



Рисунок 6 - бурильный инструмент ТБПН 127 [23].

5) изолирующий агент ПААП (8л/1м).

После продольной распиловки керна и до этапа выбуривания образцы выполняются литологическое описание и седиментологическая интерпретация полноразмерного керна, используемая в последующем для уточнения межскважинной корреляции, интерпретации каротажей ГИС, построения концептуальной седиментологической модели и выделения модельных фаций для цифрового моделирования резервуара. Так же был описан изолированный керн.

Шлиф был изготовлен в лаборатории «ТомскНИПИнефть» в г.Стрежевой. В лаборатории имеется оборудование для вакуумной пропитки образцов, наклейки, заливки заготовок аншлифов и их обработки на шлифшкурах, а также оборудование для плоскопараллельной обрезки и предварительной шлифовки заготовок прозрачных шлифов.

Часть отобранных проб была отправлена в лабораторию физики пласта «Томск НИПИ Нефть», для дальнейшего исследования петрографических

шлифов, позволяющего количественно определить минеральный состав отложений, особенности их постседиментационных преобразований, структуру порового пространства и выявить – что особенно важно для характеристики резервуара – литологические факторы, контролирующие вариации пористости и проницаемости отложений.

Для выполнения исследований использовался лабораторный микроскоп, установленный в лаборатории ОАО «ТомскНефть» ВНК (г.Стрежевой) - Bresser Science TRM-301(Рис.7). Микроскоп Bresser Science TRM-301 – это тринокулярный микроскоп лабораторного типа. Тринокулярная насадка позволяет изучать и производить съемку микропрепаратов. Высококачественная оптика обеспечивает отличные результаты исследований.

В микроскопе используется осветительная система по методу Келера, дающая равномерное освещение предметного столика. Благодаря применению конденсора, микроскоп обеспечивает высокую разрешающую способность как при изучении образцов, так и при микрофотографии. Четкое и ровное изображение по всему полю зрения обеспечивается благодаря планахроматическим объективам DIN 4x, 10x, 40x, 100x (Oil), входящим в комплект поставки.



Рисунок 7 - лабораторный микроскоп Bresser Science TRM-301 [24].

Также, был использован метод фазового анализа кристаллических образцов, который позволяет определить минералогический состав исследуемого порошка. Исследования были проведены с помощью дифрактометра D2 PHASER. Данный дифрактометр D2 PHASER оснащен интегрированным ПК и монитором, также он имеет программное обеспечение DIFFRAC.SUITE, которое позволяет проводить измерения и получать результаты. Исследования проводились в учебно-научной лаборатории электронно-оптической диагностики МИНОЦ кафедры геоэкологии и геохимии.

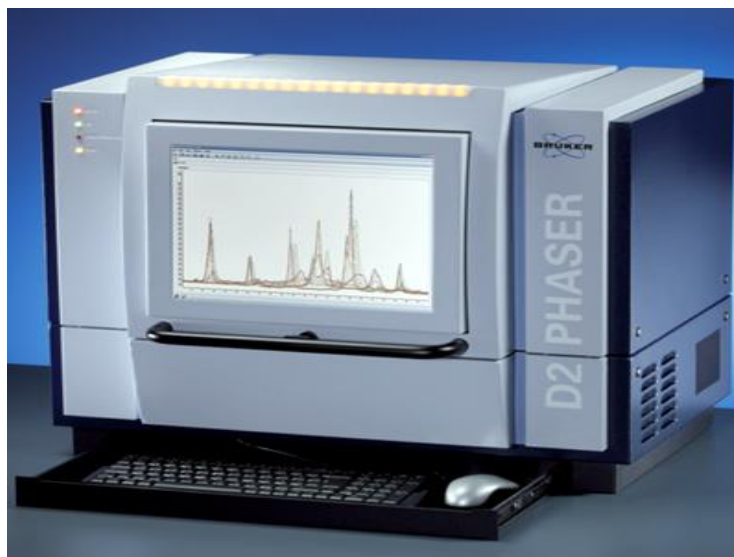


Рисунок 8 – Дифрактометр D2 PHASER [25].

Для определения пористости, мною было проведено 3 опыта. Для начала необходимо было определить его объемную плотность. Для этого большая часть образца (массой около 10 г) была очищена от рыхлых участков, острые углы и края сглаживаются напильником. Подготовку образца заканчивал обметанием его кисточкой для удаления с поверхности пыли и несцементированных зерен. Затем образец плотно обвязывал ненамокаемой нитью, длина свободного конца которой вместе с петлей для подвешивания на крючок весов не превышает 10 см. Надев петлю на крючок весов, образец был взвешен в воздухе и получена массу m_1 . Далее необходимо было нагреть емкость с парафином до его расплавления (≤ 60 C). Держа за нить, образец был погружен под уровень расплавленного парафина и быстро вынут обратно, чтобы парафин не проник в приповерхностные поры образца, а только образовал тонкую пленку на поверхности. Затем был взвешен парафинированный образец в воздухе и получена массу m_2 . Далее подведен сосуд с дистиллированной водой под крючок весов, так, чтобы образец погрузился в воду, не соприкасаясь со стенками, и взвесил

парафинированный образец в воде. Получена масса m_3 . Далее вычисляется объем образца породы вместе с парафиновой оболочкой $V_{0п}$:

$$V_{0п} = (m_2 - m_3)/\delta_v,$$

где δ_v - плотность воды, равная 1 г/см³.

Объем парафина $V_{п}$ вычисляется по формуле: $V_{п} = (m_2 - m_1)/\delta_{п}$,

где $\delta_{п}$ - плотность парафина, равная 0,91 г/см³.

Искомый объем образца определяется по формуле: $V_0 = V_{0п} - V_{п}$.

Зная массу куска породы, можно вычислить объемную доб плотность образца: $\delta_{об} = m_1/V_0$.

