

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт наук о земле

Выпускная квалификационная работа
«Геологическое сопровождение разработки месторождений углеводородов»
по направлению 21.04.01 – «Нефтегазовое дело»
(шифр образовательной программы ВМ.5780.2020)



теме: **Литологическая характеристика и коллекторские свойства пермских отложений северо-востока Сибири.**

Выполнил

студент гр. ГСРМУ Даго. С. Б

Руководитель: к.т.н. Доцент Ершова В. Б.

« »

подпись

Научный руководитель: к.т.н. Буторин А. Б

« »

подпись

Внешний рецензент: Прокопьев А. В.

Санкт-Петербург

2022

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. КРАТКАЯ ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДУЕМЫХ РЕГИОНОВ.....	6
1. Лено-анабарский прогиб.....	6
2. Приверхоянский краевой прогиб.....	6
ГЛАВА 2. СТРАТИГРАФИЯ ИССЛЕДУЕМЫХ РЕГИОНОВ.....	8
2.1. Стратиграфия Лено-анабарского прогиба.....	8
2.1.1. Рифейская эратема.....	8
2.1.2. Палеозойская эра.....	8
2.1.3. Мезозойская эра.....	10
2.1.4. Эрозийская эра.....	11
2.2. Стратиграфия Приверхоянского прогиба.....	12
2.2.1. Нижний отдел.....	13
2.2.2. Средний отдел.....	14
2.2.3. Верхний отдел.....	15
ГЛАВА 3. СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДУЕМЫХ РЕГИОНОВ.....	18
3.1. Тектоника Лено-анабарского прогиба.....	18
3.2. Тектоника Приверхоянского прогиба.....	19
ГЛАВА 4. ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПЕТРОГРАФИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.....	20
4.1. Петрографическое изучение Усть-Оленекской-2370 скважины.....	20
4.2. Петрография Приверхоянского прогиба.....	26
4.2.1. Петрографическое изучение Говоровской-1 скважины.....	27
4.2.2. Петрографическое изучение Дьяпальской-1 скважины.....	31
ГЛАВА 5. ИЗМЕРЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.....	34
5.1. Измерение коэффициентов открытой пористости.....	34

5.2. Измерение коэффициентов абсолютной газопроницаемости	38
ГЛАВА 6. ВЫДЕЛЕНИЕ ТИПОВ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА ПО ДАННЫМ РЕНТГЕНОВСКОЙ КОМПЬЮТЕРНОЙ МИКРОТОМОГРАФИИ	44
ГЛАВА 7. ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ	51
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	56
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЛИТЕРАТУР	57

Ключевые слова: Лено-Анабарский и Приверхоянский прогиб, литологическая характеристика, коллекторские свойства, пермские отложения северо-востока Сибири.

Аннотация

Данная работа рассматривает литологические характеристики и коллекторские свойства пермских отложений северо-востока Сибири представлены тремя скважинами: Усть-Оленекская-2370, Говороская-1 и Дьяпальская-1. Всего было изучено 45 образцов. Петрографические исследования показали, что исследуемые песчаники имеют преимущественно 30-45% кварца, 40-50% обломков пород и 10-15% полевых шпатов. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств песчаников полученные на приборах (поромер и дарсиметр) показало, значения пористости варьирует от 0% до 17,18%, а все значения проницаемости меньше 1мД. Микротомографические исследования показали также, что значения открытой пористости колеблется от 0,1% до 15,08 %. Изученные песчаники в основном, относятся к малой и средней емкости по классификации от Авдусина-Цветковой 1943 г. и к непроницаемым коллекторам V класса согласно классификации по Теодоровичу 1958 г.

Abstract

This work considers the lithological characteristics and reservoir properties of the Permian deposits of northeastern Siberia are represented by three wells: Ust-Olenekskaya-2370, Govoroskaya-1 and Dyapalskaya-1. A total of 45 samples were studied. Petrographic studies have shown that the studied sandstones are predominantly 30-45% quartz, 40-50% rock fragments and 10-15% feldspars. Characterization of reservoir properties of sandstones obtained on instruments (porometer and darsimeter) showed that porosity values vary from 0% to 17.18%, and all permeability values are less than 1 mD. Microtomographic studies also showed that the values of open porosity range from 0.1% to 15.08%. The studied sandstones mainly belong to small and medium capacity according to the classification from Avdusin-Tsvetkova 1943 and to impermeable reservoirs of class V according to the classification according to Teodorovich 1958.

ВВЕДЕНИЕ

Лено-Анабарский и Приверхоянский прогибы, расположенные на северо-востоке Сибирской платформы являются перспективными регионами для поиска ресурсной базы углеводородов России Федерации на будущее. При этом в данный момент добыча углеводородов в этом регионе не происходит.

В Лена-анабарском прогибе, расположено крупнейшее битумное месторождение – Оленекское битумное в России, площадью около 5 тыс. км² и запасом более 3,5 млрд т. битумов. При этом большая часть залежи приурочена к пермским песчаникам. [Каширцев и др., 2010]

Цель выпускной квалификационной работы заключается в определении литологической характеристики и коллекторских свойств пермских отложений северо-востока Сибири.

- **Основные задачи:** Сбор геолого-геофизической литературы по исследуемым регионам (Лено-анабарский и Приверхоянский прогибы).
- Петрографическое изучение пермских отложений следующих скважин Усть-Оленекской-2370 в Лена-анабарском прогибе Говоровская-1 и Дьяпальская-1 в Приверхояском прогибе.
- Определение фильтрационно-ёмкостных свойств пермских отложений методами (поромер, дарсиметр и микротомограф)
- На основании проведённых определить характеристики коллекторские свойства пермских отложений северо-востока Сибирской платформы.

Структура выпускной квалификационной работы состоит из введения, 7 глав, заключения. Общий объём работы 58 страниц, в том числе 40 рисунков и 16 таблиц а список литературы содержит 21 наименований.

Автор благодарен своему научному руководителю, кандидату геолого-минералогических наук Ершовой Виктории Бэртовне за материалы, внимание и поддержку, Кулькову Александру Михайловичу за помощь в работе с кернами, а также своему куратору Ивалевой Анне Сергеевне за помощь и мотивацию.

ГЛАВА 1. КРАТКАЯ ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДУЕМЫХ РЕГИОНОВ

1. Лено-анабарский прогиб

Лено-Анабарский прогиб площадью, около 72 тыс. км², расположен в пересечении рек Анабара и Лены. По тектоническому плану, данный прогиб ограничен на западе Хатангской-седловиной и на западнее Енисей-Хатангским региональными прогибами, на востоке Приверхоянским краевым, который входит в состав Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции и на юге с Тунгусской нефтегазоносной провинцией. (Граммберг, 1973)



Рис. 1. Обзорная карта района исследования: 1 – глубокие скважины; 2 – границы крупных тектонических элементов; 3 – битумопроявления: а) в осадочном чехле, б) на поверхности (Фомин М. А.; Моисеев С. А.; Фомин А. М. 2015)

2. Приверхоянский краевой прогиб

Приверхоянская область самостоятельно формировалась в поздней юре до мела и входит в состав Лено-Вилуйской провинции и находится в Якутии. Данный прогиб является пограничной структурой между древней Сибирской платформой и мезозойским Верхоянским. Приверхоянским прогибом, является контрастная, которая выделяет северное направление линейной депрессии, площадью около 30625 км² с расстоянием 1400 км, шириной 200 км и мощностью осадочных отложений около 10-11 км. В связи

неблагоприятных климатических условий и удаленности от промышленных центров геолого-геофизическая исследование не очень достаточная для населенной жизнь. [Тектоника...2001]



Рис. 2. Геологическая карта северо-восточной Сибири (Лено-Анабарский и Приверхо́янский прогибы) с указанием расположение изученных скважин.

Климатические условия этого района являются суровыми арктическими с продолжительной зимой (от 9 до 9,5 месяцев) и коротким и холодным летом. Средняя температура января колеблется от -40°C на юге суши до -30°C на побережье и в акватории. Южная часть суши летом характеризуется малой облачностью, средняя температура июля $+14^{\circ}\text{C}$. Зимой ветры дуют в основном с юга и юго-востока, летом с севера и северо-востока. Годовое количество осадков колеблется от 200 до 300 мм. Населенные пункты очень редки, а население в них малочисленно из за неблагоприятных климатических условий.

ГЛАВА 2. СТРАТИГРАФИЯ ИССЛЕДУЕМЫХ РЕГИОНОВ

2.1. Стратиграфия Лено-анабарского прогиба

2.1.1. Рифейская эратема Отметим что, наиболее отложения рифейского комплекса вскрыты скважной Бурская-3410 и характеризуются нижними, средними и верхними системами.

Нижний рифей: Нижнерифейские представляются собой сыгахнатахские и кютингдинские свиты, представлены терригенными (конгломераты-песчаники), карбонаты (известняки-доломиты) с прослоями алевроитов мощностью 550 м.

Средний рифей: Среднерифейские отложения характеризуется арымасской свитой двучленного строения мощностью 304 м и являются чередованием пестроцветных косослоистых песчаников мелкозернистых, и алевролитов мелкозернистых, алевролитово-глинистых пород и аргиллитов с прослоями строматолитовых доломитов толщиной 1 м.

Верхний рифей: Позднерифейские отложения относится к водорослевыми и кавернозными доломитам неравномерно перекристаллизованными. Можно также рассматривать залегающие ниже песчано-алевролитовые толщи.

Вендская система

Вендские отложения были описаны на периферии Оленекского поднятия в долинах рек Хорбусуонка, Хатысный и др., также вскрыты в пределах этого региона следующими скважинами Бурская-3410, Хастахская-930 и Усть-Оленекского-1. В южной часть, вендские отложения Лено-анабарского прогиба вскрыты скважной Бурская-3410, в котором представлены туркутской свитой мощностью 208 м, состоит из водорослевых сероцветных доломитов с прослоями в своей нижней части доломитов глинистых и доломитовых мергелей. В средней части представлен верхнем вендом в разрезе скважины Хастахская-930. Хастахская свита состоит из чередований пестроцветных песчаников, алевролитов, алевролитово-глинистых пород и аргиллитов с прослоями маломощных доломитов. У мономинерального кварцевого состава, песчаники крупно-среднезернистые и олигомиктовые характеризуется средней и хорошей сортировкой обломочного материала.

2.1.2. Палеозойская эра

Кембрийская система

В южной и центральной частях прогиба кембрийские отложения были распространены и вскрыты следующими скважинами Бурской-3410, Чарчыкской-1, Хастахской-930 всеми отделами, которые согласно залегают на породах нижележащих комплексов. На этом геологического развития, наиболее разреза оценивается кессиюсинская свита, возраст

определен некоторыми авторами как поздневендско-нижнекембрийский (Граусман, 1995). В скважине Бурская-3410, отложение свиты с толщиной, которая достигает 469 м и являются переслаиванием серых, зелено-серых, бурых, песчаников разнозернистых и алевроитовых маломощными прослоями глинистых. В средней части встречены пестроцветными алевролитами и аргиллитами с редкими прослоями мелкозернистых песчаников и доломитовых мергелей, а в верхней части преобладают косослоистые сероцветные разно- и мелкозернистые песчаники с маломощными прослоями доломитов глинистых и терригенно-карбонатных пород с включениями оолитов. В основании, песчаники обладают олигомиктовым составом, содержащие зерна переотложенного хорошо окатанного глауконита, имеющие среднюю и хорошую сортировку обломочного материала. Известняки водорослевые с редкими прослоями песчаников были описаны в самой верхней части свиты (12 м). Составом еркетской свиты в скважине Бурская-3410 является известняками глинистыми с маломощными прослоями аргиллитов и доломитовых мергелей. В скважине Чарчикская-1 свита встречена светло-серыми водорослевыми доломитами порово-кавернозными с прослоями оолитовых разностей. Биогенные постройки включает вышележащей частью кембрийского комплекса на различных стратиграфических уровнях. Наконец, в скважине Бурская-3410 в данном стратиграфическом интервале отмечена толща (526 м), состоящая из преимущественно светло-серых массивных доломитов водорослевыми.

Ордовикская и силурийская системы

Ордовикские и силурийские отложения данного региона в основном встречаются особенно в крайнем северо-востоке именно в скважине Усть-Оленекская-2370. Эти отложения представляются известняками, доломитами, мергелей, алевролитов и переходных разностей темно-серых, известняков и доломитов. (Граммберг, 1953)

Девонская система

Девонские отложения в основном представлены томбюокской, тыллахской, ортохаинской, столбовской и эбеляхской толщами. Эти отложения сложены мелководными морскими терригенными (песчано-глинистыми) и карбонатными, а также вулканогенными образованиям.

Каменноугольная система

Отложения карбона представлены постепенно карбонатно-бастахской, атырдахской, карбонатно-терригенной свитами. Они сложены, свиты известняками, доломитами, аргиллитами, конгломератами, брекчиями, песчаниками и алевролитами. Мощность 600-1000 м.

Пермская система

Пермская является основным объемом выполнения в позднепалеозойской толщey Анабаро-Ленского прогиба. Грубообломочные и песчаные накопления прибрежноморского и дельтового осадконакопления часто имеющие битумно-и нефтенасыщение, содержащие многочисленные углефицированные растительные остатки и детрит. В Усть-Оленёкском районе, отложения этого стратиграфического уровня частично выделены. Скважина Усть-Оленёкская-2370 вскрывает полный разрез верхнекожевниковские и мисайлапские свиты и в разрезе данной скважиной нижняя часть свиты характеризуется чередующимися прослоями серых полимиктовых средне-мелкозернистых песчаников с темно-серыми и черными алевролитами и аргиллитами с большим количеством обугленного растительного детрита.

Н. А. Гедройцем в 1956 г. выделил верхнекожевниковскую свиту в районе бух. Кожевникова на побережье моря Лаптевых, которая согласно перекрывает нижнекожевниковскую свиту. Мощность достигает 573 м верхнекожевниковской свиты в Усть-Оленёкской-2370 скважине.

В 1946 г. Т. П. Кочетковым выделил Мисайлапскую свиту и названием по руч. Мисайлап, впадающему в бух. Нордвик, согласно залегающая на верхнекожевниковской. Мисайлапская свита представлена аргиллитами, алевролитами, песчаниками мелкозернистыми. Мощность Усть-Оленёкской-2370 скважины ее в разрезе достигает 169 м. В стратотипическом районе татарский возраст свиты выделяется по остаткам филлопод и остракод. Общая мощность средне-верхнепермских отложений не превышает 742 м.

2.1.3. Мезозойская эра

Триасовая система

Отложения триаса в Лено-Анабарском прогибе представлена отложениями нижнего и верхнего отделов. Нижний отдел: Отложения представлены улаханюряхской, чекановской, ыстаннахской, пастахской свитами. Нижняя часть разреза составлена аргиллитов и алевролитов с прослоями вулканомиктовых песчаников, выше которого присутствуют битуминозные известняки чекановской свиты и также прослои известняков

ыстаннахской свиты. Породы содержащие включения сидеритовых, известковых и фосфоритовых конкреций. В юго-западной части прогиба расположены магматиты раннего триаса.

Верхний отдел: Отложения является тумулской свитой, залегающей с размывом на раннетриасовых породах с разрезом, который представлен песчаниками, аргиллитами и алевролитами.

Юрская система

Нижний отдел: Отложения нижнего отдела юры, залегающие со стратиграфическим несогласием на породах триаса. Его разрез в Лено-Анабарском прогибе является кыстыкюряхской, джангыйской и курунградской свитами, которые сложены аргиллитами с прослоями алевролитов, выше с несогласием залегающие песчаники с конгломератами и алевролитами. Выше разрез завершают глины, переходящая в аргиллиты и алевролиты. Общая мощность нижнеюрских отложений колеблется 250 - 280 м.

Средний отдел: Отложения согласно залегающие на раннеюрских породах и представлены келимярской и чекуровской сериями. Свиты сложены алевролитами, аргиллитами, песчаниками, известняками. Общая мощность колеблется от 250 до 350 м.

Верхний отдел: Позднеюрский разрез сложен породами буолкалахской свиты, которая со стратиграфическим несогласием залегающие на меловых отложениях. Разрез этого отела является морскими, прибрежно-морскими и песчано-глинистыми отложениями. Мощность позднеюрских отложений колеблется 200-220 м.

