

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа ИШПР

Направление подготовки 21.4.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Оптимизация определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов при подсчете запасов на примере Крапивинского нефтяного месторождения

УДК 552.578.2.061.4:532(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Пономарев Олег Андреевич		17.08.2018

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		17.08.2018

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		17.08.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		17.08.2018

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Чернова О.С	к.г.-м.н.		17.08.2018

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

 (Подпись) _____ (Дата) Чернова О.С.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Пономареву Олегу Андреевичу

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.08.2018 №7260/с
---	--------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.08.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологическое описание Крапивинского нефтяного месторождения. 2. Описание керна в каждой опорной скважине. 3. Результаты интерпретации ГИС. 4. Описание минералогического состава некоторых участков пласта Ю₁³.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Определение степени влияния литолого-фациальной зональности на петрофизические параметры. 2. Подбор наиболее оптимальных моделей для определения петрофизических параметров в каждой отдельной зоне. 3. Оценка влияния фациальных зон на промышленные запасы. 4. Экономическая эффективность применения оптимальных методов определения петрофизических параметров.

Перечень графического материала	1. Графики зависимостей двух определенных параметров. 2. Кросс-плоты, отображающие степень корреляции. 3. Готовые (проинтерпретированные) планшеты выбранных опорных скважин.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	Меркулов В.П.
Иностранный язык	Максютин К.Ю.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.07.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		10.07.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Пономарев О.А.		10.07.2018

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Пономареву Олегу Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i>	<p>Рабочее место – офис</p> <p>Вредные факторы- повышенный уровень шума; повышенная пульсация светового потока; загрязнение воздуха пылью; широкий спектр излучения от дисплея; повышенный уровень электромагнитных излучений;</p> <p>Опасные факторы – пожар, температурное воздействие, высокие давления</p> <p>Отрицательные воздействия на окружающую среду-загрязнение атмосферы, гидросферы.</p> <p>Чрезвычайные ситуации – пожары, взрывы</p>
<i>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме:</i>	<p>Нормативно-правовые акты международного сообщества, нормативно-технические документы. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i>	<p>Процесс нефтедобычи является наиболее мощным и длительно действующим источником воздействия на недра, поскольку сопровождается изъятием из них на протяжении десятилетий, в больших объемах природных ресурсов (нефть, пластовых вод и попутного нефтяного газа) и закачкой в недра для системы ППД сточных вод (в основном, попутных), а при их недостатке – свежих. специально добываемых подземных вод.</p>
<i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i>	<p>Пожароопасность, взрывоопасность, опасность поражения молнией, поражение электрическим током (защитное заземление и зануление), работа с химическими реагентами, механические травмы.</p>
<i>3. Охрана окружающей среды:</i>	<p>Устранение отходов бытового мусора и отходам жизнедеятельности человека. Своевременная утилизация товаров ртутного производства после</p>

	эксплуатации хранение вредных товаров в рамках определенных норм и стандартов.
4. <i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i>	Возможные ЧС: пожары, взрывы, отравления вредными веществами.
5. <i>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i>	Меры безопасности при эксплуатации компьютеров, оборудований.
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	Схема действий при возникновении ЧС.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.07.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		10.07.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Пономарев О.А.		10.07.2018

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Пономареву Олегу Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка затрат на проведения лабораторных и полевых исследований.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Капитальные затраты на проведения геофизических исследований.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Выручка компании приходит от продажи нефти из корректно подсчитанных извлекаемых запасов
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Расчет экономической эффективности применения более оптимальных методов определения петрофизических параметров
<i>2. Разработка устава научно-технического проекта</i>	Методические рекомендации по выбору более оптимальных методов для определения ФЕС.
<i>3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Анализ экономической эффективности предложенных методов
<i>4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Сравнительные расчеты доходов от продажи имеющихся запасов.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
Графический материал не использовался	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.07.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		10.07.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Пономарев О.А.		10.07.2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения Весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

Магистерской диссертации

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.08.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2018	Общие сведения и геолого-физическая характеристика месторождения	10
15.03.2018	Анализ и интерпретация геофизических исследований скважин	25
01.04.2018	Фациальный анализ	25
30.04.2018	Просчет параметров для каждой фациальной обстановки	25
05.05.2018	Социальная ответственность	5
10.05.2018	Финансовый менеджмент	5
15.05.2018	Приложение на иностранном языке	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		10.07.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С.	к.г.-м.н.		10.07.2018

**ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем.
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ГИС – геофизические исследования

ФЭС – фильтрационно-емкостные свойства

ЛФА – литолого-фациальный анализ

СП – самопроизвольная поляризация

ГК – гамма каротаж

НГК – нейтронный гамма каротаж

ЯМК – ядерно-магнитный каротаж

БК – боковой каротаж

ИК – индукционный каротаж

АК – акустический каротаж

ВНК – водонефтяной контакт

ЧНЗ – чисто нефтяная зона

ЧВЗ – чисто водяная зона

ВНЗ – водонефтяная зона

CNL – compensated neutron log

LLD – lateral log device

СТОИР – stock tank oil initial in place

КИН - коэффициент извлечения нефти

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 107 страниц, 38 рисунков, 11 таблиц, 15 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: Крапивинское месторождение, фациальный анализ, геофизические исследования скважин, глинистость, пористость, проницаемость, флюидонасыщенность, фильтрационные емкостные свойства пласта.

Объектом исследования является Крапивинское нефтяное месторождение.

Цель работы – Выбор наиболее оптимальных методов определения петрофизических параметров, оценка степени влияния результатов полученных из основных и второстепенных уравнений ФЕС пласта.

В процессе исследования проводились – Интерпретация данных полученных геофизическими исследованиями в 9 выбранных опорных скважинах, рассматривались несколько уравнений для оценки их корреляции с керновыми данными.

В результате исследования определены наиболее оптимальные методы определения петрофизических параметров для каждой зоны, на основе которых были рассчитаны запасы и оценена степень разницы при не корректном выборе методов.

Оглавление

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки.....	9
РЕФЕРАТ	10
Введение	13
1. Литературный обзор.....	14
1.1 Методы определения глинистости.....	15
1.2 Методы определения пористости	16
1.3 Методы определения водонасыщенности.....	17
1.4 Методы определения проницаемости.....	18
2. Краткая характеристика Крапивинского нефтяного месторождения	20
3. Геология Крапивинского месторождения	21
3.1 Геологическая изученность месторождения	21
3.2 Литология.....	22
3.3 Стратиграфия	22
3.3.1 Пласт Ю ₁ ²	23
3.3.2 Пласт Ю ₁ ³	24
3.4 Седиментология	25
3.5 Особенности тектоники	31
4. Расчетная часть	35
4.1 Исходные данные	35
4.2 Расчет глинистости.....	38
4.3 Расчет пористости	40
4.4 Расчет проницаемости.....	47
4.5 Определение водонасыщенности	50
4.6 Определение эффективной нефтяной толщи	54
4.6.1 Критерий отсечения водонасыщенности	54
4.6.2 Критерий по глинистости	55
4.6.3 Критерий отсечения по пористости.....	56
4.6.4 Критерий отсечения по проницаемости	56
5. Результаты проведенного исследования.....	58
5.1 Глинистость.....	68
5.2 Пористость	68

5.3 Проницаемость.....	69
5.4 Водонасыщенность.....	70
5.5 Определение коллекторских частей пласта	71
5.6 Определение среднего значения	72
6. Социальная ответственность	73
6.1 Профессиональная социальная безопасность	73
6.2 Производственная безопасность	74
6.3 Анализ вредных факторов	74
6.4 Экологическая безопасность	77
6.5 Пожарная безопасность.....	77
6.6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	78
Заключение.....	82
Список использованных источников	84
Приложение.....	85

Введение

Целью данной работы является изучение пространственных закономерностей изменения петрофизических параметров, которые зависят от литолого-фациальной зональности месторождений. Для исследования данной работы Крапивинское месторождение было выбрано в качестве объекта исследования. Поэтому, одной из задач является изучение фациальной особенности Крапивинского месторождения, а также, проведение анализа методов определения таких параметров, как глинистость, пористость, проницаемость и водонасыщенность в выделенных фациальных зонах. Более того, применить разные модели для расчетов выше перечисленных петрофизических параметров, которые могут выдать высокое сходство со значениями керновых данных. А также, оценить степень влияния не корректно подобранных моделей и методов, которые имеют наиболее высокую степень корреляции со значениями керновых данных.