Следующим моим действием является подсчет минералогической плотности. Для этого вторая понадобилась смежная часть образца массой около 5г. Кусочек породы был измельчен в ступке до прохождения получаемых частиц через сито с диаметром ячейки 0,25 мм. Затем пересыпаны зерна в предварительно взвешенный пикнометр известного объема (масса пикнометра m), взвешены зерна вместе с пикнометром (m_4) и, вычитая массу пустого пикнометра, получают массу дробленого образца (m_5). Затем в пикнометр налили дистиллированную воду. Осторожным взбалтыванием были смочены зерна и опущены на дно. Далее пикнометр помещается в вакуумную камеру и выдерживается там до прекращения выделения пузырьков воздуха (около 20-30 минут). Затем емкость разгерметизируется, извлекается пикнометр и доливается в него воды так. Пикнометр с водой и образцом взвешивают, получают значение массы $m_{зв}$, после чего навеску выливают. Сосуд промывается, снова заливается до метки дистиллированной водой той же температуры и взвешивается, далее вычисляется масса воды как разницу масс пустого и заполненного пикнометра (m_v). Вес воды в пикнометре с водой и зернами вычисляется как разница общего веса и веса пикнометра и зерен: $m_{v1} = m_{зв} - m_4$ Вес воды, вытесненной зернами образца, равен весу воды в пикнометре без зерен минус

вес воды в пикнометре с зернами: $m_{в2} = m_{в} - m_{в1}$ Объем воды, вытесненной зернами, равный объему зерен в пикнометре, будет равен: $V_з = m_{в2} / \delta_{в}$ Зная массу зерен второго куска, можно вычислить минералогическую $\delta_{мин}$ плотность горной породы: $\delta_{мин} = m_5 / V_з$.

И в итоге, так как значения объемной и минералогической плотности были получены, то расчет пористости может быть произведен исходя из этих значений: $K_p = (V_0 - V_з) / V_0 = 1 - V_з / V_0 = 1 - (m_5 / \delta_{мин}) / (m_1 / \delta_{об})$.

Для оценки проницаемости породы, мною также было проведено 3 опыта, для которых использовалась следующая формула:

$$K_{пр} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{(P_1 - P_2) \cdot F}, \text{ где}$$

Q - объемный расход жидкости в единицу времени; μ - динамическая вязкость флюида; F - площадь фильтрации; P1 - давление на входе; P2 - давление на выходе; L - длина пористой среды.

Определение нефтенасыщенности было выполнено при помощи аппарата Закса.

3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, АНАЛИЗ СОСТАВА И КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА Ю₁⁰ ПЕРВОМАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 СТРОЕНИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Детальное строение продуктивного пласта Ю₁⁰ изучено на основании материалов геофизических исследований с учетом лабораторных определений по керну и результатов испытания объектов в колонне.

Пласт представляет собой песчаное тело, ограниченное сверху и снизу неколлектором. Внутри пласта имеются тонкие линзы уплотняющих тел, которые уменьшают эффективную толщину пласта.

Для оценки неоднородности пласта построена схема распространения наиболее характерных типов пласта. Первая зона - северная часть (скважина 259) района, где продуктивный пласт выклинивается. Вторая зона - это переходная зона, характеризуется монолитным песчаным пластом небольшой толщины. В третьей зоне - центральной пласт Ю₁⁰ представлен двумя мощными песчаными пропластками, разделенными глинистым прослоем. И четвертая зона - южная, где продуктивный пласт разделен на три и более пропластков уплотняющими прослоями, представленными, как правило, известковистыми крепко сцементированными песчаниками [5].

Проведение эксплуатационного бурения в северо-западной части месторождения позволило выявить некоторые особенности геологического строения данного участка. Скважинами 802, 803, 810, 812, 88, 89, 90, 104, 116, 105, 118, 119, 134, 135, 145 вскрыто песчаное тело рукавообразной формы, приуроченное к структурному понижению. При детальной корреляции пласта Ю₁₀ и данного песчаного тела заметно, что последнее сформировалось в более ранний период осадкообразования, когда на Первомайской площади накапливались глины, разделяющие пласты Ю₁¹ и

$Ю_1^0$, и только затем происходило накопление пласта $Ю_1^0$. В пределах разбуренного участка данное песчаное тело имеет размеры: ширина - 1,0 - 1,5 км, длина - 3,5 км. Учитывая блоковую форму кривой ПС данного песчаного тела, незначительную его ширину по сравнению с выявленной протяженностью, резкую границу с вмещающими породами и глинистый состав последних, можно сделать вывод о принадлежности данного песчаного тела к фациям приливно-отливных течений. Для них характерна малая извилистость и большая протяженность. Таким образом, возможно его обнаружение за пределами площади распространения пласта $Ю_1^0$ восточнее скв.259. Перфорация и испытание данного объекта проводилось совместно с пластом $Ю_1^0$ [6].

В пределах территории Первомайского месторождения общая толщина пласта составляет, в основном, 8-15 м, при этом она сравнительно стабильна на Первомайском и южной части Весеннего поднятий и резко изменчива в северной части Весеннего поднятия, где ее значения изменяются от 0 (скважина 259) до 22 м (скважина 88). Эффективная толщина пласта меняется от 0,6м (скважина 35) до 15,6 м (скважина 2289). Основная часть значений толщины колеблется в пределах 5-12 м, эффективная составляет в сводовых частях структур 6-7 м, увеличиваясь на крыльях до 11-14 м. Резкие колебания эффективной мощности отмечаются в северо-западной части Весеннего поднятия (0,6-11 м).

Таким образом, наибольшие эффективные толщины пласта отмечаются в центральной и юго-восточной частях месторождения. В северо-западном направлении происходит уменьшение эффективных толщин за счет литологического замещения песчаных пластов глинистыми разностями до полного их выклинивания в скважине 259. Также уменьшение эффективных нефтенасыщенных толщин характерно для сводовой и присводовой частей структуры.