Меловая система

Нижний отдел: Отложения представлены кигиляхской, кюсюрской, сиктяхской, огонерюряхской, лукумайской и укинской свитами. Свиты сложены песчаниками, алевролитами, аргиллитами, пластами углей. Общая мощность меловой системы колеблется 1050-1150м.

Верхний отдел: Отложение представлены менгюряхской свитой, которая сложена песчаниками, алевролитами, аргиллитами и пластами углей. Общая мощность этих отложений достигает 450 м.

2.1.4. Эрозийская эра

Палеогеновая система

Нижний отдел: К палеоценовым отложению относят кору выветривания. Она является

зоной дезинтеграции (1,5—2,0 м), внутри которой видна постепенная смена коренных пород сильно трещиноватыми отбеленными их разностями, которые переходят в дресву и пестроцветные глины гидрослюдистого или гидрослюдисто-каолинитового состава.

Средний отдел: Отложения в этом случае на континенте относятся преимущественно к континентальными — озерными, озерно-болотными, озерно-аллювиальными, аллювиальными и, вероятно, лагунными отложениями, залегающими на палеоценовой коре выветривания.

Нижний отдел: Отложения являются нижнемиоценовыми слоями с размывом перекрываются эоценовыми отложениями, палеоценовой корой выветривания или более древними породами. Они сложены аллювиально-озерной и болотной угленосной толщей, строение которой однообразно.

Средний миоцен—нижний плиоцен: Отложение являются преимущественно песками, залегающими на олигоцен-нижнемиоценовых слоях с размывом. Они разделяются несколько условно на три части, выделенные в следующие свиты: силгенскую, хапчанскую и буорхаинскую.

Миоцен, средний и верхний подотделы—плиоцен: Отложения сложены преимущественно песками с редкими прослоями алевритов, мощностью от первых десятков метров варьирует от 500—700 м, реже до 1500—1700 м.

Четвертичная система

В этой системе, отложения сплошным чехлом распространяются на шельфе моря Лаптевых, Северо-Сибирской и Приморской низменностях, в дельтах Лены и Оленька. они развиты по долинам рек, а на междуречьях на остальной части территории, вне скальных обрывов, являются склоновыми отложениями сложного генезиса или маломощным элювием. Отложения сложены в виде аллювием, озерно-аллювиальными отложениями, морскими волновыми (прибрежными) отложениями и др.

2.2. Стратиграфия Приверхоянского прогиба

Рассмотрим стратиграфию Приверхоянского прогиба согласно его эволюции геологической шкалой. Схема стратиграфии рассматриваемого прогиба была разработана(Кошелкина, 1963)

и описана Н. П. Херасковым и действует до настоящего времени. По Н. П. Хераскову мезозойские отложения литологических особенностей разделяются на три серии: байлыкскую (верхний триас - средняя юра), чечумскую (верхняя юра) и сангаркую (мел) верхний триас и средняя юра а юрские отложения сложены двумя сериями: байлыкской и

чечумской, которые распространяются вдоль западного склона Верхоянского хребта

2.2.1 Нижний отдел

Нижний отдел юры расположены в бассейнах рр. Бегиджана, Дянушки, Лямпески и Тумары сложены песчаниками и алевролитами с толщиной 1000 м. Мощная пачка грубозернистых светло-серых кварцевых, песчаников и конгломератов залегает основании разреза. Здесь колеблется мощность от 60 м (р. Лямпеска) до 10 м (рр. Тумара, Дянушка). Отмечается присутствия прослоев аргиллитов и алевролитов в пачке конгломератов. По разрезу выше появляется песчано-глинистая толща и в вышеуказанных бассейнах именно в разрезе нижней юры представлены глинистыми породами с песчаниками меньше 50 % по данным А. В. Лейпцига, К. Ф. Клышко и М. П. Кобота.

Нижний Лейас

По р. Дянушке, нижний лейас соответствующий алевролитами, аргиллитами и песчаниками, заливающимися с базальным конгломератом в основании. Его мощность достигает 360 м и в севере р. Дянушке расположены песчаники мощность около 200 м. На Усть-Виллойской площади согласно данным бурения толщина песчаников, аргиллитов и алевролитов относится к низам нижней юры с мощностью, варьирующейся от 310 до 320 м. Толщина состоит из пластов с горячим газом промышленного значения и на Китчанской площади были установлены по данным бурения высокоминерализованные хлористокальцевые воды также с горячим газом. Отметим что У Усть-виллойской площади мощность газонасыщенных пластов колеблется от 4 м до 12 м. Китчанская площади представлена высоким содержанием турманила, циркона и лейкоксена.

Нижние юры представлены по данным В. Н. Андрианова и А. Г. Коссовской крупно- и среднезернистыми песчаниками с прослоями конгломератов линзами общей мощностью 300 м - 800 м. Минеральный состав тяжелых фракций песчаников был установлен А. Г. Коссовкой и были выделены анатаз и брукит (10-90%), турмалин (5-20%), циркон (10-30%), пикотит (2%), рутил (1-6%), слюда (3-10%) и лейкоксен (10-50%).

Базальные слои в бассейне р. Собопола, представлены белыми кварцитовидных песчаников с линзами конгломератов. По данным Лейпцигу и Панову алевролиты, аргиллиты и тонкозернистые залегают песчаники. В нижней части разреза расположены отпечатки: *Meleagrinnella*, cf. *Lisabetae* Vor, *Pseudomytiloides* sp, *Nararx* sp.

Средний лейас

Мелкозернистые песчаники и прослои алевролитов относятся к среднему лейасу и наиболее грубозернистые песчаники расположены в основании толщи. Здесь мощность рассматриваемых отложений достигает 375 м. Фаунистически представлена верхняя половина их разреза с нижней частью (200 м) и у нее нет четкой литологической границы с подстилающими отложениями нижнего лейаса. Внутри среднелейасовых отложений были определены *N. C. Ворону Amaltheus sp.*, *Myophoria cf. Laevigata Ziet*, *Meleagrinnella tiungensis Petr.*, *Narрах laevigalus Orb* и другие виды. В скважинах Усть-виллойской площади, отложения относятся к толще песчаников с подчинёнными прослоями алевролитов и аргиллитов. При трафарете, песчаники составляют около 54%, алевролиты примерно 26% и аргиллиты-20% с общей мощностью от 330 до 340 м. Разрезы от рр. Ыбыкана, Тугулана, Уяны представлена песчано-алевролитовым породами, из которых собран В. Н. Андриановом. В Севере регионов рр. Бегиджана, Собопола и Мягкярэ, отложения характеризуются значительными алевролитовыми.

Верхний лейас

Отложения верхнего лейаса сложены аргиллитами и алевролитами, мощностью от 50 до 200 м. *Artotis cf. Marchaensis Petr.*, *Tancredia sp.*, *Pleuromya sp.* Были найдены в основании глинистой толщи. Также были определены из отложений Китчанской скважины *Mesoteuthis cf. oxusona Nehl*, *M. cf. Gracilis Nehl*, *M. ex gr. Stimula Dum.*, *Nannobelus*. По р. Дянушкре, мощность для верхелейасовых отложений достигает 200 м. В Китчанской скважине, ближе к верхнему лейасу представлена толща темно-серых и черных аргиллитов, которые переслаивающиеся алевролитами и алевритистыми песчаниками с мощностью от 50 до 70 м. Всема многочисленные двустворчатые моллюски были определены из аргиллитов: *Artotis marchaensis Petr.*, *Isognomon sp.*, *Modiolas numismalis*. Согласно анализу определения из отложений нижнего лейаса показывающий требования аннамитов определенных И. И. Тучковым на геологическую датировку.

2.2.2 Средний отдел

Отложения средней юры широко известны в регионе Приверхоянского краева прогиба и основном разрезы отложений относятся постепенному переходу с вышележащими отложениями. Верхняя их граница связана ниже прослоев с линзами и пропластками углей, а нижняя часть не является четкой, связана исчезновением пачек глинистых пород.

В разрезах р. Западной Градыги по данным А. Г. Коссовской, средняя отложения юра

характеризован песчаниками и у алевролитов есть подчиненное значение. Большая роль в тынкычанском разрезе включает в состав алевролитов с мощностью около 300-350 м.

Отложения средней юры были описаны В. Н. Андриановым согласно pp. Борае, Уяне и Томпо а по pp. Дянушке, Лямпеске, Юндюлюнгу, Бегиджану, Собополу и Мянгкярэ она относится к песчаникам и алевролитам с значительной фауной: *Arctotis lenaenis*, *Lah*, *Retroceramus porrectus* Eichw., *R. retrorsus* Keys, *R. st. indet.*

Средняя юра сложена песчаниками и алевролитами по pp. Дянушке, Лямпеске, Юндюлюнгу, Бегиджану, Собополу и Мянгкярэ с многочисленной фауной из которых выделены: *Arctotis sublaevis*, *Bodyl*, *A. tolmashovi*.....

Отложение средней юры были выделены по данным глубокого бурения на Китчанской площади с мощностью достигающей 150-160. Разрез характеризуется светло-серыми и серыми мелко и тонкозернистыми косоугольными извешковатыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. При этом приводит к наличию значительного количества пирита.

По В. Ф. Огаю (1960), отложения средней юры сложены многочисленной фауной из сборов со следующими составлениями: в нижней части расположены *Retroceramus ex gr. menneri* Kosch., *quenstedti* Pcel. А в средней части составляющей *Retroceramus lucifer* IM lay non Eichw., *R. lucifer* Eichw., *R. sp. Fresh.*, *Freb.*, *R. Rx gr. Formosulus* Vor., в верхней - *Retroceramus-kystaysmensis* kosch., *R. ex gr. retrorsus* keys.

В основном фаунистическая характеристика среднеюрских отложений относится сугдинской свите бассейна р. Алдана. Признаком является минеральный состав сложных фракций среднеюрских отложений Западного Верхоянья. Содержание среднеюрских отложения согласно А. Г. Коссовской (Коссовская и др., 1960) распространяется следующим образом: эпидот (25-40%), сфен (15-20%), гранат, циркон и хлорит (10-25%)

2.2.3. Верхний отдел

Чечумская серия

Отложение чечумской серии различаются на двухчленное разделение: на толщи нижнюю (угленосную) и на толщи верхнюю (морскую).

Отложения нижней толщи было выделены В. Ф. Огаем и они представлены в нижней части серым и зеленоватым оттенком песчаниками, средне- и мелкозернистыми, косоугольными (226 м). В средней части толщи, характеризованной песчаниками, с присутствием галькой аргиллита, песчаника и кварца. Верхняя часть нижней толщи характеризуется переслаивающимися песчаниками, алевролитами, аргиллитами и углями (92). По данным

Н. П. Хераскова, литологическая граница угленосных отложений с подстилающими породами является резкой и относится к подошве первого пласта угля.

На Катчанской, Собо-Хаиаской и Сангаркой площадях мощность угленосных отложений по данным глубокого бурения достигает 420 м а у нижней части этих отложений практически нет углей но она представлена песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов общей мощностью 160 м. Верхняя часть угленосных отложений мощностью 260, в принципе сложена песчаниками, алевролитовыми и аргиллитами с пластами угля каменного мощностью не превышает 1 м. Песчаниками этой части разреза являются кварц-полвошпатовые с глинистым известковистым цементом. Там из керна скажине были выделены остатки растений: *Raphaelia diamentis* Sew., *Claphdolebis aldanensis* Vakh., *Gleishenia Jacutica* Vassil., свойственные верхнеюрским отложениям.

Угленосные отложения по рр. Тынкичану, Моолу и Ыбикану, представлены светло-серыми песчаниками, чередующимися с алевролитами, аргиллитами и пластами углей мощностью варьирующей от 0,2 до 2 м. По данным А. Г. Коссовской (Коссовская и др., 1960), минеральный состав для тяжелых угленосных отложений составляет следующим образом: циркон (20-40%), хлорит (25-35%), лейкоксен (10-40%), гранат (2-10%), апатит и сфен (5-7%). Мощность угленосных отложений колеблется от 400 до 500 м.

Угленосные отложения Приверхоянской зоной по возрасту хорошо относится к джясконской свитой рр. Лены и Алдана.

Верхняя толща по р. Бегиджану представлена морскими отложениями с ауцеллами и отложения охарактеризованы серыми и зеленовато-серыми песчаниками мощность до 100 м. Из этих отложены были собраны В. Ф. Огаем (1960) *Entilum nummulare* Fish., *Pseudotrapezoides* cf. *groenlandius* Spath.

Сходные по возрасту отложения согласно рр. Моолу, Тынкичану и Ыбыкану, сложены песчаниками, алевролитовыми, аргиллитами и углями а прослой углей обладают небольшой мощностью (0,2-0,5 м).

Состав обломочного материала, согласно данным А. Г. Коссовской (Коссовская и др.,) входят следующие минералы: полевые шпаты (кислые плагиоклазы 50-60%), гранат (50-70%), биотит (10-15%), апатит (5-15%), циркон (3-10%), лейкоксен (5-10%) хлорит (5-20%). Таким образом, стратиграфия Приверхоянского краевого прогиба может быть выделена на три юрские отдела: нижний, средний и верхний. Нижний отдел подразделяется на три лейаса: нижний, средний и верхний, а средний отдел не разделяется детально. По поводу верхнего отдела юры, можно ее подразделить на две толщи: континентальную

(нижнюю) и морскую (верхнюю).

ГЛАВА 3. СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДУЕМЫХ РЕГИОНОВ

3.1. Тектоника Лено-анабарского прогиба

Прогиб с западе ограничен Анабаро-Хатангская седловина, а на востоке с Приверхоянским краевым прогибом, входящим в состав Вилуйской. В южной части ограничивает Тунгусская нефтегазоносная провинция а не севере ограничен Лаптевской нефтегазоносной провинцией. (Конторович, 1994)

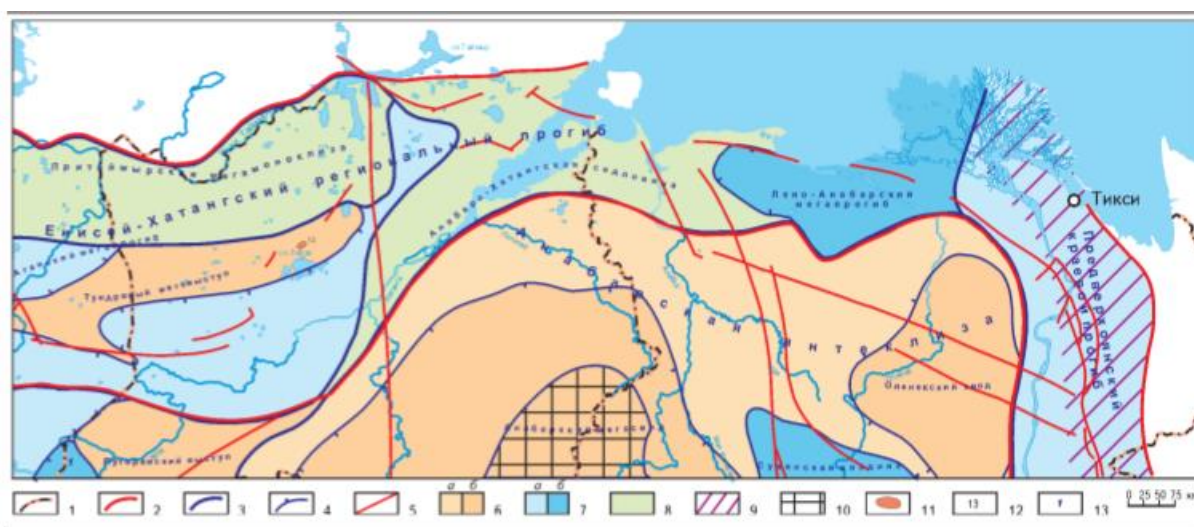


Рис. 3. Тектоническая схема Лено-Анабарского региона. Границы: 1—административные, 2— нефтегазоносных провинций, 3—надпорядковых структур, 4—тектонических структур I порядка; 5—основные дизъюнктивные нарушения; плюквативные структуры: 6—положительные (а—надпорядковые, б—I порядка), 7—отрицательные (а—надпорядковые, б—I порядка); 8—моноклинали и седловины; 9—зоны шарьяжных перекрытий; 10—выходы на поверхность кристаллического фундамента; месторождения: 11—газовые, 12— Балахинское; 13— Хантайско-Ламский мегапрогиб. (Конторович, 2002).