Данная работа имеет важную научную и практическую значимость, так как литолого-фациальная зональность может напрямую повлиять на объем промышленных запасов любого месторождения. В качестве исследуемого объекта был выбран Крапивинское нефтяное месторождение, так как оно имеет сложно построенную структуру. Расчеты проводились только для пласта Ю₁³, т.к. в данном пласте сконцентрированы основные промышленные запасы. Пласт Ю₁³ имеет неоднородное литологическое распределение петрофизических свойств, как по латерали, так и по вертикали. К этому времени специалисты, которые занимались оценкой петрофизических параметров данного месторождения, предложили вести специально созданное программное обеспечение для условий анализируемого пласта.

Но, в результате работы мной было выяснено, что создание уравнений для каждой зоны не обязательно, если применить имеющиеся интерпретационные модели индивидуально для каждой зоны. Важными результатами в данной работе, на мой взгляд, является применение редко используемых моделей, которые были разработаны для конкретных условий. Стоит отметить, что некоторые из этих моделей, созданные в основном специалистами Шлюмберже, показывают более высокую сходимость с керновыми данными. К примеру, уравнение Херрон-Херрон, которое было создано для условий, где наблюдается неоднородное распределение составляющих породы минералов, а также, в основном в чисто нефтяной зоне подразумевает поправку на углеводороды в нейтронном каротаже был рекомендован мной после расчетов для зоны 1в исходя из керновых данных скважин № 191, 204. Подобные рекомендации были выработаны и для

других фациальных зон. Полученные средние значения по каждому параметру из рекомендованных методов для каждой зоны отдельно, имеют наиболее высокую степень корреляции с керновыми данными, что позволяет считать их более корректными. Полученные значения ФЕС, а также подсчитанные на этой основе запасы рассмотрены, как наиболее корректные значения. Более того, выбор модели для каждой зоны индивидуально позволяет избежать заниженных либо завышенных запасов, а также минимизирует неопределенности в разработке в будущем.

1. Литературный обзор

Актуальность данного исследования обусловлена вариацией петрофизических параметров по всей площади месторождений, которые в первую очередь влияют на рост неопределенности при подсчете запасов, а также при разработке и эксплуатации месторождений.

Для качественного изучения и планирования разработки и эксплуатации месторождений углеводородов необходимо создание вариантов петрофизических моделей коллекторов. Набор физических свойств во многом определяется литологическим составом и условиями образования горных пород. Поэтому одной из основных целей подобных работ является выявление пространственных закономерностей изменения петрофизических параметров, свойств коллекторов в зависимости от литолого-фациальной зональности месторождения.

Работы на подобную тему из-за своей актуальности были проведены и анализированы несколькими специалистами ранее. В качестве примера можно привести недавно опубликованную работу Кривошекова Сергея Николаевича-доцента Пермского Политехнического Университета. В его работе он перечисляет трудности, которые возникают при изучении и эксплуатации резервуаров, которые были сформированы во время разных смен циклов осадконакопления, а также неоднородности изученных им объекта. Поэтому, как он утверждает для рациональной схемы разработки месторождений и оптимизации работы скважин необходимо детальное изучение строения пласта, определение латерального распространения фациальных зон. Корректный подбор петрофизических моделей является важным этапом работы. Перечисленные действия были реализованы и анализированы на примере месторождения им. Архангельского, для которого были оценены петрофизические параметры в каждой фациальной зоне, а также была построена и проанализирована фациальная модель. [11]

Кандидат технических наук Пермского Технического Университета Филькина Наталья Александровна в своей научной работе обсуждает «Вероятностно-статистическое обоснование фациальной зональности девонских терригенных отложений». В работе отмечается, что возможность использования данных ГИС для прогнозирования определенных по керну фаций и литологических разностей горных пород научно подтверждено. Кроме того, было установлено, что прогнозирование литолого-фациальных особенностей в разрезах скважин является более предпочтительным, чем прогнозирование литологических разностей, так как в первом случае прогноз связан с генетическими особенностями продуктивных толщ обеспечивает более глубокое и адекватное познание их строения. [13]

В работе говорится, что разработаны методологические подходы к прогнозу литолого-фациальной неоднородности, которая предполагает перенос данных о фациях с изученных по керну интервалов на неизученные интервалы с помощью ГИС. Можно утверждать, что эта методика является логическим продолжением ЛФА керна. В результате была получена вероятностная литолого-фациальная характеристика разреза (вероятностная кривая), которая содержит информацию о петрофизических свойствах пород и служит основой для создания детализированных трёхмерных геологических моделей. Перечисленные выше утверждения были выработаны и анализированы на примере сразу нескольких месторождений, таких как Кустовское, Андреевское и МалоУсинское. [13]

Следовательно, как в выше перечисленных работах, так и в этой работе были рассмотрены несколько моделей для определения таких параметров, как глинистость, пористость, проницаемость и водонасыщенность. А также, несколько разных способов были рассмотрены в расчетах при решении поставленных задач в данной работе.