Характеристика толщин пласта представлена в таблице 3.1.2.

По результатам изучения разрезов 776 скважин средний коэффициент расчлененности пласта определен равным 2,8. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,8, по площади изменяется незакономерно и нередко достигает значений 0,9-1,0 (табл.3.1.3) [6].

Таблица 3.1.1 Классификация терригенных коллекторов по А.А. Ханину

Класс коллектора	Название породы	Эффективная пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Характеристика коллектора по
I	Песчаник	>16,5	>1000	Очень Высокая
	среднезернистый	>20	то же	
	Песчаник мелкозернистый	>23,5	то же	
	Алевролит	>29	то же	
	крупнозернистый			
II	Алевролит			Высокая
	мелкозернистый			
III	Песчаник	15-16,5	500-1000	Высокая
	среднезернистый	18-20	то же	
	Песчаник мелкозернистый			Средняя
	Алевролит	21,5-23,5	то же	
	крупнозернистый	26,5-29	то же	
	Алевролит	11-15	100-500	Средняя
	мелкозернистый	14-18	то же	
	Песчаник	16,8-21,5	то же	

	среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	20,5-26,5	то же	то же
IV	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	5,8-11 8-14 10-16,8 12-20,5	10-100 то же то же то же	Пониженн ая
V	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	0,5-5,8 2-8 3,3-10 3,6-12	1-10 то же то же то же	Низкая
VI	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	<0.5 <2 <3,3 <3,6	<1 то же то же то же	Весьма низкая, обычно не имеет практичес- кого значения

Таблица 3.1.2 Характеристика толщин пласта Ю₁⁰

Толщина	Наименование	Зона пласта		По пласту в Целом
		нефтяная	водо-нефтяная	
Общая	Средняя, м	9,8	11,3	9,9
	Коэффициент вариации, доли ед.	0.12	-	0,394
	Интервал изменения, м	1,2-16,8	5,4-17,6	1,2-17,6
Нефте-Насыщенная	Средняя, м	7,7	5,0	7,5
	Коэффициент вариации, доли ед.	0.14	-	0,408
	Интервал изменения, м	0,6-15,6	1,2-11,2	0,6-15,6
Эффективная	Средняя, м	7,7	9,2	7,9
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,11	-	0,406
	Интервал изменения, м	0.6-15,6	3,6-13,6	0,6-15,6

Таблица 3.1.3 Статистические показатели характеристик неоднородности пласта Ю₁⁰

Пласт	Количество Скважин	Коэффициент песчанистости, доли ед.		Коэффициент расчлененности, доли ед.	
		Среднее Значение	Изменение	Среднее значение	Изменение
Ю ₁ ⁰	776	0,8	0,46-1,0	2,8	1-7

3.2 ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА Ю₁⁰

Для получения литологических характеристик продуктивного пласта Ю₁⁰ Первомайского месторождения использовался материал, полученный в процессе поисково-разведочных работ и эксплуатационного разбуривания залежи.

Песчаный пласт Ю₁⁰ стратиграфически связан с верхними отложениями васюганской свиты верхней юры, перекрытыми битуминозными аргиллитами баженовской свиты, которая является региональной покрывкой для залежей углеводородов и залегает на глубинах 2444-2547 м (абс. отм. - 2346-2462 м); литологически однороден в пределах всего месторождения, за исключением района скважины 259 в крайней северо-западной части Весеннего поднятия, где он выклинивается и полностью замещен глинистыми породами.

Продуктивный пласт сложен преимущественно песчаниками серыми, средне-мелкозернистыми, иногда крупнозернистыми, часто однородными, неслоистыми, слабосцементированными, с прослоями более крепких,

алевритисто-глинистых, с повышенной карбонатностью. В верхней части пласта содержатся вкрапления и линзочки мелкозернистого пирита, включения глауконита и органического вещества. В нижней части пласта отмечается постепенное увеличение содержания глинистого материала в виде прожилок мелкозернистого алевролита и крепкоцементированного аргиллита.

При исследовании петрографического состава, первым делом производится макроскопическое описание, полученного материала т.е. керна. Ниже приведено макроскопическое на примере изолированного керна, отобранного в скважине №706 куста №27 Первомайского месторождения.

Таблица 3.2.1 Макроскопическое описание керна

Срез № 1 глубина 2610 начало интервала		<u>Песчаник</u> кварцевый алевритистый серого цвета, мелкозернистый, хорошо сцементированный, плотный, крепкий. Без запаха УВ
Срез № 2 глубина 2611		<u>Песчаник</u> кварцевый алевритистый серого цвета, мелкозернистый, хорошо сцементированный, плотный, крепкий. Без запаха УВ
Срез № 3 глубина 2612		<u>Песчаник</u> кварцевый алевритистый серого цвета, мелкозернистый, хорошо сцементированный, плотный, крепкий. С нитевидными прослоями аргиллита от темно-

		серого до черного цвета, плотного, крепкого. Без запаха УВ
Срез № 4 глубина 2613		<u>Аргиллит</u> от темно-серого до черного цвета, плотный, крепкий с прослоями песчаника кварцевого алевролитистого серого цвета, мелкозернистого, хорошо сцементированного, плотного, крепкого.
Срез № 5 глубина 2614		<u>Аргиллит</u> от темно-серого до черного цвета, плотный, крепкий с прослоями песчаника кварцевого алевролитистого серого цвета, мелкозернистого, хорошо сцементированного, плотного, крепкого. Без запаха УВ

Срез № 6 глубина 2615		<u>Песчаник</u> кварцевый, алевритистый серого цвета, мелкозернистый, хорошо сцементированный, плотный, крепкий. С нитевидными прослоями аргиллита от темно-серого до черного цвета, плотного, крепкого. Без запаха УВ
Срез № 7 глубина 2616		<u>Аргиллит</u> от темно-серого до черного цвета, плотный, крепкий. Без запаха УВ
Срез № 8 глубина 2617		<u>Аргиллит</u> от темно-серого до черного цвета, плотный, крепкий. Без запаха УВ
Срез № 9 глубина 2618		<u>Аргиллит</u> от темно-серого до черного цвета, плотный, крепкий. Без запаха УВ