Данный прогиб обладает асимметричным строением. В Лено-анабарском прогибе подошва палеозойские отложения, залегающие на абсолютных отметках около $-(13000-7000)$. Далее отсутствуют полностью палеозойские отложения в осевой части Анабарской антеклизы и переклинальных частях. [Конторович, 1994]. При переходе в Енисей-Хатангский региональный прогиб, отмечается что, подошва палеозоя залегающая на глубине до 7 км. Отметим внутри рассматриваемого прогиба расположены четыре следующие региональные тектонические структуры: Таймырская складчатая, Енисей-Хатангский региональный прогиб, Северо-Сибирская мегамоноклиза и Анабарская мегаантеклиза.

3.2. Тектоника Приверхоянского прогиба Приверхоянским прогибом является пограничная структура между древней Сибирской платформы на западе и мезозойским Верхоянским надвиговым поясом на востоке. На самом деле, формирование прогиба началось в поздней юре-мелу синхронно складчатости и в орогении в Верхоянском поясе. Мощность у Предверхоянского прогиба достигает 3,5-5 км, который протягивающийся в виде крутой дуги свыше 1200 км вдоль долины Лены и Алдана, площадью составляющей 30625 км². (Тектоника, 2001) Этот прогиб обладает асимметричным строением и его районы представлены наиболее интенсивно дислоцированными. По сейсморазведочным изучением чешуируются обладают дуплексной формой с знаками удвоения и утроения разрезов. По составу, Приверхоянский прогиб был выделен на южную субширотную Алданскую ветвь и северную субмеридиональную Ленскую ветвь, которые разделены Китчанским выступом Верхоянского складчатого пояса. Далее западно-Верхоянской системе разломов (Туора-Сииски, Унгуохтахский, Юндюлюнгский, Китчанский, Тукуланский аллохтоны) проводит восточную границу данного прогиба. (Гайдук, Прокопьев, 1999)

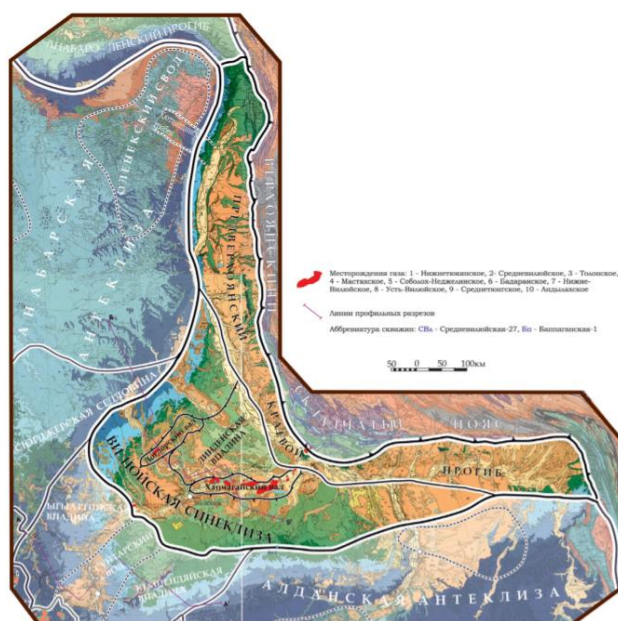


Рис. 4. Обзорная Лено-Вилуйского Бассейна Геологическая карта Сибирской платформы и прилегающих районов, 1/1500000, Малич и др., 1979 ВСЕГЕИ

Глубины залегания фундамента в рассматриваемом прогибе колеблется зависимо главным от полноты доверхнеюрского разреза, мощности комплексов. Следовательно, его максимальны глубины достигает 15 км с прогнозом в центральном сегменте, в котором краевой прогиб расположен на среднекаменноугольно-мезозойскую Вилуйскую синеклизу. (Анциверов и др., 1981).

ГЛАВА 4. ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПЕТРОГРАФИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Описание шлифов пермских отложений северо-востока Сибири было выполнено с помощью поляризующего микроскопа в лаборатории учебного корпуса Наука о земле.

4.1. Петрографическое изучение Усть-Оленекской-2370 скважины

Проведено петрографическое исследование пермских отложений в Усть-Оленекской-2370 скважине.

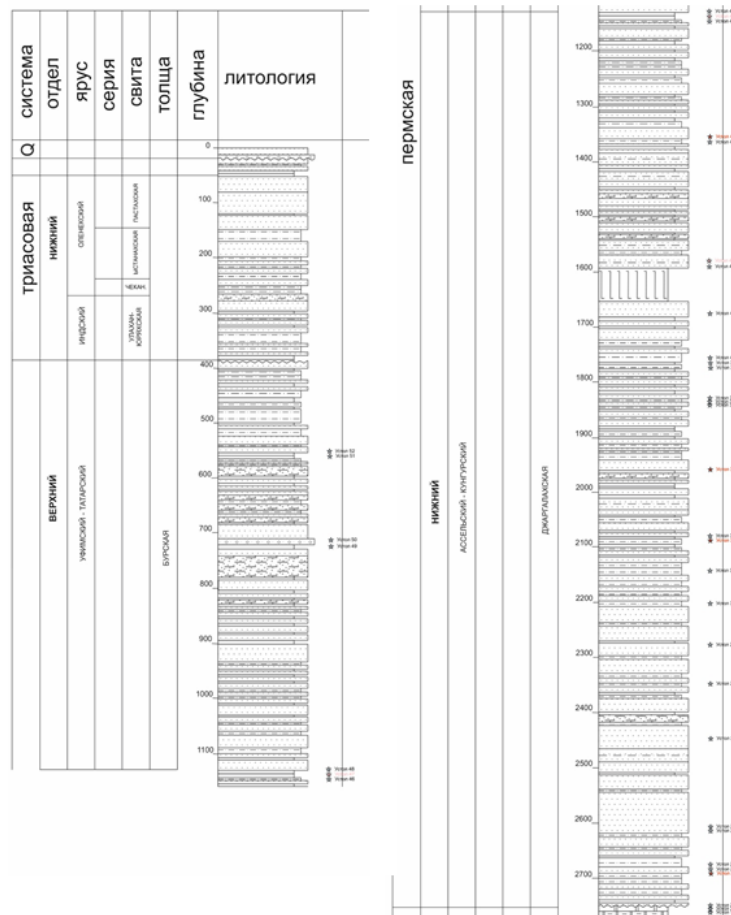


Рис. 5. Фрагмент из литолого-стратиграфической колонки Усть-Оленекской-2370 скважины с указанием мест отбора образцов (Из материалов Ершовой В. Б)

Отметим что, пермские отложения на две свиты в Усть-Оленёкской-2370 скважине-

джаргалахскую (нижний отдел) и бурскую (верхний отдел) соответствующая образцам.

- Джаргалахская свита

Данная свита характеризуется образцами Устол 22 до Устол48 и по результатам петрографическим исследованиям, они относятся к полевошпат-кварцевым грауваккам (рис.6) и по структуре от мелкозернистых до среднезернистых с контактовым цементом либо глинистым цементом или карбонатным. Содержание кварца колеблется от 45 до 60 %, обломков эффузивных пород 25 до 40 % иполевых шпатов 10 до 20 %. Окатанность зерен от угловатой до слабоокатанной а сортированность в самом деле колеблется от плохой до хорошей. Также встречаются второстепенные и акцессорные минералы как: слюды (мусковит/биотит), кальцит, хлорит, эпидот и.т.д.

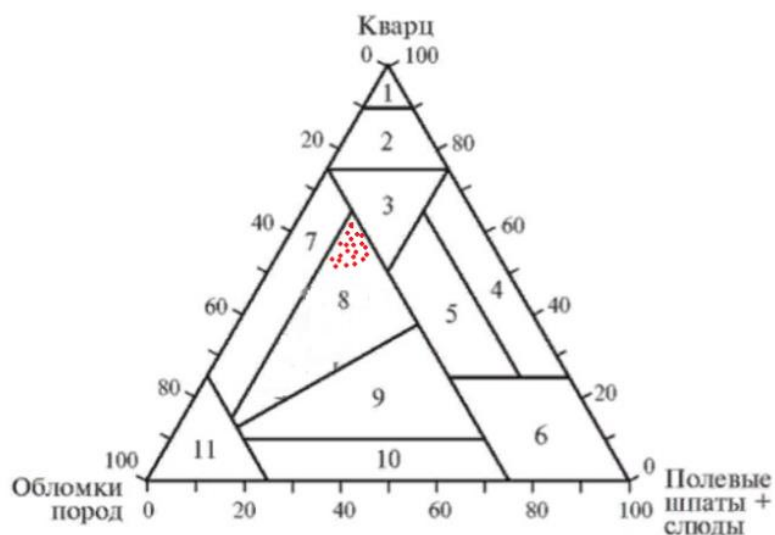


Рис.6. Состав обломочных пермских отложений:1-кварцевые, 2-олигомиктовые, 3- мезомиктовые, 4-собственно аркозы, 5-граувакковые аркозы, 6-полевошпатовые, 7- кварцевые граувакки, 8- полевошпат-кварцевые граувакки, 9-кварц-полевошпатовые граувакки, 10- полевошпатовые граувакки, 11-собственно граувакки.(Шутов В. Д.; 1975)

Рисунок 7 иллюстрирует петрографическую характеристику образца Устол 22. Образец состоит из кварца (20-25%), обломков эффузивных пород (15-20%), полевых шпатов (5-10%) с карбонатным цементом . Следовательно относится к средне-мелкозернистой полевошпат-кварцевой грауваккой с средней сортировкой и слабоокатанностью.

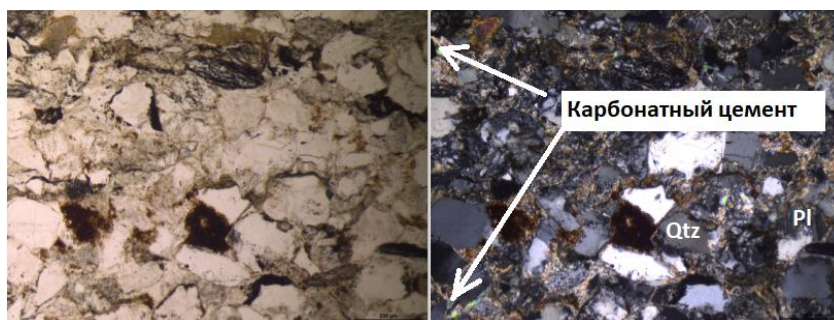


Рис. 7. Средно-мелкозернистая полевошпат-кварцевая граувакка (Устол 22) с карбонатным цементом (слева -без анализатора а справа с анализатором: Qtz_Кварц, Pl_Плаггиоглаз

Рисунок 8 иллюстрирует петрографическую характеристику образца Устол32. Образец состоит из кварца (15- 20%), обломков эффузивных пород (25- 30%), полевых шпатов (5- 10%) с присутствием глинистого цемента между зернами. Цемент является базальным. Следовательно коллектор Устол 32 относится к средне-мелкозернистой полевошпат-кварцевой грауваккой с хорошей сортировкой и угловатой окатанностью.

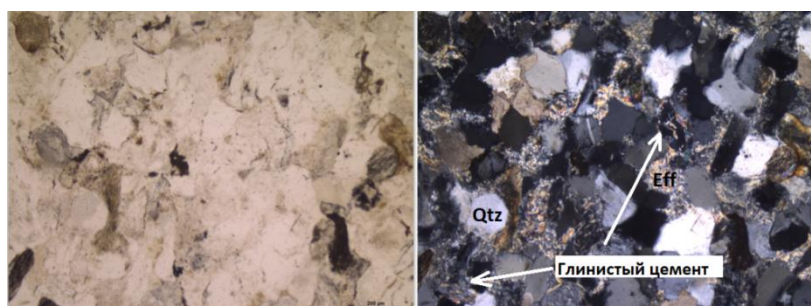


Рис. 8. Средно-мелкозернистая полевошпат-кварцевая граувакка (Устол 32) с глинистым цементом(слева_ без анализатора , а справа анализатором: Qtz_Кварц, Eff_Обломки эффузивных пород.

Рисунок 9 иллюстрирует петрографическую характеристику образца Устол34. Образец состоит из кварца (25-35%), обломков пород (15- 20%), полевых шпатов (0-5%) также с наличием глинистого цементом вокруг зерен. Следовательно коллектор Устол 34 относится к мелкозернистой полевошпат-кварцевой грауваккой с хорошей сортировкой и слабоокатанностью.

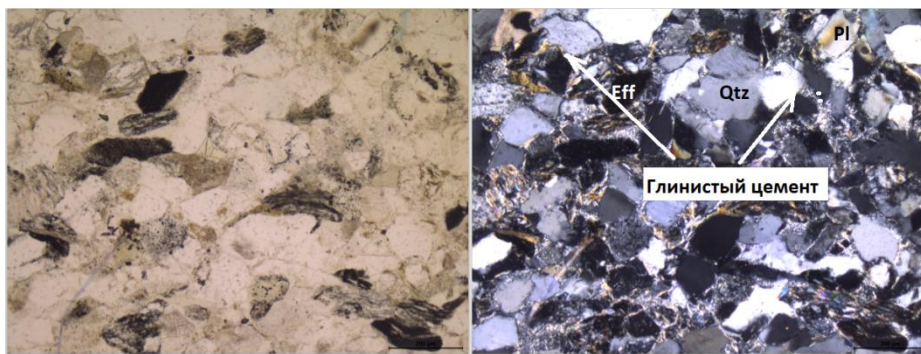


Рис. 9. Мелкозернистая полевошпат-кварцевая граувакка (Устол 34) с глинистым цементом (слева _без анализатора а справа _с анализатором): Qtz_Кварц, Pl_Плаггиолаз, Eff_Обломки эффузивных пород.

Рисунок 10 иллюстрирует петрографическую характеристику образца Устол43. Образец состоит из кварца (20-25%), обломков эффузивных пород (25-30%), полевых шпатов (0-10%) с базальным цементом. Цемент между зернами составляет от 20% до 30%, является причиной отсутствия порового пространства. Следовательно коллектор Устол 43 относится к кварцевой средне-мелкозернистой полевошпат-кварцевой грауваккой с средней сортировкой и слабоокатанностью.

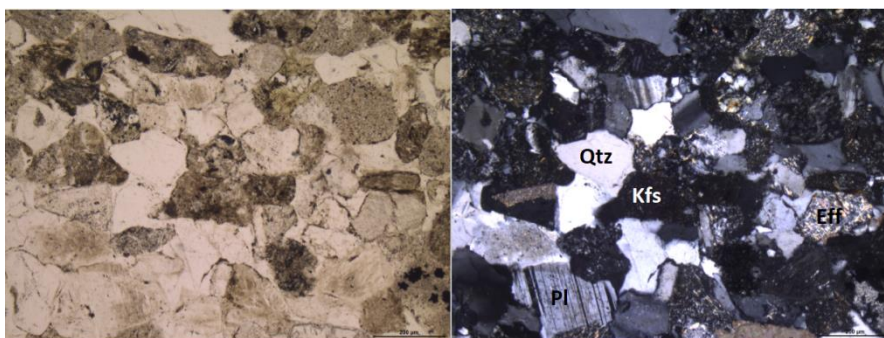


Рис. 10. Средне-мелкозернистая полевошпат-кварцевая граувакка (Устол43) (слева _без анализатора а справа _с анализатором): Qtz_Кварц, Eff_ Обломки эффузивные породы, Kfs_Каилевые полевые шпаты, Pl_Плаггиолаз.

Рисунок 11 иллюстрирует петрографическую характеристику образца Устол45. Образец состоит из кварца (15- 25%), обломков эффузивных пород (25 - 30%), полевых шпатов (0-5%) с отсутствием или незначительного объёма порового пространства. Следовательно коллектор Устол 45 относится к мелкозернистой полевошпат-кварцевой грауваккой с хорошей сортировкой и угловатой окатанностью.

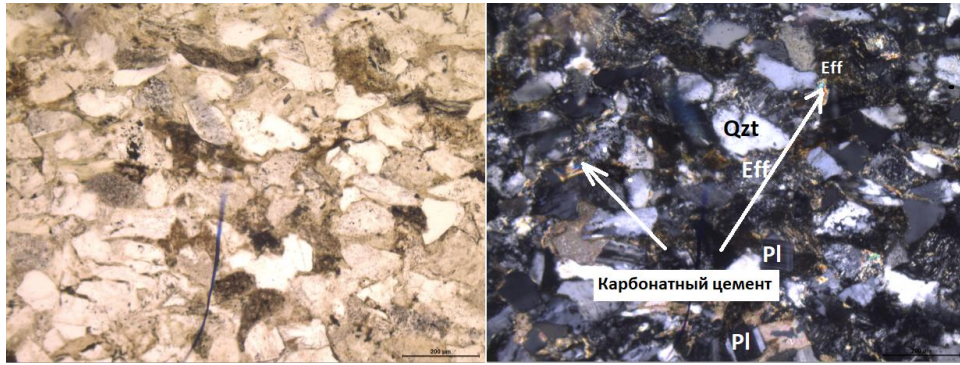


Рис. 11. Мелкозернистая полевошпат-кварцевая граувакка (Устол45) с карбонатным цементом (слева_без анализатора а справа_с анализатором): Qzt_Кварц, Eff_ Обломки эффузивные породы, Kfs_Каилевые полевые шпаты, Pl_Плаггиоклаз. Рисунок 12 иллюстрирует петрографическую характеристику образца Устол47. Образец состоит из кварца (20-25%), обломков эффузивных пород (30-35%), полевых шпатов (5-- 10%) с глинистым цементом между зернами. Следовательно коллектор Устол 47 относится к полевошпат-кварцевой грауваккой с средней сортировкой и угловатой окатанностью.

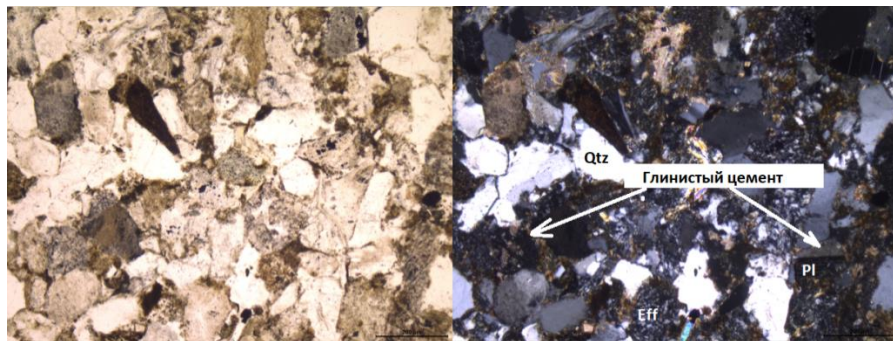


Рис. 12. Средно-мелкозернистая полевошпат-кварцевая граувакка (Устол47) с глинистым цементом (слева_без анализатора а справа_с анализатором): Qzt_Кварц, Eff_Обломки эффузивные породы, Pl_Плаггиоклаз.

- **Бурская свита**

Песчаники бурской свиты представлены также полевошпат-кварцевыми граувакками, структура отличается от тонкозернистой до мелкозернистой и с глинистым цементом.

Рисунок 13 иллюстрирует петрографическую характеристику образца Устол 49. Образец состоит из кварца (35 - 40 %), обломков эффузивных пород (15 - 25%), полевых шпатов (0-5 %). Следовательно коллектор Устол49 относится к тонкозернистой полевошпат-кварцевой грауваккой с очень хорошей сортировкой и слабоокатанностью.

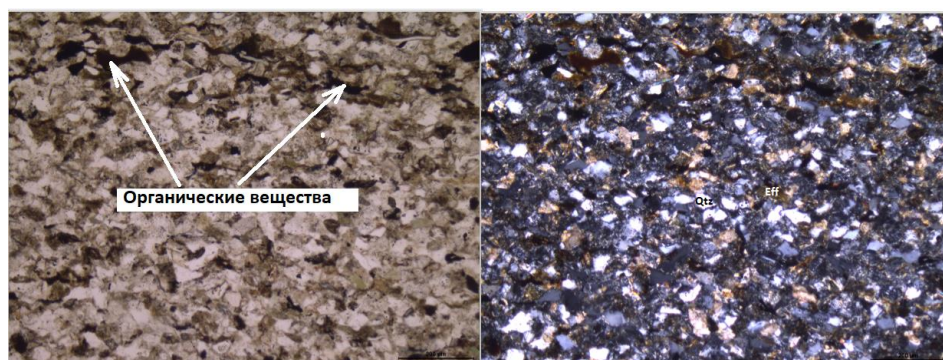


Рис.13. Тонкозернистая полевошпат-кварцевая граувакка (Устол49) с глинистым цементом (слева_без анализатора а справа_с анализатором): Qtz_Кварц, Eff_Обломки эффузивные породы,

Рисунок 14 иллюстрирует петрографическую характеристику образца Устол50. Образец состоит из кварца (25-30 %), обломков эффузивных пород (30 - 35%), полевых шпатов (5 % - 10%) с глинистым цементов между зернами, а не наблюдается поровое пространство. Следовательно коллектор Устол50 относится к тонко-мелкозернистой полевошпат-кварцевой грауваккой с хорошей сортировкой и угловатой окатанностью.

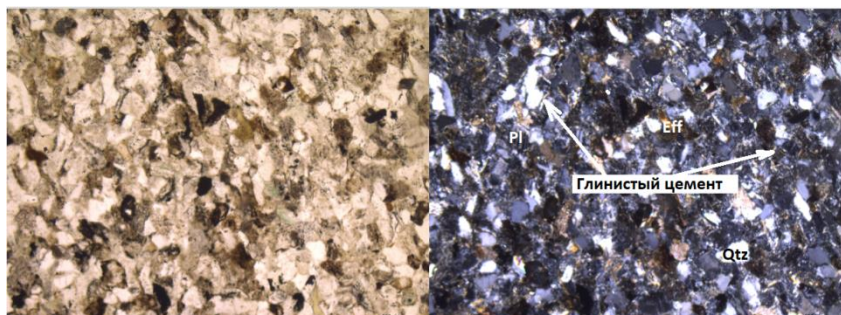


Рис.14. Тонко-мелкозернистая полевошпат-кварцевая граувакка (Устол50) с глинистым цементом (слева_без анализатора а справа_с анализатором): Qtz_Кварц, Eff_Обломки эффузивные породы, Pl_Плагиоклаз.

Рисунок 15 иллюстрирует петрографическую характеристику образца Устол 51. Образец состоит из содержащий из кварца (15 - 20 %), обломков пород (25% - 35%), полевых шпатов (0 - 5 %) с глинистым цементов. Следовательно коллектор Устол51 относится к средне-мелкозернистой поевошпат-кварцевой грауваккой с хорошей сортировкой и угловатой окатанностью.

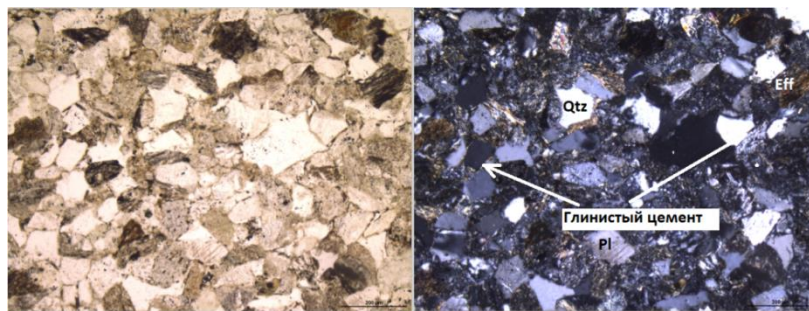


Рис. 15. Средно-мелкозернистая полевошпат-кварцевая граувакка (Устол 51) с глинистым цементом(слево_без анализатора а справа_с анализатором: Qtz_Кварц, Eff_Обломки эффузивных пород.

Рисунок 16 иллюстрирует петрографическую характеристику образца Устол52. Образец состоит из кварца (15 -20 %), обломков эффузивных пород (20 - 30%), полевых шпатов (5 % - 10 %) с значительным содержанием глинистого цемента, вскрывающего поровое пространство. Следовательно коллектор Устол52 относится к мелкозернистой полевошпат-кварцевой грауваккой с хорошей сортировкой и полуокатанностью.

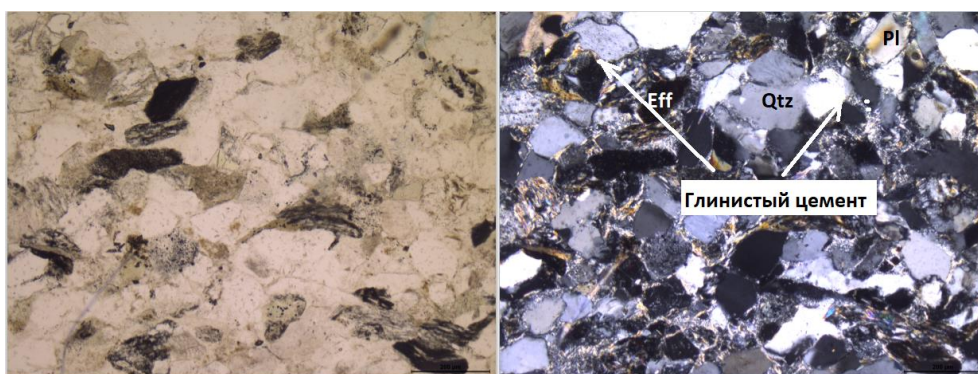


Рис. 16. Мелкозернистая полевошпат-кварцевая граувакка (Устол 52) с глинистым цементом (слева_без анализатора а справа_с анализатором): Qtz_Кварц, Pl_Плагиолаз, Eff_Обломки эффузивных пород

4.2. Петрография Приверхоянског прогиба

В данном разделе были петрографические исследования в двух скважинах (Говоровская-1 и Дьяпаальная-1) для того, чтобы охарактеризовать пермские отложения.

Благодаря классификации состава пермских отложений, был сделан вывод о том что пермских отложений в этом прогибе соответствующие также к кварцевым грауваккам с

органическими веществами. Отметим что, пермские отложения Говоровской скважины относятся к верхнему отделу а Дьяпальной к нижнему.

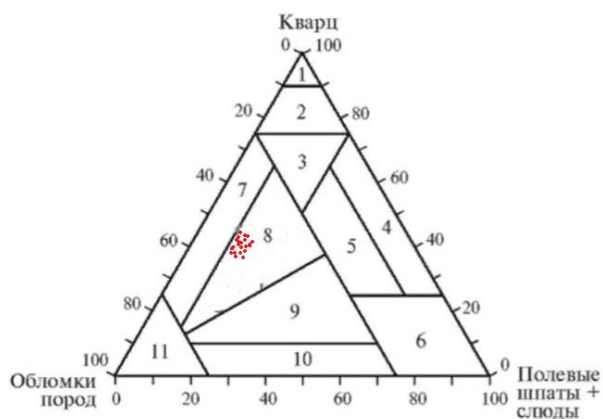


Рис.17. Состав обломочных пермских отложений:1-кварцевые, 2-олигомиктовые, 3-мезомиктовые, 4-собственно аркозы, 5-граувакковые аркозы, 6-полевошпатовые, 7-кварцевые граувакки, 8- полевошпат-кварцевые граувакки, 9-кварц-полевошпатовые граувакки, 10- полевошпатовые граувакки, 11-собственно граувакки. (Шутов В. Д.; 1975).

4.2.1. Петрографическое изучение Говоровской-1 скважины

Как видно, пермские отложения в Говоровской скважине представлены только верхнем отделом Перми (рис.18)

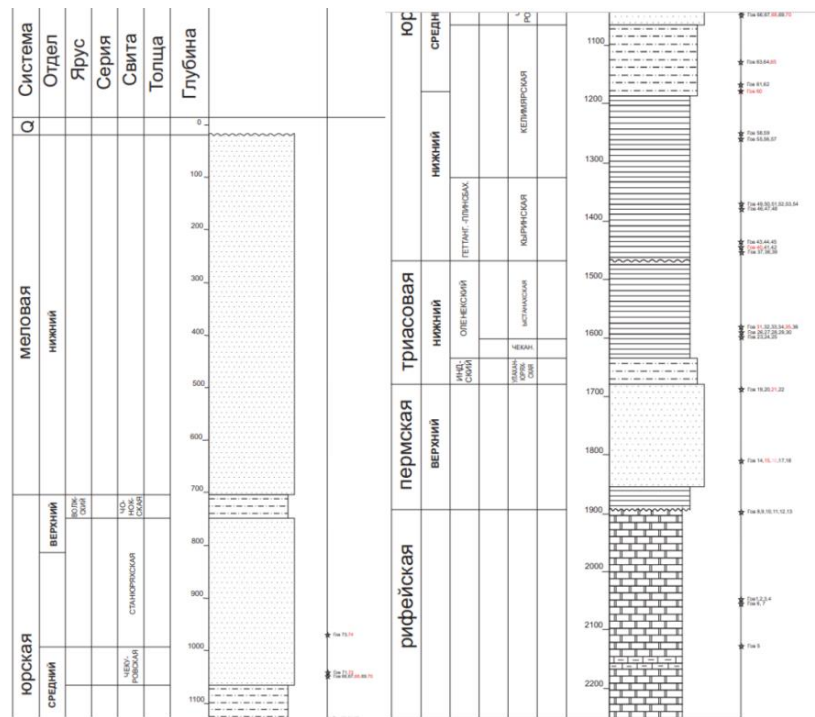


Рис.18. Литолого-стратиграфической колонки Говоровской-1 скважины с указанием мест отбора образцов (Из материалов Ершовой В. Б.)

Данная свита характеризуется коллекторами ГОВ 14 до 22 и по результатам петрографическим исследованиям, они относятся также к полевошпат-кварцевым грауваккам, с среднезернистой структурой и без цементов. По поводу состава пород верхней свиты, доли кварца колеблется от 40 до 45 %, обломок эффузивных пород от 40 до 60 % и полевых шпатов 10 до 20 % с присутствием органических веществ. Окатанность в Говоровской скважине колеблется от полуокатанной до угловатой а сортированность варьирует от хорошей до средней. Также встречаются акцессорные минералы как: слюды (мусковит/биотит).

Рисунок 19 иллюстрирует петрографическую характеристику образца ГОВ14. Образец состоит из кварца (40-45%), обломков эффузивных пород (40-50%), полевых шпатов (10-15 %) с наличием акцессорными минералами (муковит) и отсутствием порового пространства. Следовательно коллектор ГОВ14 относится к среднезернистой полевошпат-кварцевой грауваккой с хорошей сортировкой и полуокатанностью.

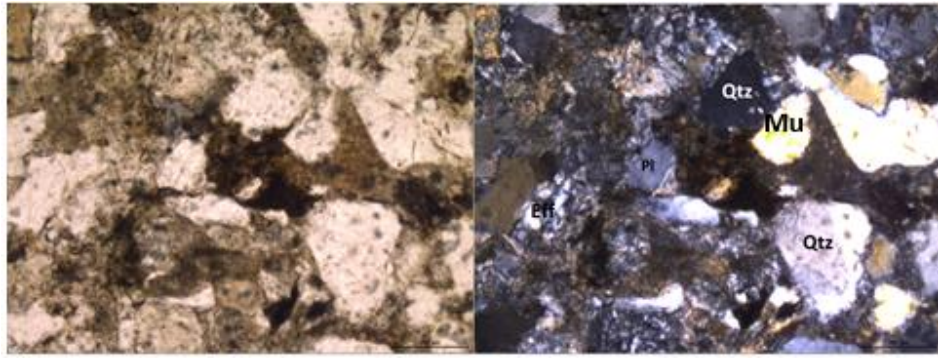


Рис. 19. Среднезернистая полевошпат-кварцевая граувакка (ГОВ14) (слева_без анализатора а справа_с анализатором: Qtz_Кварц, Eff_Обломки эффузивных пород).

Рисунок 20 иллюстрирует петрографическую характеристику образца ГОВ17. Образец состоит из кварца (15 - 20 %), обломков пород эффузивных пород (20 - 25%), полевых шпатов (0 - 5 %) с наличием акцессорными минералами (мусковит) и органическими веществами, наличием порового пространства. Следовательно коллектор ГОВ17 относится к мелкозернистой полевошпат-кварцевой грауваккой с хорошей сортировкой и слабоокатанностью.