Срез № 10 глубина 2619		<u>Песчаник</u> кварцевый, алевритистый серого цвета, среднезернистый, хорошо сцементированный, плотный, крепкий. Без запаха УВ
Срез № 11 глубина 2620		<u>Песчаник</u> кварцевый, алевритистый серого цвета, среднезернистый, хорошо сцементированный, плотный, крепкий. С признаками и запахом УВ.
Срез № 12 глубина 2621		<u>Песчаник</u> кварцевый, алевритистый серого цвета, среднезернистый, хорошо сцементированный, плотный, крепкий. С признаками и запахом УВ.
Срез № 13 глубина 2622 (конец интервала)		<u>Песчаник</u> кварцевый, алевритистый серого цвета, среднезернистый, хорошо сцементированный, плотный, крепкий. С признаками и запахом УВ.

Гранулометрический, петрографический составы и физические свойства (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность) пород-коллекторов изучены достаточно подробно. Всего по пласту сделано 744

определения пористости, из них 448 из нефтенасыщенной части; 533 определения проницаемости, из них 341 из нефтенасыщенной части; 572 определения связанной воды, из них 352 определения из нефтенасыщенной части [7].

Степень равномерности изучения пласта Ю₁⁰ по площади и по разрезу хорошая. В среднем на одну скважину и на 1 метр нефтенасыщенной мощности приходится соответственно 26,3 и 3,7 определений.

Песчаники пласта Ю10 серые, иногда с буроватым оттенком и бурые, мелко-среднезернистые, алевритистые. Сортировка обломочного материала хорошая, реже средняя.

Алевриты разномелкозернистые, светло-серые, серые, иногда с буроватым оттенком, содержит растительный детрит.

Аргиллиты серые и темно-серые, алевритовые, слоистые за счет разницы в гранулометрическом составе.

3.2.1 ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ

Гранулометрический состав пород пласта Ю₁⁰ отмечается хорошей отсортированностью слагающей породы материала. Наибольшее развитие в составе песчаников получила мелкопесчаная фракция (0,1-0,25мм). Содержание ее колеблется в пределах 30-88 %. Подчиненное распространение свойственно среднепесчаной фракции (0,25-0,5мм) 30-38 %, лишь в некоторых скважинах она доминирует 39-61 % (скважины 252, 266). В ряде скважин соотношения этих фракций близки (скважины 65, 269). Примесь крупноалевритовой фракции (0,1-0,05мм) составляет 7-11 %, реже - до 22 %. Содержание мелкоалевритовой фракции (0,05-0,01 мм) обычно незначительно [7].

В целом по структуре зоне максимального развития аргиллитов (>40 %), характерной для сводовой части, соответствует зона пониженного содержания средне-мелкозернистой песчаной фракции. И наоборот, зоне пониженного содержания аргиллитов (крыльевая присводовая часть) соответствует зона повышенного содержания песчаной фракции. Таким образом, в период накопления пласта Ю₁⁰ Первомайская структура представляла собой пассивную подводную отмель, сводовая часть которой размывалась. В результате размыва более грубый песчаный материал накапливался в присводовой и крыльевой частях поднятия.

Содержание цемента (фракция 0,01мм) составляет 5-8 %, повышенные количества связаны с появлением карбонатных цемента. Наибольшая карбонатность отмечена в скважинах 256, 272. Площадного распространения карбонатность не имеет, что свидетельствует также о незначительном снижении коллекторских свойств песчаников за счет их вторичной закарбонатаченности.

3.2.2 ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЙ СОСТАВ

Петрографический состав пород пласта изучался иммерсионным методом. Песчаники пласта Ю₁⁰ полевошпатово-кварцевые, полимиктовые, реже кварц-полевошпатовые, содержание кварца 35-63 % и полевых шпатов 20-53 %, обломков пород от 5-15 % до 17-18 %, реже 20-30 %. Увеличение содержания их отмечено в скважине 256. Слюды присутствуют в незначительных количествах [7].

Изготовленные петрографические шлифы были изучены на лабораторном микроскопе, и были получены следующие изображения:

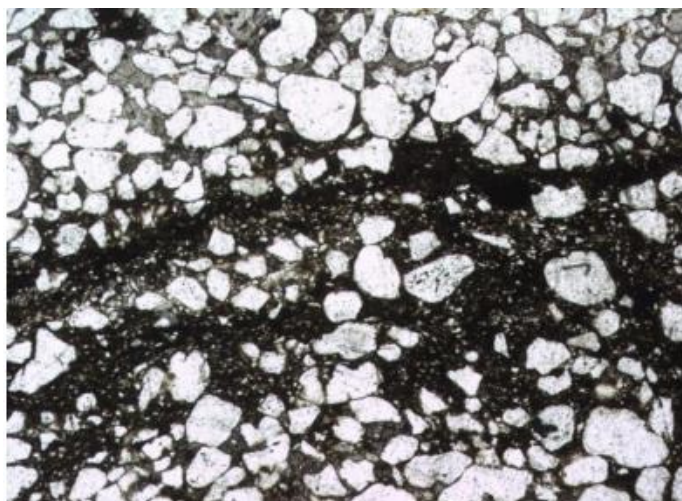


Рисунок 9 - Шлиф, фото без анализатора. Длина рисунка 2 мм.

Отбор из Сква.706 Пермомайского месторождения. Тульский горизонт, интервал 2610-2611 м. Прослой глинистого, глинисто-битуминозного материала в песчанике кварцевом мелкозернистом, алевроитистом.



Рисунок 10 - Шлиф без анализатора. Длина рисунка 1,5 мм.

Сква.706 Пермомайского месторождения. Тульский горизонт, интервал 2612-2613 м. Глинистый, редко глинисто-битуминозный цемент в алевропесчанике.

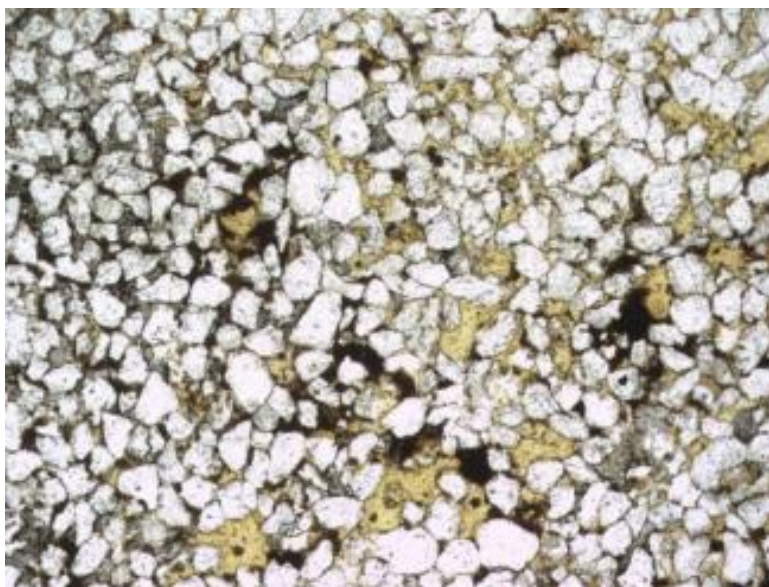


Рисунок 11 - Шлиф, фото без анализатора. Длина рисунка 2 мм. Сква. 706 Пермомайского месторождения. Тульский горизонт, инт. 2614-2615. Открытые поры с примазками битума, местами заполненные битумом в песчанике кварцевом мелкозернистом, алевроитистом (шлиф растащен при изготовлении).

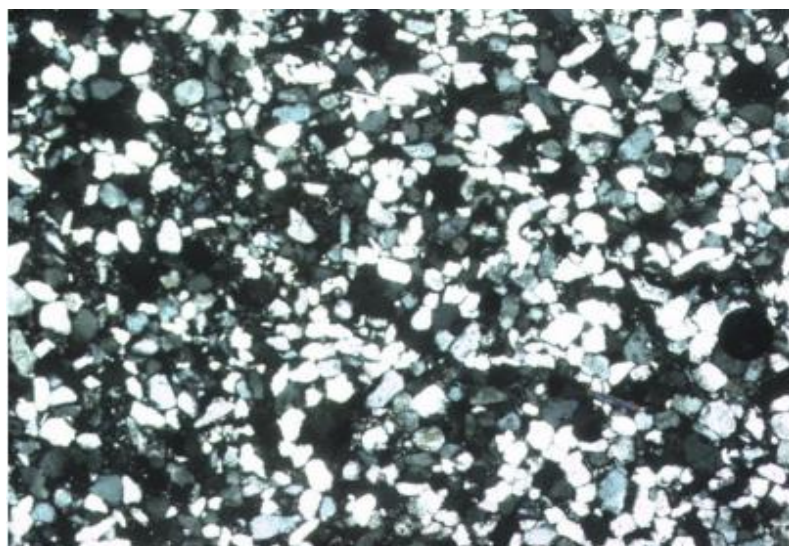


Рисунок 12 - Шлиф, фото с анализатором. Длина рисунка 2 мм. Сква. 706 Пермомайского месторождения. Тульский горизонт, инт. 2616-2617 м. Алевролит кварцевый песчаный.

Алевролиты сложены угловато-полуокатанными и полуокатанными зернами кварца, очень редко полевыми шпатами ($< 1\%$), обломками кварцитов ($\leq 1\%$). Преобладает средне-крупноалевритовая фракция (0,03–0,1 мм); форма зерен изометричная, редко удлиненная, сортировка обломочного материала хорошая (рис. 12). Цемент в алевролитах контактово-порового, порового типа глинисто-гидрослюдистого состава (от 3–5 до 10–12%), редко островной кальцитового (до 1–2%). Глинисто-гидрослюдистый материал образует невыдержанные прерывистые слойки. В алевролитах встречаются также невыдержанные нитевидные прожилки органического материала (1–2%) толщиной до 0,04 мм, редкая вкрапленность пирита (до 1–2%), гелифицированные и углефицированные растительные остатки ($< 1\%$), редкие листочки мусковита (1–2%).

Микроскопическое изучение песчаников показало, что в шлифах они имеют преимущественно мелкозернистую, реже средне-мелкозернистую структуру и сложены угловато-полуокатанными и полуокатанными зернами кварца, редко полевого шпата ($< 1\%$) и обломками кварцитов ($\sim 1\%$). Форма зерен изометричная, редко удлиненная. Преобладает хорошая сортировка обломочного материала, в отдельных шлифах средняя: большей частью песчаники сложены обломочными зернами мелкопсаммитовой фракции размерностью (0,1–0,15 мм). В песчаниках наблюдается цемент контактового (поры открыты), контактово-порового, порового, местами пленочного типа глинистого (до 8%), глинисто-битуминозного состава (от 1–2 до 3–5%), местами островной контактово-поровый, поровый карбонатного состава (до 10–15%). Глинистый и глинисто-битуминозный материал в отдельных шлифах образует невыдержанные прослои (рис. 9). Встречаются редкие зерна пирита (до 2–3%), гелифицированный и пиритизированный растительный детрит (до 1–2%).

В шлифах терригенных тульских отложений скв. 706 часто встречаются переходные разновидности между алевролитом и песчаником – алевропесчаники, преимущественно нефтенасыщенные (рис. 10).

Пустотное пространство в песчаниках представлено порами щелевидной, изометричной, угловатой формы размером от 0,02 до 0,75 мм. По краям пор и в порах встречаются примазки глинисто-битуминозного материала, битум (до 3–5%) (рис. 11).