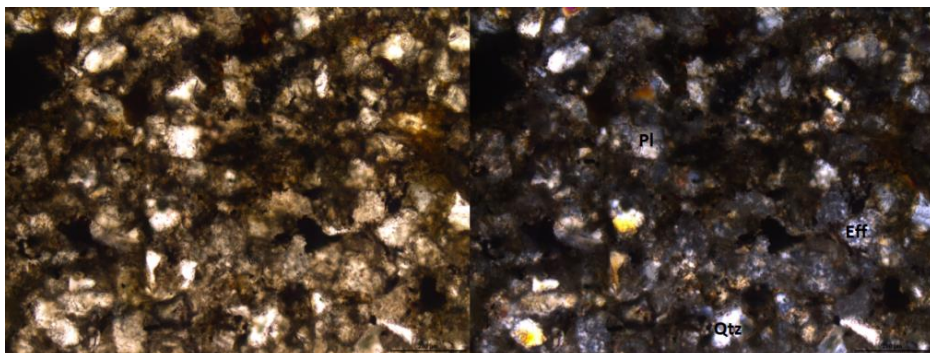


Рис. 20. Мелкозернистая полевошпат-кварцевая граувакка (ГОВ17) (слева_без анализатора а справа_с анализатором: Qtz_Кварц, Eff_Обломки эффузивных пород).

Рисунок 21 иллюстрирует петрографическую характеристику образца ГОВ19. Образец состоит из кварца (15-20 %) обломков эффузивных пород (20 - 25%), полевых шпатов (5 - 10 %) с наличием акцессорными минералами (мусковит) и органическими веществами и порового пространства. Следовательно коллектор ГОВ19 относится к мелкозернистой полевошпат- кварцевой грауваккой с хорошей сортировкой, угловатой окатанностью.

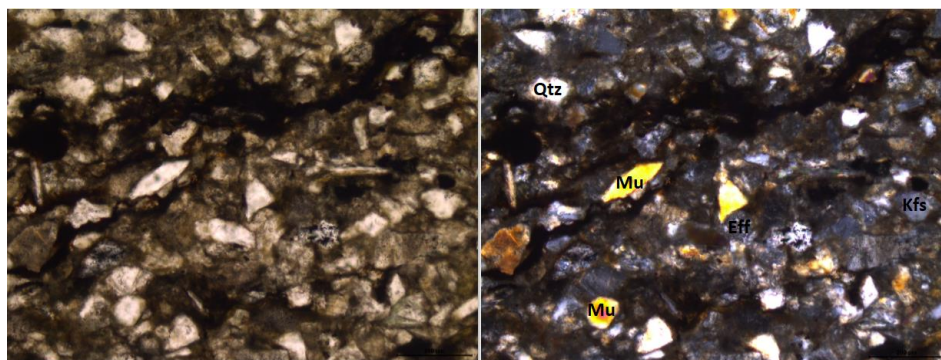


Рис. 21. Мелкозернистая полевошпат-кварцевая граувакка (ГОВ19) (слева_без анализатора а справа_с анализатором: Qtz_Кварц, Eff_Обломки эффузивных пород), Kfs_Полевые шпаты.

Рисунок 22 иллюстрирует петрографическую характеристику образца ГОВ20. Образец состоит из кварца (15 - 20 %), обломков эффузивных пород (20 - 25%), полевых шпатов (0 - 15 %) с наличием акцессорными минералами (мусковит) , органическими веществами и поровым пространством . Следовательно коллектор ГОВ20 относится к мелкозернистой полевошпат- кварцевой грауваккой с средней сортировкой, угловатой окатанностью.

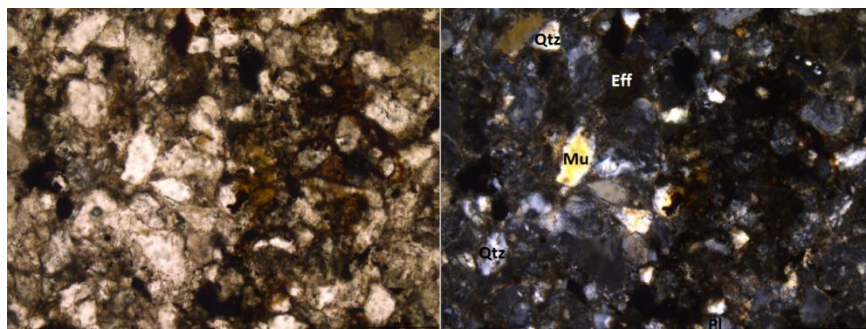


Рис. 22. Мелкозернистая полевошпат-кварцевой граувакка (ГОВ20) (слева_без анализатора а справа _с анализатором: Qtz_Кварц, Eff_Обломки эффузивных пород)

Рисунок 23 иллюстрирует петрографическую характеристику образца ГОВ21. Образец состоит из содержащий из кварца (10 - 15 %), обломков эффузивных пород (20- 25%), полевых шпатов (0-5%) с отсутствием порового пространства. Следовательно коллектор ГОВ21 относится к среднезернистой полевошпат-кварцевой грауваккой с хорошей сортировкой и слабоокатанностью.

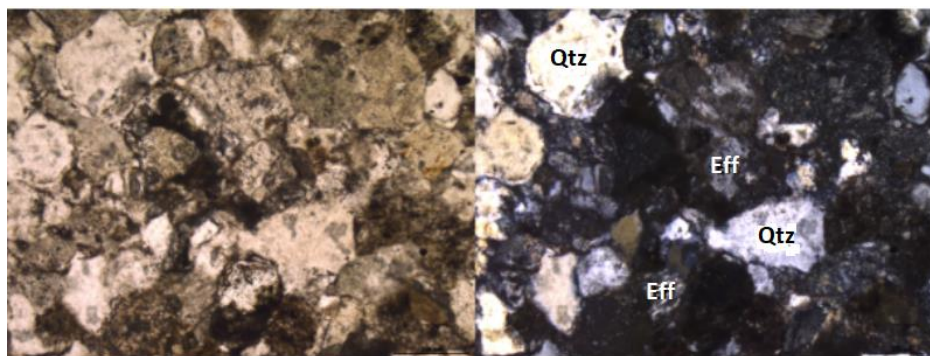


Рис. 23. Среднезернистая поелвошпат-кварцевая граувакка (ГОВ21) (слева_без анализатора а справа_с анализатором: Qtz_Кварц, Eff_Обломки эффузивных пород)

Рисунок 24 иллюстрирует петрографическую характеристику образца ГОВ22. Образец состоит из кварца (10-15 %), обломков эффузивных пород (25% - 30%), полевых шпатов (0 - 5 %) без цементов с акцессорными минералами (мусковит) и закрытием порового пространства. Следовательно коллектор ГОВ22 относится к среднезернистой полевошпат-кварцевой грауваккой с средней сортировкой и слабоокатанностью.

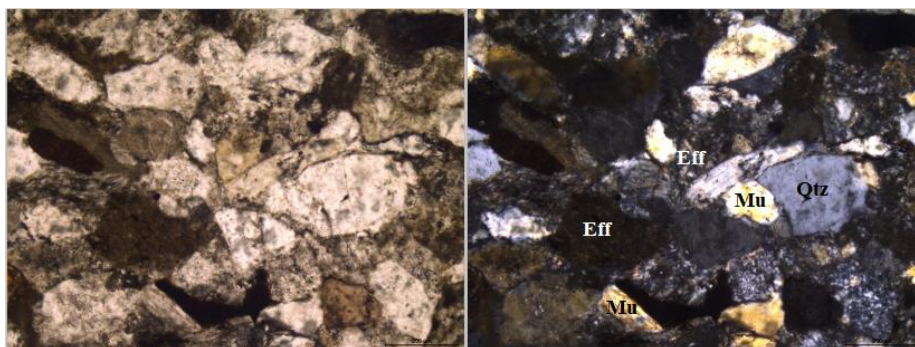


Рис. 24. Среднезернистая полевошпат-кварцевая граувакка (ГОВ22) (слева_без анализатора а справа_с анализатором: Qtz_Кварц, Eff_Обломки эффузивных пород)

4.2.2. Петрографическое изучение Дьяпальской-1 скважины

Согласно фрагменту из литолого-стратиграфической колонки Дьяпальской-1 скважины (рис.25) пермские отложения представлены. При петрографическом анализе, пермские отложения Дьяпальской-1 скважиной являются также полевошпат-кварцевым грауваккам.

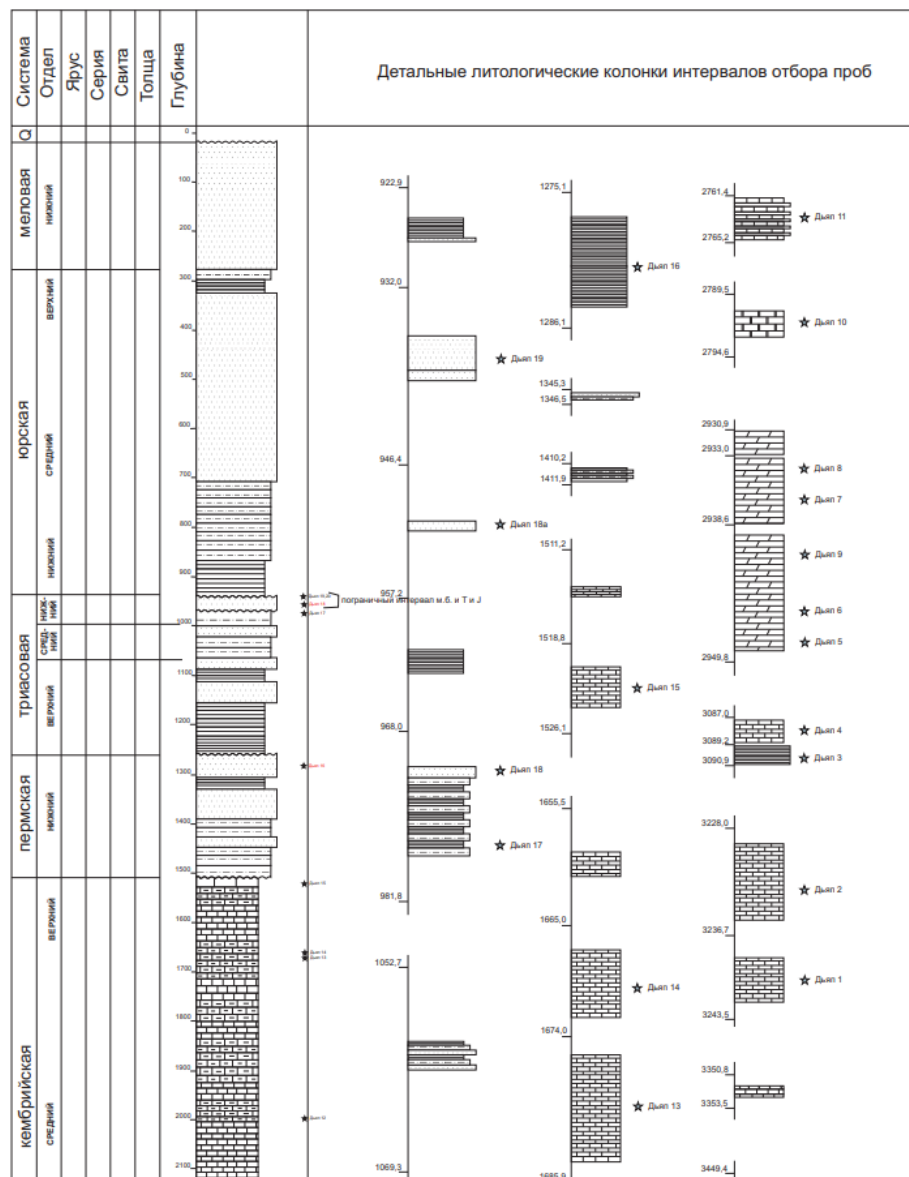


Рис.25. Литолого-стратиграфической колонки Дьяпальской-1 скважины с указанием мест отбора образцов (Из материалов Ершовой В.)

Пермские отложения в Дьяпальской-1 скважине относятся к образцу Дьяп 16 (Рис. 26) до глубины залегания 1288-1290 м. По петрографическому изучению, пород составляет из кварца (20 - 25%), обломочных минералов (40 - 45%), полевых шпатов (5 - 10%) и органических минералов в результате деградации остатков живых организмов или растений. Согласно составу пермских отложений, коллектор представляется собой полевошпат-кварцевую граувакку. В принципе коллектор Дьяп 16 как видно обладает хорошей сортированностью и является слабоокатанным.

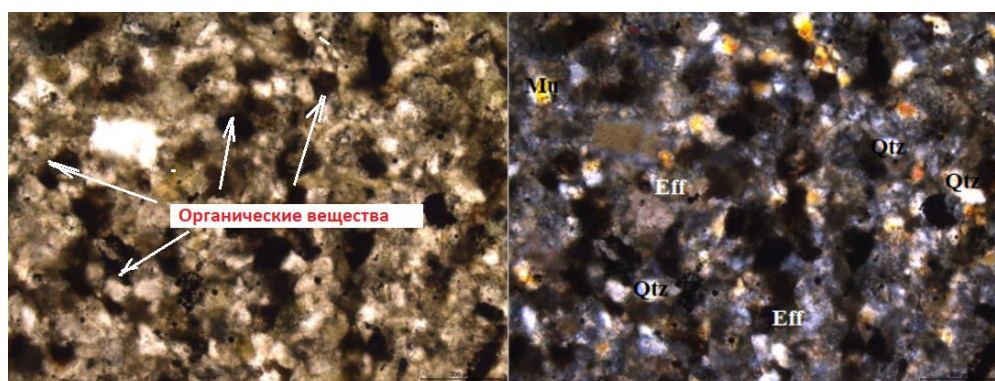


Рис.26. Мелкозернистая полевошпат-кварцевая граувакка (Дьяп 16) с органическими веществами(слева_без анализатора а справа_с анализатором: Qtz_Кварц, Eff_Обломки эффузивных пород.

По петрографическим исследованием был сделан нами вывод о том, что основная часть рассматриваемых пермских отложений скважин Усть-Оленекской-2370, Говоровской-1 и Дьяпальской 1 являются плохими и некачественными коллекторскими свойствами из за отсутствия или закрытия порового пространства в шлифах и значительного содержания цементов между зернами, иногда вокруг их. Отметим что поровое пространство и структура обычно влияют на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. (Платонов, 2003.г)

Таким образом, минеральный состав (полевошпат-кварцевые граувакки) по классификации В. Д. Шутова, представляет собой одни из важных показателей фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. В данном случае минеральный состав может быть одним из причин о плохих качествах рассматриваемых коллекторов. По Ханину (1969 г.), самые пористые коллекторы представляются собой свежееотложенные тонкие глинистые например кварцевые граувакки содержанием кварца больше 90%. Полевошпат-кварцевые граувакки сильно отличаются от кварцевых граувакк по составу, такое отличие объясняется плохими фильтрационно-емкостными свойствами для полевошпат-кварцевых граувакк.

ГЛАВА 5. ИЗМЕРЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТИНЫХ СВОЙСТВ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

5.1. Измерение коэффициентов открытой пористости

Пористость – это совокупность объемов небольших пор (от лат. *porus* и греческого *poros* – проход, проток или отверстие), которые могут быть заполнены флюидами внутри горных пород (Fausol, Raoul, 1992). Термин пора, используемый в широком смысле, обозначает без различия форм. Мы можем классифицировать пустоты по их коэффициенту формы, отношению наименьших размеров к наибольшим. Таким образом, мы говорим о порах или трещинах в зависимости от их случая (Walsh and Brace, 1966). Поры в строгом смысле представляют собой пустоты выпуклой формы, а трещины определяются как пустоты с очень низкими коэффициентами пренебрежимо малой формы и толщины.

Пористость, относится к наличию в ней пустота (пор). То есть, в принципе различают общую (полную), открытую и закрытую пористость. [Тананыхин, 2015]

-Коэффициент полной пористости (K_p): Отношение суммарного объема пор в образце к породе к видимому его объёму.

-Коэффициент открытой пористости (K_o): Отношение объема открытых пористости сообщающихся пор в образце породы к объёму образца. [Воровой, Авдусин, Бартурин, 1937 г.]

$$\dots \quad K_o = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} = \frac{V_{\text{обр}} - V_{\text{зерен}}}{V_{\text{обр}}} = 1 - \frac{V_{\text{зерен}}}{V_{\text{обр}}} \quad (2)$$

K_o -Коэффициент открытой пористости, %

$V_{\text{пор}}$ -Объём пор в образце, см³

$V_{\text{обр}}$ -Объём образца, см³

$V_{\text{зерен}}$ -Объём зерен, см³ Принцип работы прибора «поромер» основан на измерении объёма пространства цилиндрических образцов. В начале работы проведены нами замеры диаметра,

массы и длины всех образцов. По очереди, каждый образец был положен нами в камеру, запускали прибор благодаря программному приложению «поромер» 1.7 и были проведены 3 измерения по каждому образцу. Результаты измерений были вычислены по среднему арифметическому значению в приложении «Excel».