Пустотное пространство песчаников составляет от 5–8 до 20–25% их площади, по лабораторным данным варьирует в пределах 10,1–27,5% при изменении проницаемости от 2,098 до 7896,937 мД

Кварц наблюдается в изометричных, неправильных зернах с четкими и растворенными контурами, с каемками регенерации.

Полевые шпаты - неправильные, изометричные, короткопризматические и таблитчатые, часто с растворенными контурами. Представлены они плагиоклазами и калиевыми разностями, свежими и измененными. Степень изменения от слабой до интенсивной. Выражается она в пелитизации, серицизации, каолинизации и карбонатизации. Довольно часто наблюдается микропертировые прорастания. Отмечается обрастание зерен альбитовыми каемками.

Обломки пород представлены кремнистыми (микрокварцитами и кремни), метаморфическими (кремнисто-слюдистыми, глинисто-серицитовыми, серицитовыми) реже эффузивными разностями.

Слюды зеленые, бесцветные, деформированные, гидратизированные, иногда по ним развиваются вторичные минералы (сидерит пелитоморфный, пирит, кальцит, лейкоксен).

Из аксессуарных минералов отмечены титанистые минералы, гранат, турмалин, циркон, апатит.

Аутогенные минералы в пласте Ю₁⁰ довольно разнообразны и широко распространены. Наиболее постоянно среди них присутствуют пирит и сидерит. В меньшей степени лейкоксен, анатаз, доломит, в единичных зернах лимонит и барит.

Пирит в глобулах, или в кристаллах кубической формы, в скоплениях, в землистых и тонкокристаллических образованиях неправильной формы. Он также замещает растительные остатки, иногда образует цемент.

Сидерит пелитоморфный, бурый распространен в виде стусткоподобных образований неправильной формы, сыпи, а также развит по слюде, нередко замещая ее нацело, выполняет поры, образует пленки вокруг зерен.

В песчаниках верхней части пласта (барабинских) отмечены фосфорсодержащие минералы и глауконит в округлых зернах с трещинками синерезиса и микроагрегативной поляризацией, а иногда в виде бледно-зеленой бесформенной агрегативной массы.

Цемент песчаников и алевролитов гидрослюдисто-каолинитовый с примесью хлорита, кварца, каолинита, реже - карбонатный и каолинит-карбонатный. Каолинит имеет совершенную степень раскристаллизации, что благоприятно влияет на проницаемость пород, улучшая их коллекторские свойства. Тип цементации поровый, пленочный, реже базальный. Непроницаемые породы представлены аргиллитами темно-серыми, черными, плотными, с включениями органики, местами порода окремнена и перемята, иногда в аргиллитах отмечаются тонкие (1-2 мм) прослойки светло-серого алевролита, участками песчанистого, с включениями гнезд пирита [7].

Также минеральный состав был изучен посредством выполнения анализа на дифрактометре. Для анализа использовался образец керна свк.706 глубина 2611м. В результате анализа были получены следующие данные:

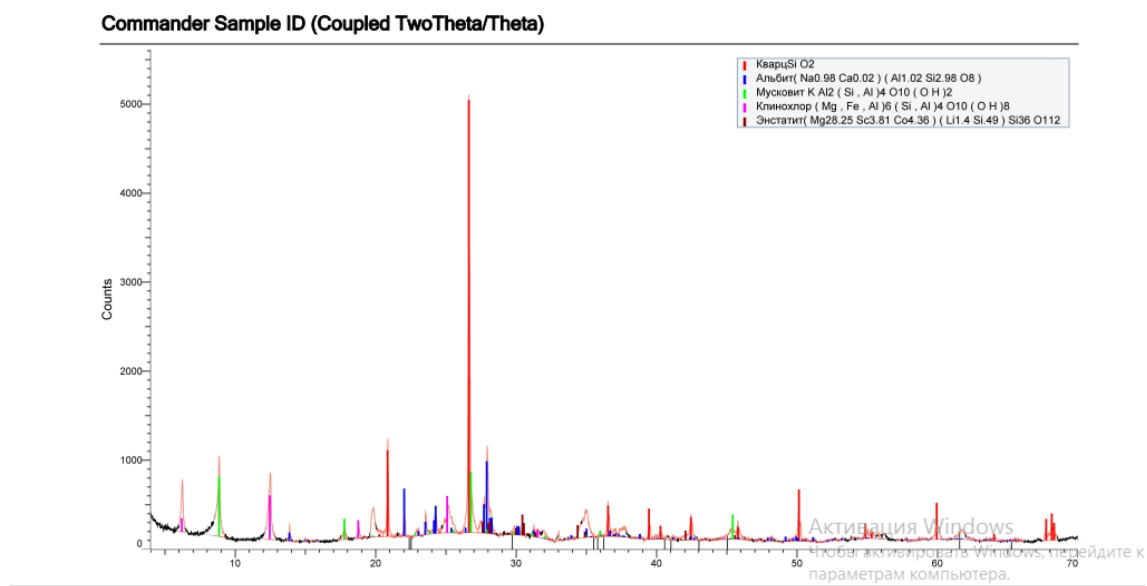


РИСУНОК 13 - ДИФРАКТОГРАММА

Pattern List #3

Show	Icon	Color	Index	Name	Parent	Scan	Pattern #
Yes			0	PDF 01-079-1910	Pattern List #3	72-569.brml #1	PDF 01-079-1910
Yes			1	PDF 01-070-3752	Pattern List #3	72-569.brml #1	PDF 01-070-3752
Yes			2	PDF 00-058-2037	Pattern List #3	72-569.brml #1	PDF 00-058-2037
Yes			3	PDF 00-060-0322	Pattern List #3	72-569.brml #1	PDF 00-060-0322
Yes			4	PDF 01-075-0701	Pattern List #3	72-569.brml #1	PDF 01-075-0701