Рис. 27. Прибор для измерения пористости Поромер.

При практической деятельности нефтяники чаще всего используют классификации, относящие к конкретным величинам пористости и проницаемости горных пород с учетом их литологической характеристики. Эти классификации широко используются при геологическом сопровождении и разведке месторождений нефти и газа. Одной из самых первых является классификация П.П. Авдусина и М.А. Цветковой и в качестве основного критерия оценки коллекторов ими была предложена величина эффективной пористости. Следующая таблица представлена классификации по величине эффективной пористости (Авдусина, Цветкова 1943 г.)

Таблица 1: Классификация по величине эффективной пористости (Авдусин, Цветкова 1943 г.)

Класс коллектора	Эффективная пористости, %	Емкость коллектора
A	>20	Большая
B	20-15	Большая
C	15-10	Средняя
D	10-5	Средняя
E	>5	Малая

Согласно классификации по величине эффективной пористости по Авдусина и Цветковой были определены нами классы и емкости песчаников в каждой скважине.

Таблица 2: Результаты измерений коэффициентов открытой пористости пермских отложений Усть-Оленекской-2370 скважины.

Коллекторы Усть-Оленекской-2370 скважины	Коэффициент открытой пористости K_o , %
УСТОЛ 22	1,077
УСТОЛ 23	1,65
УСТОЛ 25	0,75
УСТОЛ 28	0
УСТОЛ 32	1,95
УСТОЛ 33	0
УСТОЛ 34	0,72
УСТОЛ 35	0
УСТОЛ 43	2,85
УСТОЛ 45	2,14
УСТОЛ 49	13,93
УСТОЛ 50	8,12
УСТОЛ 51	6,35
УСТОЛ 52	4,2

Проведенные исследования показали, что в Усть-Оленекской-2370 скважине, коэффициенты открытой пористости колеблются от 0 % до 13,93 %. При этом, согласно классификации по Авдусину и Цветковой (1943 г.), 2 образца из 14 (Устол50, Устол51) относятся к D классу средней емкости, 11 образцов из 14 (УСТОЛ 22, Устол23, Устол25, Устол28, Устол32, Устол33, Устол34, Устол35, Устол43, Устол45, Устол52) относятся к E

классу малой емкости, 1 образец из 14 (Устол49) к С классу средней емкости.

Таблица 3: Результаты измерений коэффициентов открытой пористости пермских отложений Говоровской-1 скважины.

Коллекторы Говоровской скважины	Коэффициент открытой пористости K_o , %
ГОВ17	5,24
ГОВ19	4,95
ГОВ20	2,80
ГОВ21	4,54

Коэффициенты открытой пористости для пермских отложений Говоровской-1 скважины варьирует от 2,80 % до 5,24 %. При этом, согласно квалификации по величине коэффициентов открытой пористости от Авдусина и Цветковы (1943 г.) : 3 образца из 4 (ГОВ19,2 ГОВ20, ГОВ21) относятся к Е классу малой емкости, 1 образец из 4 (ГОВ17) относится к D классу средней емкостьюю.

В Дьяпальной-1 скважине, также согласно квалификации по величине коэффициентов открытой пористости от Авдусина и Цветковы (1943 г.) 1 образец из 1 относится к В классу большой емкости. Таблица 4: Результаты измерений коэффициентов открытой пористости пермских отложений Дьяпальской -1 скважины.

Коллекторы Дьяпальской-1 скважины	Коэффициент открытой пористости K_o , %
ДЪЯП16	17,18

В основном по классификации эффективной пористости по Авдусину и Цветковой 1943 г., в данном случае ёмкостные характеристики пермских отложений варьирует от малой до средней, то есть между классами Е и D кроме в Дьяпальной-1 скважине, в которой емкость

является большой с классом В.

5.2. Измерение коэффициентов абсолютной газопроницаемости

Проницаемость пористой среды характеризует ее способность обеспечивать циркуляцию флюида (жидкости или газа) в своем пористом пространстве. Это зависит от его внутренней структуры пористого пространства и особенно от связности различных его элементов. Это макроскопическое транспортное свойство, выражающее взаимосвязь между силой (перепадом давления), воздействующей на жидкость при пересечении среды, и результирующим потоком. Мы можем измерить проницаемость среды в масштабе лабораторного образца

Проницаемостью является свойство породы пропускать флюидов (жидкость, газ) через себя. В принципе, различают 3 вида проницаемости: абсолютную, фазовую (эффективную) и относительную и они выражаются по их коэффициентам.

-Коэффициент абсолютной проницаемости: Коэффициент проницаемости определен по фильтрации через породу однородного флюида (жидкость или газ).[Тананыхин, 2015]

-Коэффициент фазовой проницаемости: Коэффициент проницаемости определен по насыщенной смеси нефти, газа и воды.

-Коэффициент относительной проницаемости: Отношение коэффициента фазовой проницаемости к его абсолютному.

Структуры порового пространства, гранулометрический состав и удельной поверхности сильно влияют на абсолютной проницаемости коллекторов.[Тананыхин, 2015]

Закон Генри Дарси (1856 г.) удовлетворительно описывает течение жидкости в макроскопической пористой среде. Это эмпирический закон, доказанный поэтому Благодаря уравнению Дарси можно определить коэффициент абсолютной проницаемости любого пласта зная его расход флюида Q , в м³, длину пласта l , в м, площадь F , в м², перепад давление ΔP , в Па и динамическую вязкость μ , в Па * с.

$$K_{пр} = \frac{Q \cdot \mu \cdot l}{F \cdot \Delta P} \quad (2)$$

$K_{пр}$ - Коэффициент абсолютной проницаемости, мД

Прибор (Рис.28) «Дарсиметр» используется для измерения коэффициента абсолютной газопроницаемости керна нестационарной фильтрации с линейным направлением потока газа для получения информации о фильтрационных свойствах изучаемых пород: 1. диапазон измерения газопроницаемости, мД: нестационарный режим 0,001-5000. 2.

Размеры исследуемых кернов в зависимости от кернодержателя: диаметр до 30 мм также высота до 30 мм.



Рис. 28 Прибор для измерения газопроницаемости «Дарсиметр»

Сначала мы замерили длину и толщину каждого цилиндрического образца, открыли кернодержатель помощью компьютерной программы «Дарсиметр» в нестационарном режиме. Каждый керн был положен в кернодержатель после чего закрыли его. В основном были сделаны три измерения по каждому образцу согласно разным давлениям (Малое давление меньше 0,5 Ра, Среднее давление равно 1 Ра и давление больше 1,5 Ра).

Для оценки пермских отложений по проницаемости была использована классификация терригенных пород-пород коллекторов по Теодоровичу 1958 г.. Эти классификации широко используются при геологическом сопровождении и разведке месторождений нефти и газа. Все результаты были переведены в международную систему (СИ) то есть от миллиарда в дарси (квадратный микрометр мкм²).

Таблица 5: Классификация терригенных пород-коллекторов по характеру проницаемости по Теодоровичу 1958 г.

Класс	Коллекторы	Коэффициент проницаемости, Кпр, мкм ²
I	Очень хорошо проницаемые	>1
II	Хорошо проницаемые	0,1-1
III	Среднепроницаемые	0,01-0,1
IV	Слабопроницаемые	0,001-0,01
V	Непроницаемые	<0,001

Значения коэффициента абсолютной газопроницаемости в Усть-Оленекской-2370 скважине колеблется от 0,002 до 0,12 мД. Таким образом, согласно классификации

терригенных пород-коллекторов по характеру проницаемости по Теодоровичу 1958 г. по величине коэффициентов абсолютной газопроницаемости почти все пермские коллекторы в Усть-Оленекской-2370 относятся к V классу, следовательно все коллекторы являются непроницаемыми.

Таблица 6: Результаты измерений коэффициентов абсолютной газопроницаемости пермских отложений Усть-Оленекской-2370 скважины

Коллекторы Усть-Оленекской-2370 скважины	Коэффициент абсолютной газопроницаемости, Кпр, мД	Коэффициент абсолютной газопроницаемости, Кпр, Д
УСТОЛ 22	0,0044	0,0000044
УСТОЛ 23	0,0032	0,0000032
УСТОЛ 25	0,0042	0,0000042
УСТОЛ 28	0,009	0,000009
УСТОЛ 32	0,014	0,000014
УСТОЛ 33	0,002	0,000002
УСТОЛ 34	0,0034	0,0000034
УСТОЛ 35	0,0044	0,0000044
УСТОЛ 43	0,035	0,000035
УСТОЛ 45	0,003	0,000003
УСТОЛ 49	0,12	0,00012
УСТОЛ 50	0,049	0,000049
УСТОЛ 51	0,02	0,00002
УСТОЛ 52	0,05	0,00005

В Приверхоянском прогибе, для двух скважин (Говоровская-1 и Дьяпальная-1), значения коэффициента абсолютной газопроницаемости варьирует от 0,004 до 0,0007. При этом, согласно также классификации Теодоровича 1958 г. по величине коэффициентов абсолютной газопроницаемости все пермские отложения относятся к V классу поэтому

коллекторы являются непроницаемыми.

По классификации Теодоровича по величине коэффициентов абсолютной газопроницаемости все пермские отложения Говоровкой-1 скважины относятся к V классу поэтому коллекторы являются непроницаемыми.

Таблица 7: Результаты измерений коэффициентов абсолютной газопроницаемости пермских отложений Говоровской-1 скважины.

Пермские коллекторы Говоровской-1 скважины	Коэффициент абсолютной газопроницаемости, Кпр, мД	Коэффициент абсолютной газопроницаемости, Кпр, Д
ГОВ17	0,021	0,000021
ГОВ19	0,016	0,000016
ГОВ20	0,07	0,00007
ГОВ21	0,053	0,000053

По классификации Теодоровича 1958.г по величине коэффициентов абсолютной газопроницаемости все пермские отложения Дьяпальской-1 скважины относятся к V классу поэтому коллекторы являются непроницаемыми.

Таблица 8: Результаты измерений коэффициентов абсолютной газопроницаемости пермских отложений Говоровской и Дьяпальской скважин

Пермские коллекторы Дьяпальской-1 скважины	Коэффициент абсолютной газопроницаемости, Кпр, мД	Коэффициент абсолютной газопроницаемости, Кпр, Д
ДЪЯП16	0,004	0,000004

Для взаимной оценки и классификации пористости и проницаемости была использована классификация для терригенных коллекторов по фильтрационно-емкостным свойствам

Ханина 1969 г.

По итогу, все рассматриваемых образцов пермских отложения скважин Усть-Оленекской-2370, Говоровской-1 и Дьяпальской-1 согласно классификации песчано-алевритовых коллекторов по фильтрационно-емкостным свойствам Ханина 1969 г. для оценки проницаемости относятся к VI классу.

Для оценки пористости по классификации Ханина 1969 г., получили следующие результаты: 3 образца из 19 (Устол28, Устол33, Устол35) относятся к VI классу, 11 образцов из 19 (Устол22, Устол23, Устол25, Устол34, Устол43, Устол45, Устол54, ГОВ17, ГОВ19, ГОВ20, ГОВ21) относятся к V классу, 2 образца из 19 (Устол50, Устол51), 1 образец из 19 относится к IV классу (Устол49) и 1 из 19 образец (дьяп16) к I классу.

Класс	Название породы по преобладанию гранулометрической фракции	Пористость эффективная, %	Проницаемость по газу, мкм ²	Оценка коллектора по проницаемости и емкости
I	Песчаник среднезернистый	16,5	≥ 1	очень высокая
	Алеврит мелкозернистый	29		
II	Песчаник среднезернистый	15 – 16,5	0,5 - 1	высокая
	Алеврит мелкозернистый	26,5 - 29		
III	Песчаник среднезернистый	11 – 15	0,1 – 0,5	средняя
	Алеврит мелкозернистый	20,5 – 26,5		
IV	Песчаник среднезернистый	5,8 – 11	0,01 – 0,1	пониженная
	Алеврит мелкозернистый	12 – 20,5		
V	Песчаник среднезернистый	0,5 – 5,8	0,001 – 0,01	низкая
	Алеврит мелкозернистый	3,6 - 12		
VI	Песчаник среднезернистый	0,5	< 0,001	коллектор не имеет промышленного значения
	Песчаник мелкозернистый	2		
	Алеврит крупнозернистый	3,3		
	Алеврит мелкозернистый	3,6		

Рис.29 Классификации терригенных пород по ФЕС Ханина 1969 г.

Таблица 9: Значения коэффициентов абсолютной газопроницаемости и открытой пористости пермских отложений Усть-оленекской-2370, Говоровской-1 и Дьяпальской-1 скважин.

Коллекторы пермских отложений для всех трех скважины	Коэффициент абсолютной газопроницаемости по прибору «дарсиметр», Кпр, мД	Коэффициент открытой пористости по прибору «поромер» Ко, %
УСТОЛ 22	0,0044	1,077
УСТОЛ 23	0,0032	1,65
УСТОЛ 25	0,0042	0,75
УСТОЛ 28	0,009	0
УСТОЛ 32	0,014	1,95
УСТОЛ 33	0,002	0
УСТОЛ 34	0,0034	0,72
УСТОЛ 35	0,0044	0
УСТОЛ 43	0,035	2,85
УСТОЛ 45	0,003	2,14
УСТОЛ 49	0,012	13,93
УСТОЛ 50	0,049	8,12
УСТОЛ 51	0,02	6,35
УСТОЛ 52	0,05	4,2
ГОВ17	0,021	5,24
ГОВ19	0,016	4,95
ГОВ20	0,07	2,80
ГОВ21	0,053	4,54
ДЪЯП16	0,004	17,18

ГЛАВА 6. ВЫДЕЛЕНИЕ ТИПОВ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА ПО ДАННЫМ РЕНТГЕНОВСКОЙ КОМПЬЮТЕРНОЙ МИКРОТОМОГРАФИИ

Рентгеновская микротомография представляется собой неразрушающий метод визуализации внутренних особенностей твердых объектов и получения цифровой информации об их геометрии и свойствах в моделях 3D. (Helene H.; Francois H.; Stephane Roux, 2014)

Элементами рентгеновской томографии являются источник рентгеновского излучения (т. Этап вращения) относительно изображаемого объекта. Томография чаще всего отражает изображение трехмерный из серии рентгеновских снимков с помощью расчета, называемого реконструкцией.

Рентгеновская томография играет ключевую роль в промышленном секторе, особенно в то время, когда этот сектор должен заново изобретать себя и совершенствоваться с высокой скоростью, чтобы повысить эффективность и экономическую и экономическую конкурентоспособность. Расположение новых месторождений остается стратегическим сектором домена. Геологи, пионеры в использовании рентгеновской микротомографии, давно поняли, как можно использовать информацию о трехмерном составе кернов горных пород для картирования и понимания геологических систем. Таким образом, разведка проводится в полевых условиях, а также в лаборатории для исследования и определения характеристик резервуаров углеводородов.

Рентгеновское изображение широко используется в этой области, особенно в экспериментах с потоками, в которых различные жидкости закачиваются в керн породы, который может подвергаться воздействию различных давлений и температур. Эти эксперименты, проведенные под рентгеновским лучом, позволяют понять и квалифицировать явления переноса в породе. В этих двух областях применения томография используется для выполнения следующих операций:

- Сегментация различных минералов
- Анализ сетей пор
- Определение распределения пористости (объем, объемная доля и т.д.)
- Определение проницаемости
- Поиск различных фаз, химических изменений,
- Моделирование механического или жидкостного потока.

Принцип рентгеновской микротомографии основан на многонаправленном анализе взаимодействия рентгеновского луча с веществом путем регистрации детекторами излучения, прошедшего через объект.

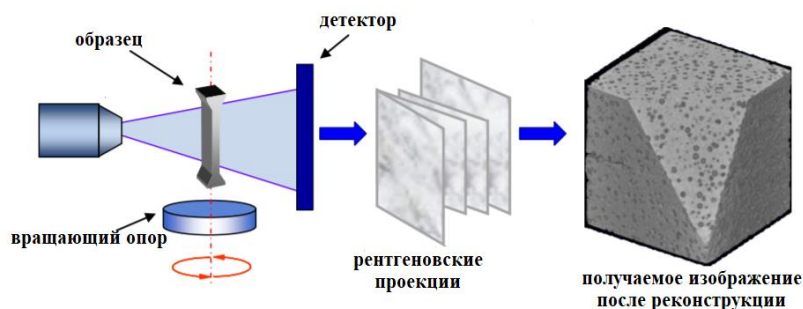


Рис. 30. Принцип работы рентгеновской компьютерной микротомографии. (N. Limodin, J. Rethore, J.-Y. Buffiere A Gravouil, F. Hild, S. Roux)

Измерения рентгеновского излучения образца реализуется в разных угловых положениях относительного направления излучения (Рис.30). Оси x и y связаны образцом и являются осями реконструированного изображения. Оси u и v также связаны направлением x : источник в направлении v обеспечивает значения проекции на прямую u с углом.

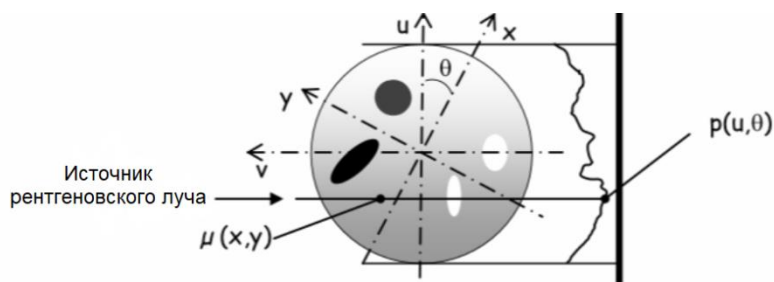


Рис.31. Схема измерения углового положения (Helene H. M.; Francois H; Stephane R.

При каждой точке прямой u , измеренное значение $p(u, \theta)$ является интегралом коэффициента затухания вдоль излучения относительно параллельных прямых от v

$$p(u, \theta) = \int_{-\infty}^{+\infty} \mu(x; y) dv \tag{3}$$

$\mu(x, y)$ Коэффициент затухания

θ -наклонный угол проекции

p _Превращающая от Радона

Совокупностью проекций для любых углов θ значений является превращающая от Радона $\mu(x; y): R[\mu] = p, p$ представляется собой функцию с двумя переменными u и θ .

Реконструкция 3D требует получение достаточно взгляд согласно разным направлениям похожим на реконструкцию физического объёма объекта с помощью много проекции 2D.[Feldkam, 1984]. Превращающая от Радона решает излучения по рангу угла. Реконструкция коэффициента затухания u через все проекции 2D означает перевернуть превращающую от Радона. Одно важных из преимуществ рентгеновской компьютерной микротомографии по изучению керна заключается в определении пористости и структуру порового пространства для прогноза фильтрационных емкостных свойств рассматриваемых отложений. (Saadat et al., 2011). Рентгеновская томография проводится также в сложных условиях, когда изготовить стандартные образцы не получается (Ketcham, Carlson, 2001; Еременко, Муравьева, 2012)

В нашей работе, были проведены микротомографические исследования на некоторые образцы (13 всего) от Усть-Оленекской-2370, Говоровской-1 и Дьяпальской-1 скважин для пермских отложения благодаря современному микротомографу Skyscan 1172 с разрешением 2 мкм от компании Bruker.

В первой очереди, согласно значительному количеству и качеству исследований структуры порового пространства пермских отложений были выделены следующие типы пустотного пространства: поровый, каверновой-поровый и микротрещиноватый.

- Поровый тип: _ емкость пространства является системой пор соединенных между собой а почти каналы отсутствуют. Из за перехода пор друг в друга, их морфологические формы становятся сложными. Данный тип относится к гранулярным и терригенным коллекторам с незначительного содержания глинистого цемента. (В. А. Кузьмин, Н. А. Скибицка, 2019)
- Каверно-поровый тип: _ Емкость пространства относится к системе пор, а соединяющих кавернами с количеством пор больше каверн.
- Трещиноватый тип: _ Емкость пространства соответствует присутствием микротрещин и встречается в плотных породах. Такие породы обладают непроницаемой матрицей.(В. А. Кузьмин, Н. А. Скибицка, 2019)

Тип порового пространства определяется в зависимости от преобладания пор или каналов и соотношения и размеров а название типов в адекватной литологии определения, второе слово представляется собой определяющий. Значения соотношения количество или диаметров пор и каналов соответствующий тип и сильно влияет на качества

фильтрационных емкостных свойств коллекторов. (В. А. Кузьмин, Н. А. Скибицка, 2019). При микротомографических исследованиях для пермских отложений, были получены только данные о типах пустотного пространства, а по результатам проницаемости, из за низких и незначительных полученных значений прибором <дарсиметр> проницаемости ничего не обнаружено.

Таблица 12: Типы порового пространства для пермских отложений от Усть-Оленекской-2370, Говоровской-1 и Дьяпальской-1

Тип порового пространства	Пермские отложения
Поровый	Устол22, Устол32, Устол 51, Устол45, Устол43, Устол49, Устол50, ГОВ17, ГОВ19, ГОВ20, Дьяп16,
Каверно-поровый	ГОВ21
Трещиноватый	Устол34

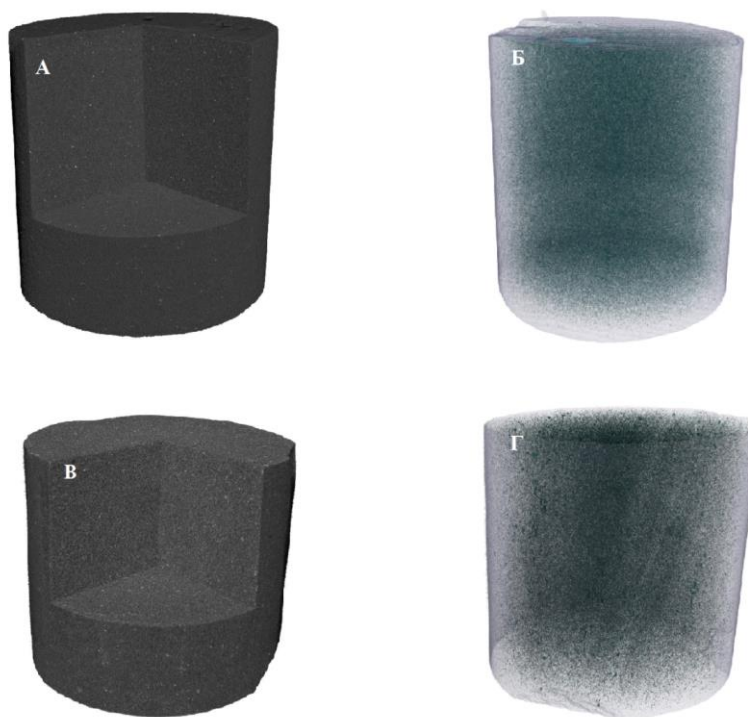


Рис.32. Реконструированные 3D модели исследуемых образцов Устол 22 (А, Б), общей пористостью 4,5% и ГОВ20 (В, Г) общей пористостью 3,22%. Для всех образцов, В и Г иллюстрируют поровый тип пустотного пространства.

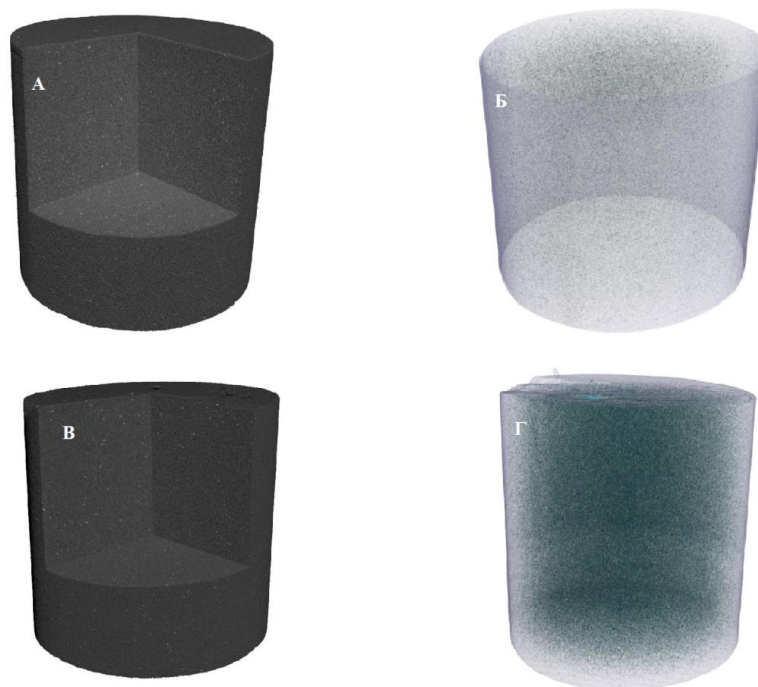


Рис.33. Реконструированные 3D модели исследуемых образцов Дьяп16 (А,Б), общей пористостью 10,92% и ГОВ17 (В,Г) общей пористостью 20,25%. Для всех образцов Б и Г иллюстрируют поровый тип пустотного пространства

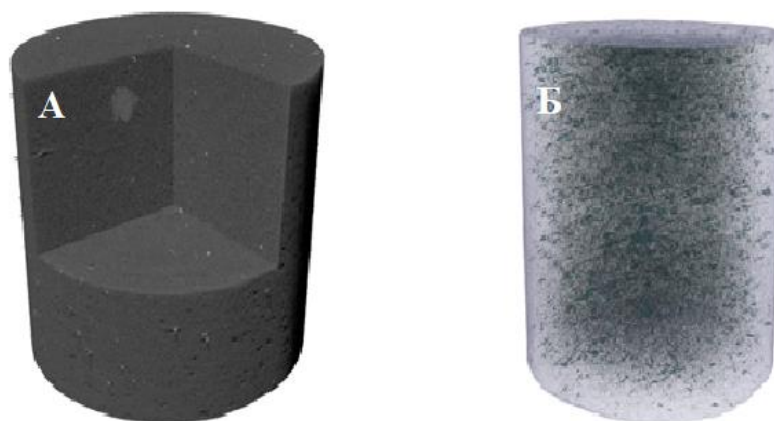


Рис.34. Реконструированные 3D модели исследуемых образцов ГОВ21(А, Б), общей пористостью 5,06%. Для образца, Б иллюстрирует каверно-поровый тип пустотного пространства.

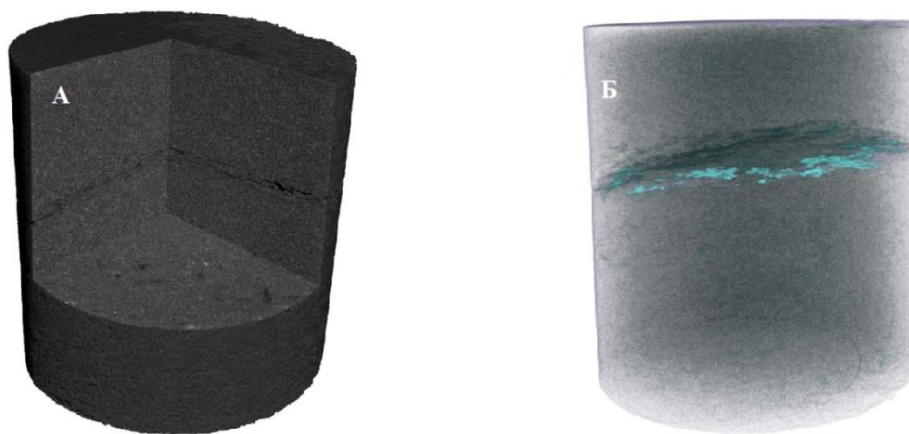


Рис. 35. Реконструированные 3D модели исследуемых образцов Устол 34 (А,Б), общей пористостью 4,3%. Для образца, Б иллюстрирует трещиноватый тип пустотного пространства.

Во второй очереди были получены значения коэффициентов всех видов пористости пермских отложений, то есть значения коэффициентов открытой, закрытой и общей пористости (таблицы 13).

Таблица 13: Результаты измерений коэффициентов всех видов пористости (13) коллекторов методом рентгеновской компьютерной микротомографии.

Коллекторы Усть- Оленекской- 2370 скважины	Коэффициент открытой пористости, К _о , %	Коэффициент закрытой пористости, К _з , %	Коэффициент общей пористости, К _п , %
УСТОЛ22	1,1	3,4	4,5
УСТОЛ32	0,1	2,5	2,6
УСТОЛ34	0,8	3,5	4,3
УСТОЛ43	5,3	1,0	6,3
УСТОЛ45	4,2	1,5	5,7
УСТОЛ49	13,6	1,18	14,78
УСТОЛ50	9,2	0,94	10,14
УСТОЛ51	7,23	1,7	8,93

Таблица 14: Результаты измерений коэффициентов всех видов пористости некоторых коллекторов Говоровкой-1 скважины методом рентгеновской компьютерной микротомографии

Коллекторы Говоровской-1 скважины	Коэффициент открытой пористости, K_o , %	Коэффициент закрытой пористости, K_z , %	Коэффициент общей пористости, K_p , %
ГОВ17	7,43	0,3	7,73
ГОВ19	6,23	4,17	10,4
ГОВ20	3,09	0,13	3,22
ГОВ21	3,35	4,77	8,12

Таблица 15: Результаты измерений коэффициентов всех видов пористости некоторых коллекторов Говоровкой-1 скважины методом рентгеновской компьютерной микротомографии

Коллекторы Дьяпальской-1 скважины	Коэффициент открытой пористости, K_o , %	Коэффициент закрытой пористости, K_z , %	Коэффициент общей пористости, K_p , %
Дьяп16	15,08	2,93	18,01

Для геологов и нефтяников, открытая (эффективная) пористость является одним из важных показателей, влияющих сильно на фильтрационно-емкостных свойств по оценке характеристик любых коллекторов. Отсюда следует проведение в главе 7 сравнения полученных значений открытой пористости с помощью прибора «поромер» и при помощи микротомографа Skyscan1172.

ГЛАВА 7. ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

В данной части будем рассматривать статистические анализы результатов исследований в каждой скважине для того, чтобы реализовать графические модели. Для проведения таких исследований нужно будет сравнивать между собой получаемые значения открытой пористости методами по прибору «поромер» и микротомографии и также полученные результаты от приборов «дарсиметр» и «поромер» для пермских отложений.

Следующий этап относится к сравнению получаемых результатов от рентгеновской компьютерной микротомографии и от традиционного метода прибора «поромер» для пермских отложений. Сравнение базируется, на осмотр разницы или отличие получаемых значений коэффициентов открытой пористости по каждому методу исследования.

Таблица 16: Сравнение коэффициентов открытой пористости методами микротомографии и прибора «поромер» пермских отложений Усть-оленинской-2370 скважины

Коллекторы - пермских отложений для всех трех скважин	Коэффициент открытой пористости по микротомографии, Ко, %	Коэффициент открытой пористости прибора «поромер», Ко, %
УСТОЛ22	1,1	1,077
УСТОЛ32	0,1	1,95
УСТОЛ34	0,8	0,72
УСТОЛ43	5,3	2,95
УСТОЛ45	4,2	2,14
УСТОЛ49	13,6	13,93
УСТОЛ50	9,2	8,12
УСТОЛ51	7,23	6,35
ГОВ17	7,43	5,24
ГОВ19	6,23	4,95
ГОВ20	3,09	2,80
ГОВ21	3,35	4,54
Дьяп16	15,08	17,18

В рассматриваемых таблицах, отмечается что значения открытой пористости по микротомографии, отмечается, что у девяти (9) образцов (Устол22, Устол34, Устол43, Устол45 Устол50, Усто51, ГОВ17, ГОВ19, ГОВ20) больше значений открытой пористости по прибору «поромер» а у четырех (4) значения образцов (Устол32, Устол49, ГОВ21 Дьяп16) меньше чем значения открытой пористости по прибору «поромер».

Основная часть всех образцов по сравнению, (10 из 13 образцов) обладает почти одинаковыми значениями открытой пористости, которые были получены по микротомографии и по прибору «поромер». И так, по сравнения по вычитанию, полученные значения обладают значением отклонения не более 3% которое меньше значения допустимого отклонения каждого используемого метода. Таким образом, можно делать вывод о том, что полученные значения открытой пористости по прибору «поромер» и микротомографии более и менее сходятся на допустимой промежуток согласно отклонению.