Compound Name	Formula
Quartz, syn	Si O ₂
Albite	(Na _{0.98} Ca _{0.02}) (Al _{1.02} Si _{2.98} O ₈)
Muscovite-2M1, heated	K Al ₂ (Si , Al) ₄ O ₁₀ (O H) ₂
Clinocllore, ferroan, glycolated, oriented	(Mg , Fe , Al) ₆ (Si , Al) ₄ O ₁₀ (O H) ₈
enstatite (Co, Li, Sc) Magnesium Scandium Cobalt Lithium Silicon Oxide	(Mg _{28.25} Sc _{3.81} Co _{4.36}) (Li _{1.4} Si _{4.9}) Si ₃₆ O ₁₁₂

Quality	Y-Scale	I/c DB	I/c User	S-Q	Added Reference	d x by	Scan WL	Wavelength
Star (*)	98,81%	3,070		30,8%		1,0000	Yes	1,54060
Indexed	16,49%	0,670		23,5%		1,0000	Yes	1,54060
Indexed	13,77%		0,500	26,3%		1,0000	Yes	1,54060
Star (*)	10,13%		0,800	12,1%		1,0000	Yes	1,54060
Blank	4,74%	0,620		7,3%		1,0000	Yes	1,54060

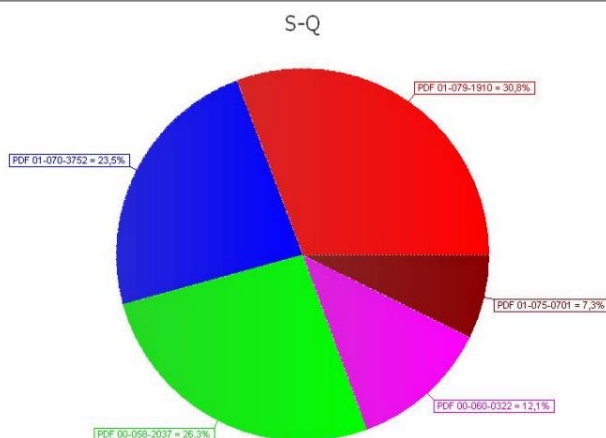
System	Space Group	a	b	c	alpha	beta	gamma	Z	Volume	Density
Hexagonal	P3121 (152)	4,91400		5,40600				3	113,05	2,648
Triclinic	C-1 (2)	8,14588	12,79730	7,15775	94,245	116,600	87,800	4	332,67	2,621
Monoclinic	C2/c (15)	5,21200	9,02220	20,05120		95,763		4	938,12	
Monoclinic	C (0)	5,36430	9,28020	14,29700		97,351		2	705,88	
Monoclinic	I2/a (15)	9,43200	8,75600	48,79200		92,250		2	4026,46	3,251

Cell Tuned	F (N)
No	F30= 999,9(0,0000; 30)
No	F30= 274,7(0,0028; 39)
No	F14= 12,2(0,0177; 65)
No	F6= 11,5(0,0095; 55)
No	F30= 125,2(0,0054; 44)

Активация Windows
Чтобы активировать Windows, перейдите к параметрам компьютера

Рисунок 14 – Результат проделанного на дифрактометре анализа

Commander Sample ID (Coupled TwoTheta/Theta)



Активация Windows
Чтобы активировать Windows, перейдите к параметрам компьютера

Рисунок 15 - Результат анализа, полученный на дифрактометре

В рассмотренном образце представлены следующие минералы: кварц, альбит, мусковит; клинохлор, энстатит.

3.3 КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА Ю₁⁰

Фильтрационно-емкостные свойства пласта изучены по результатам исследования керна 42 скважин. Для обоснования средних значений пористости, проницаемости и начальной нефтенасыщенности по керновым данным использовались соответственно 1053, 840 и 647 определений.

Изменение фильтрационно-емкостных свойств пласта Ю₁⁰ наблюдается в широком диапазоне. Открытая пористость песчаников изменяется от 9,7 до 30,3 %, основная масса значений колеблется в интервале 16-19 %. Наиболее распространенные значения проницаемости составляют 0,014-0,048 мкм². Величина остаточной водонасыщенности колеблется в пределах 10,3-69,7 %.

Средние значения коэффициентов равны: пористости - 18 %, проницаемости - 0,031 мкм², нефтенасыщенности - 0,73. В таблице 3.3.1 приведены значения коэффициентов, определенных по геофизическим и гидродинамическим методам [6].

В изменении коллекторских свойств пласта по площади наблюдается та же закономерность, что и в изменении мощности пласта: ухудшенными коллекторскими свойствами обладают песчаники сводовых частей структур. По классификации А.А. Ханина (табл.3.3.1) коллекторы относятся к II-IV классам, из которых доминирующими являются коллекторы III-го класса [11].

Для изучения распределения пористости и проницаемости пласта Ю₁⁰ строились кривые распределения, приведенные на рисунках 16 и 17. На

кривых распределения максимумы соответствуют значениям пористости 18,9 % и проницаемости 0,032 мкм² [7].