Согласно классификации по величине открытой пористости (таблица1) по Авдусину-Цветковой 1943, и по полученным значениям коэффициентов открытой пористости от микротомографии, рассматриваемые пермские отложения распределяются следующим образом: 6 образцов из 13 (Устол22, Устол32, Устол34, Устол45, ГОВ20, ГОВ21) относятся к классу E малой емкости, 5 образцов (Устол43, Устол50, Устол51, ГОВ17, ГОВ19) из 13 к D классу средней емкости, 1 образца из 13 (Устол49) к C классу средней емкости и 1 образец из 13 (Дьяп16) к B класса большой емкости.

При классификации терригенных пород по Ханину (1969г) рис.29, наши рассматриваемые образцы согласно результатам значений открытой пористости по микротомографии, соответствующие: не имеющим промышленного значения класса VI (1 образец: Устол32 из 13), низкой емкостью класса V (6 образцов: Устол22, Устол34, Устол43, Устол45, ГОВ20, ГОВ21 из 13), пониженной емкостью класса IV (4 образца: Устол50, Устол51, ГОВ17, ГОВ20 из 13), средней емкостью класса III (1 образец: Устол49 из 13) и высокой емкостью класса II (1 образец: Дьяп16 из 13).

Основная часть образцов пермских отложений Усть-Оленекской-2370, Говоровской-1 и Дьяпальской-1 скважин исследуемых по микротомографии отражает низкие фильтрационно-емкостные свойства. Следовательно результаты полученных значений открытой пористости этого метода подтверждают сходимость с полученными значениями открытой пористости по прибору «поромер».

Статистические анализы представляют собой метод оценки получаемых результатов

согласно статистическим теориям. В практике чаще всего используется коэффициент корреляции для поиска взаимосвязи между двумя переменными.

Коэффициент корреляции Пирсона (1857-1936) r определяет наличие и отсутствие между двумя переменными и оценивает также статистическую значимость. У данного коэффициента комплексное вычисление поэтому обычно используют калькулятор или математическое приложение.

Для оценки наших результатов исследований были использованы коэффициенты корреляции и t-критерия

Коэффициенты корреляция r представляется собой измерение, оценивающее силу взаимосвязи между двумя переменными

$$r = \frac{\sum(x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x_i - \bar{x})^2 \cdot (y_i - \bar{y})^2}} \quad (4)$$

x_i -Значения x , y_i -значения y , \bar{x} -среднее арифметическое значение x , \bar{y} - среднее арифметическое значение y .

В практике коэффициент корреляции колеблется от -1 и 1. Согласно таблице Чеддока:

$r < 0,3$ – Слабая корреляция

$0,3 < r < 0,5$ – Умеренная корреляция

$0,5 < r < 0,7$ – Заметная корреляция

$0,7 < r < 0,9$ – Высокая корреляция

$r > 0,9$ – Весьма высокая корреляция

Для подтверждения оценки статистической значимости коэффициента корреляции r существует -критерия Стюдента вычисляемого по следующей формуле:

$$tr = \frac{r\sqrt{n-2}}{\sqrt{1-r^2}} \quad (5)$$

Нужно сравнить полученное значение с критическим значением (таблица 11) при определенном предельном уровне и числе степени свободы $n - 2$ (n – количество значений). Следовательно, появляются две гипотезы, первая гипотеза в том, что, если $t_r > t_{\text{крит}}$, то первая делаем вывод о том, что существует статистически значимая хорошая корреляция, а вторая гипотеза, если $t_r < t_{\text{крит}}$, то относится к нулевой гипотезе, объясняющей отсутствие корреляции между переменными.

С помощью приложения «Microsoft Excel» были быстрее рассчитаны коэффициенты

корреляции и критерия и построен график линейной зависимости.

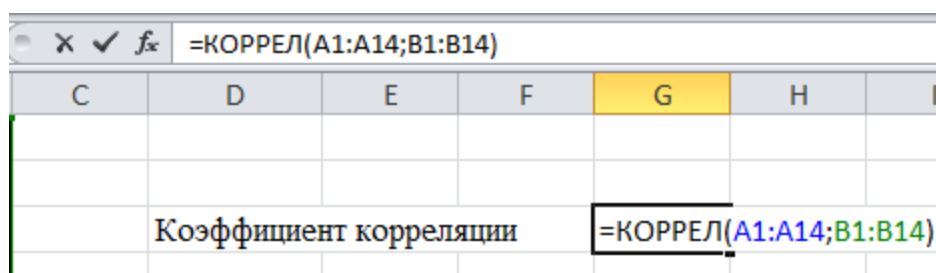


Рис. 36. Пример способа для расчета коэффициента корреляции двух переменных в «Excel»

$\alpha/2$	0.50	0.25	0.20	0.15	0.10	0.05	0.025	0.01	0.005	0.001	0.0005
α	1.00	0.50	0.40	0.30	0.20	0.10	0.05	0.02	0.01	0.002	0.001
n-1											
1	0.000	1.000	1.376	1.963	3.078	6.314	12.71	31.82	63.66	318.31	636.62
2	0.000	0.816	1.061	1.386	1.886	2.920	4.303	6.965	9.925	22.327	31.599
3	0.000	0.765	0.978	1.250	1.638	2.353	3.182	4.541	5.841	10.215	12.924
4	0.000	0.741	0.941	1.190	1.533	2.132	2.776	3.747	4.604	7.173	8.610
5	0.000	0.727	0.920	1.156	1.476	2.015	2.571	3.365	4.032	5.893	6.869
6	0.000	0.718	0.906	1.134	1.440	1.943	2.447	3.143	3.707	5.208	5.959
7	0.000	0.711	0.896	1.119	1.415	1.895	2.365	2.998	3.499	4.785	5.408
8	0.000	0.706	0.889	1.108	1.397	1.860	2.306	2.896	3.355	4.501	5.041
9	0.000	0.703	0.883	1.100	1.383	1.833	2.262	2.821	3.250	4.297	4.781
10	0.000	0.700	0.879	1.093	1.372	1.812	2.228	2.764	3.169	4.144	4.587
11	0.000	0.697	0.876	1.088	1.363	1.796	2.201	2.718	3.106	4.025	4.437
12	0.000	0.695	0.873	1.083	1.356	1.782	2.179	2.681	3.055	3.930	4.318
13	0.000	0.694	0.870	1.079	1.350	1.771	2.160	2.650	3.012	3.852	4.221
14	0.000	0.692	0.868	1.076	1.345	1.761	2.145	2.624	2.977	3.787	4.140
15	0.000	0.691	0.866	1.074	1.341	1.753	2.131	2.602	2.947	3.733	4.073
16	0.000	0.690	0.865	1.071	1.337	1.746	2.120	2.583	2.921	3.686	4.015
17	0.000	0.689	0.863	1.069	1.333	1.740	2.110	2.567	2.898	3.646	3.965
18	0.000	0.688	0.862	1.067	1.330	1.734	2.101	2.552	2.878	3.610	3.922
19	0.000	0.688	0.861	1.066	1.328	1.729	2.093	2.539	2.861	3.579	3.883
20	0.000	0.687	0.860	1.064	1.325	1.725	2.086	2.528	2.845	3.552	3.850

Рис.37. Значения распределения коэффициентов Стюдента

Коэффициент корреляции | **0,4787**

Рис.38. Коэффициент корреляции между абсолютной газопроницаемостью и открытой пористостью приборам «Дарсиметр» и «Поромер» для пермских отложений в «Excel».

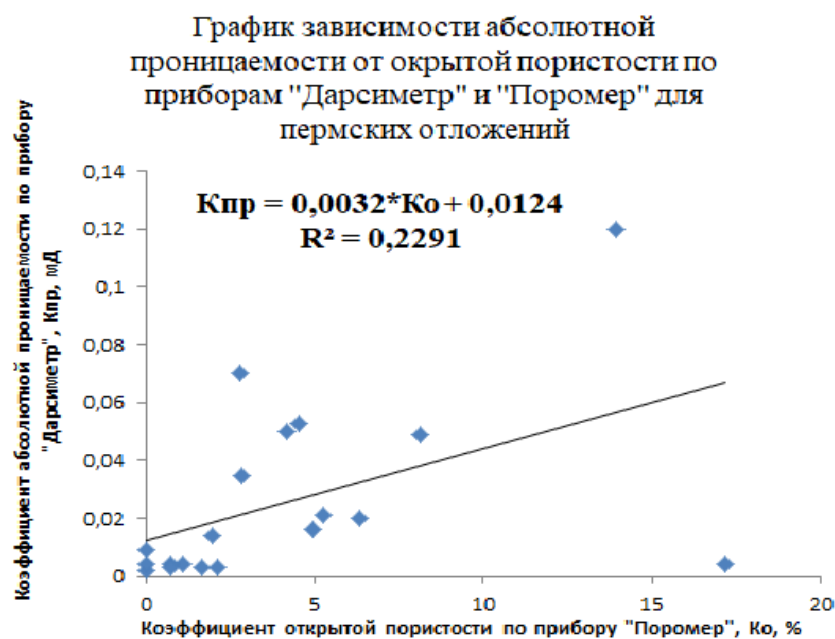


Рис.39. График зависимости абсолютной газопроницаемости и открытой пористости приборам «Дарсиметр» и «Поромер» для пермских отложений

Для подтверждения результатов расчета также коэффициент корреляции может быть рассчитан через коэффициент детерминации в графике

$$r = \sqrt{R^2} = \sqrt{0,2291} = 0,4787$$

$$t_r = \frac{r\sqrt{n-2}}{\sqrt{1-r^2}} = t_r = \frac{0,4787 * \sqrt{17}}{\sqrt{1-0,4787^2}} = 2,248$$

При построении, полученное значение коэффициента корреляция $r = 0,48$, такое значение отражает умеренную корреляцию между открытой пористостью и абсолютной газопроницаемостью для пермских отложений в северо-востоке Сибири. Далее согласно таблице 11 значения распределения коэффициентов Стюдента если допускаем уровень значимости $p = 0,05$ а степень свободы $f = n - 2 = 19 - 2 = 17$, то критическое значение $t_{крит} = 2,110$ и рассчитанное $t_r = 2,248$. В данном случае $t_{крит} < t_r$, поэтому можно подтвердить о наличии умеренной корреляции между открытой пористостью и абсолютной проницаемостью для пермских отложений северо-востока Сибири. Такая корреляция между открытой пористостью и абсолютной проницаемостью доказывает низкие и незначительные или слабые значения фильтрационно-емкостных свойств для пермских отложений северо-востока Сибири.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы реализованы сбор и анализы литератур по исследуемым регионам, петрографические исследования пермских отложений Усть-Оленекско-2370, Говоровской-1 и Дьяпальской-1, определение фильтрационно-емкостных свойств рассматриваемых скважин и также были оценены эти данные фильтрационно-емкостные свойств согласно промышленной значимости пермских отложений в качестве коллекторов.

Петрографическое изучение показало, что пермские отложения северо-востока Сибири (Лено-анабарской прогиб и Приверхоянский прогиб) Усть-Оленекской-2730, Говоровской-1 и Дьяпальской 1 скважин по составу соответствующие полевошпат-кварцевыми граувакками и обладают плохими коллекторскими свойствами из-за наличия карбонатных и глинистых цементов между зернами, средне-плохих сортировок и слабо-угловатых окатанностей. Убывание пористости и проницаемости обычно относятся к наличию всех вышеперечисленных характеристик.

Фильтрационно-емкостные исследования проведены с помощью прибора «поромер» для определения величины коэффициентов открытой пористости показали, что по величинам открытой пористости пермские отложения имеют малую емкость (класс E) пористости (14 образцов из 19), среднюю емкости класса D (3 образца из 19), среднюю емкость класса C (1 образец из 19) и большую емкость класса B (1 образец из 19). Полученные величины абсолютной газопроницаемости с помощью прибора «дарсиметр» по классификации Теодоровича, все коллекторы пермских отложений являются непроницаемыми.

Результаты рентгеновской компьютерной микротомографии подробно показали сходимость между полученными результатами фильтрационно-емкостных свойств методами приборов «поромер» и «дарсиметр», о том, что большое количество пермских отложений северо-востока Сибири имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства.

В конце нашей работы, все исследования подтвердили, что, пермские отложения северо-востока Сибири, почти имеют плохие проницаемости, а их емкости, варьирующие в большинстве от малых до средних. Такие характеристики коллекторов для геологов и нефтяников относятся в разведке к плохим качествам.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЛИТЕРАТУР

1. Большианов Д. Ю., Василев Б. С., Виноградова Н. П. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000. Серия Лаптево-Сибироморская. Листы S-51- Оленекский зал., S-52 - дельта Лены. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая Фабрика ВСЕГЕИ, 2014.
2. Грамбер И. С. Перспективы нефтегазоносности северо-Восточной Сибири Северо-Востока СССР. Ленинград, 1973 с 5-15.
3. Тектоника, геодинамическая и металлогения территории Республика Саха (Якутия)- М. : МАИК «Наука / Интерпериодика», 2001.-571 с
4. Фомин М. А., Моисеев С. А., Фомин А. М. //Очаги возможной генерации природных битумов Оленекского месторождения, 2015, с 192-196.
5. Конторович А. Э., Конторович В. А., Моисеев С. А., Соловьев М. В., // Структурно-тектоника характеристика Лено-Анабарского прогиба.
6. Анциферов А. С. и др., Геология нефти и газа Сибирской платформы. М: «Недра», 1981,
7. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов: учебное пособие / Н. М. Недоливко, А. В. Ежова; Томский политехнический университет.- Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. -172 с.
8. Walsh J. B., Brace W. F., Elasticity of rock: A review of recent theorotical studies, Roch Mech. Eng. Geol., 4, 1966 p.283
9. Печерин В. Н., Определение пористости горных пород : метод. указания /В. Н.. – Ухта: УГТУ, 2013 – 14 с.
10. Кошелкина З. В., Стратиграфия и двустворчатые моллюски юрских отложений Вилюйской синеклизы Приверхоянского краева прогиба: Труды Северо-Восточного комплексного научного-исследовательского института, Магадан 1963, -280 С
11. Тананихын Д. С. Физика пласта: Методические указание для практических занятий /Национальный минерально-сырьевой университет СПб. 2015
12. Кузьмин В. А., Скибицкая Н. А. Микроструктурны параметры емкостного

- пространство пород перспективных отложений республики Калмыкия // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 3(2). <http://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art8>
13. Режим доступ: <https://www.rx-solutions.com/>
 14. Saadaat K., Rahimpour-Bonab H., Esfahani M. R., Vali J. Empirical correlation for porosity deduction from X-ray computed tomography (CT) // JGeop 1 (2), 2011, P 47-54
 15. С. В. Фролов, Е. Е. Карнюшиа, Н. И. Карбова, Е. А. Бакай, Н. С. Кудина, О. О. Крылов, А. А. Тарасенко Особенности строения, осадочные комплексы углеводородные системы Лено-Вилуйского нефтегазоносного бассейна. Георесурсы, 21(2). С. 13-30
 16. Helene H. M; Francois H; Stephane R., La tomographie en sciences et mecanique des materiaux: voyage aux centres des materiaux // ENS CACHAN, 2014, с 1-10.
 17. Feldkamp L. A. Davis L. S. Kress D. W., Practical cone-beam algorithm. // J. Opt. Soc. Amer. A. 1984. V.1, No.6. P612-619
 18. Грамберг И.С., Стратиграфия пермских отложений Анабарского района и смежной территории северного края Сибирской платформы // Тр. Института геологии Арктики. Т. 37, вып. 2. Л., Гостоптехиздат, 1953, с. 213-216.
 19. Гайдук В. В., Прокопьев А. В., Методы изучения складчато-надвиговых поясов. Новосибирск: «Наука» Сибирское предприятие РАН, 1999. 159 с
 20. Граусман В.В. Геологический разрез Усть-Оленекской скв. 2370 (инт. 3605-2700) // Тихоокеанская геология, 1995, т. 14, № 4, с. 137-140.
 21. Игrevский В.И., Семенович В.В., Грамберг И.С., Макаров К.К. Перспективы нефтегазоносности и вопросы освоения нефтегазовых ресурсов Сибирской платформы // Советская геология, 1976, № 6, с. 3-11.