Таблица 3.3.1 Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм ²	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
Лабораторные Исследования	Количество скважин, шт.	42	42	42
	Количество определений	840	1053	647
	Среднее значение	0,031	0,18	0,73
	Коеф. вариации, доли ед.	0.1	0,02	0,24
	Интервал изменения	0,005-0,176	0,14-0,26	0,29-0,92
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	776	776	677
	Количество определений	2080	2080	1373
	Среднее значение	0,046	0,184	0,67
	Коеф. вариации, доли ед.	0.028	0,01	0,09
	Интервал изменения	0,003-0,083	0,16-0, 19	0,21-0,91
Гидро-динамические исследования	Количество скважин, шт.	227	-	-
	Количество определений	253		
	Среднее значение	0,017		
	Коеф. вариации, доли ед.	0,018		

	Интервал изменения	0.001-0,098		
--	--------------------	-------------	--	--



Рисунок 16 - Кривая распределения пористости продуктивного пласта Ю₁⁰

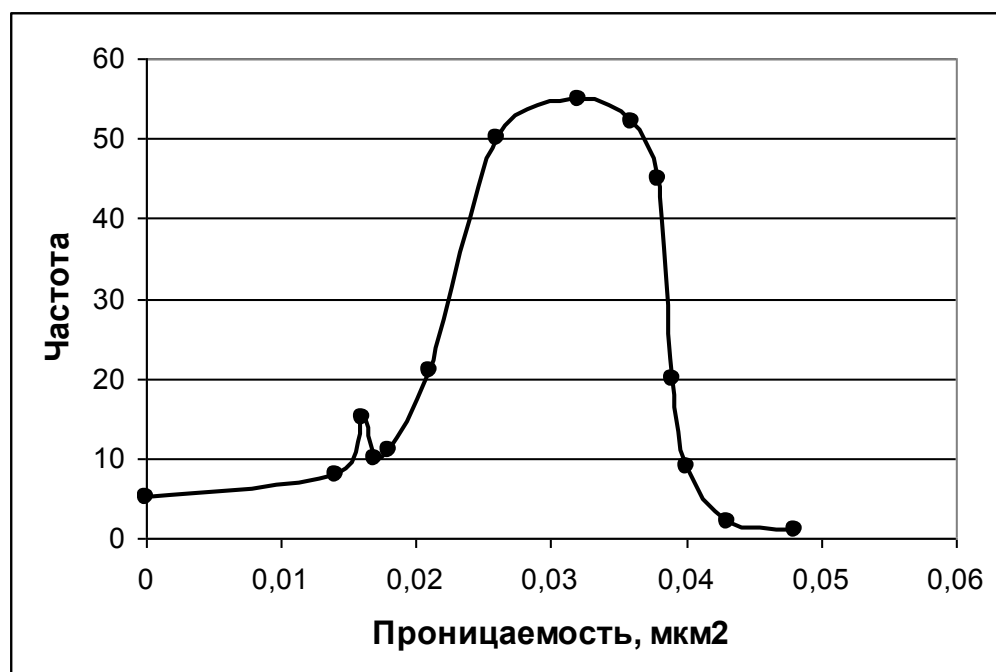


Рисунок 17 - Кривая распределения проницаемости продуктивного пласта Ю₁⁰

Ю₁⁰

Заключение

В результате выполнения дипломной работы было рассмотрено геологическое строение пласта Ю₁⁰ Первомайского нефтяного месторождения, а также проанализирован его литологический состав и коллекторские свойства, на основании чего можно сделать следующие выводы:

Основным нефтепродуктивным пластом на месторождении является песчаный пласт Ю₁⁰ надугольной толщи васюганской свиты верхней юры.

Пласт представляет собой песчаное тело, ограниченное сверху и снизу неколлектором. Внутри пласта имеются тонкие линзы уплотняющих тел, которые уменьшают эффективную толщину пласта

Продуктивный пласт литологически однороден в пределах всего месторождения, за исключением района скважины 259 в крайней северо-западной части Весеннего поднятия, где он выклинивается и полностью замещен глинистыми породами; сложен преимущественно песчаниками серыми, средне-мелкозернистыми, иногда крупнозернистыми, часто однородными, неслоистыми, слабосцементированными, с прослоями более крепких, алевроитисто-глинистых, с повышенной карбонатностью.

Гранулометрический состав пород пласта Ю₁⁰ отмечается хорошей отсортированностью слагающего породы материала. Наибольшее развитие в составе песчаников получила мелкопесчаная фракция (0,1-0,25мм). Содержание ее колеблется в пределах 30-88 %.

По петрографическому составу песчаники продуктивного пласта полевошпатово-кварцевые, полимиктовые, реже кварц-полевошпатовые. Из акцессорных минералов отмечены титанистые минералы, гранат, турмалин, циркон, апатит.

Аутогенные минералы в пласте Ю₁⁰ довольно разнообразны и широко распространены. Наиболее постоянно среди них присутствуют пирит и сидерит. В меньшей степени лейкоксен, анатаз, доломит, в единичных зернах лимонит и барит.

Цемент песчаников и алевролитов гидрослюдисто-каолинитовый с примесью хлорита, кварца, каолинита, реже - карбонатный и каолинит-карбонатный; его содержание составляет 5-8 %.

Основная часть значений толщины продуктивного пласта Ю₁⁰ колеблется в пределах 5-12 м, эффективная составляет в сводовых частях структур 6-7 м, увеличиваясь на крыльях до 11-14 м. Зонам увеличения эффективных толщин пласта соответствуют зоны повышенного содержания средне-мелкозернистой песчаной фракции.

В изменении коллекторских свойств пласта по площади наблюдается та же закономерность, что и в изменении мощности пласта: ухудшенными коллекторскими свойствами обладают песчаники сводовых частей структур.

Коллекторы относятся к II-IV классам, из которых доминирующими являются коллекторы III-го класса.

Изменение фильтрационно-емкостных свойств пласта Ю₁⁰ наблюдается в широком диапазоне. Открытая пористость песчаников изменяется от 9,7 до 30,3 %, основная масса значений колеблется в интервале 16-19 %. Наиболее распространенные значения проницаемости составляют 0,014-0,048 мкм². Величина остаточной водонасыщенности колеблется в пределах 10,3-69,7 %.

- Средние значения коэффициентов равны: пористости - 18 %, проницаемости - 0,031 мкм², нефтенасыщенности - 0,73.

В целом по залежи Первомайского месторождения плоскость ВНК имеет региональный наклон с востока на запад. Это обусловлено сложностью строения месторождения: западное крыло структуры имеет пологое строение, а восточное - относительно крутое; а также особенностями

гидродинамического режима - выделяется значительное различие в величинах напоров краевых вод на восточном и западном погружениях структуры.