1.5 Методы определения глинистости.

Метод определения глинистости с помощью данных по нейтронному каротажу был рекомендован для песчаных тел с низкими показателями пористости. К тому же, особенность матрицы породы имеет низкий эффект влияния на этот показатель. Комплексный метод для определения того же параметра с помощью каротажей сопротивления рекомендовано применять в пластах с высокими значениями сопротивления. [7] Метод вычисления объема глин в породе с помощью данных гамма каротажа может показать хорошие результаты в пластах с меньшим содержанием урана, где радиоактивные соли преимущественно сконцентрированы в породе. Преимуществом данного метода является его простота, быстрота и надежность полученных данных. Он

может быть применен для пород, где наблюдается большое количество таких минералов как калий, торий, с помощью кривой, в которой ведется поправка на уран и на диаметр скважины. Не эффективные результаты были получены в породах, где находится меньшее содержание минералов высокого сопротивления. [8]

Метод ПС для определения глинистости широко используется в условиях, где наблюдается разница в сопротивлениях бурового раствора и пластовой воды. Для оценки объема глин необходимо иметь интервал 100 % песчаника (чистого) и глины. Он является более простым и быстрым для расчетов методом. Но метод имеет низкое вертикальное разрешение и завышает объем глин в зонах насыщения углеводородами. Метод не работает в зонах, где нет разницы сопротивлений бурового раствора и пластовой воды. [7]

1.6 Методы определения пористости

Для определения пористости существуют разные методы и в данной работе были рассмотрены некоторые среди них:

- пористость из плотностного каротажа: является наиболее желаемым методом для определения, как общей пористости, так и эффективной в породах, состоящих из одного или нескольких минералов в флюидонасыщенных пластах. Дает хорошие результаты в комбинации с керновыми данными плотности скелета; [7]

- пористость из нейтронного каротажа: показывает слабо искаженные данные при оценке общей пористости в флюидонасыщенных пластах. Достаточно чувствителен к газу и глинам. В зонах, где пласт насыщен флюидами, которые имеют низкий показатель водородного индекса, пористость будет занижена. Во всяком случае, желательно использовать поправки на углеводороды; [8]

- пористость из акустического каротажа: метод является эффективным при определении пористости в породах, насыщенных водой либо нефтью. Метод считается также простым и быстрым, но чувствителен к пластовому давлению и сжимаемости породы, особенно в разуплотненных разностях;

- пористость из комбинации двух каротажей: плотностного и нейтронного: обеспечивает хорошую чувствительность на литологию, углеводороды и глинистость. Менее эффективен в скважинах с большим диаметром. Часто применяется в чистых песчаниках; [6]

- пористость с поправкой на углеводороды: в пластах, насыщенных углеводородами, вводятся поправки на углеводороды, чтобы получить более корректные значения. Для этого уравнение включает такие константы, как: $\alpha=0.22$; $\beta=0.78$; $\gamma=0.1$. [8]

- пористость из уравнения Раймера-Ханта-Гарднера: эмпирическое уравнение широко используется в песчаниках, где наблюдается высокое содержание глин, насыщение газом, а также повышенная трещиноватость.

- пористость из уравнения, где учитывается минеральный состав: рекомендовано для следующих условий:

- в случаях, когда порода преимущественно состоит из 2-3 минералов;
- однородное распространение составляющих минералов по вертикали и латерали;
- высокое содержание глин (каолинит).

Данный метод оказался применимым для многих фациальных зон пласта Ю₁³ и был рекомендован в качестве уравнения, которое показывает наиболее достоверный петрофизический параметр. [7]

1.7 Методы определения водонасыщенности

Определение водонасыщенности часто включает в себя значение пористости, данные по каротажам сопротивления, значение сопротивления пластовой воды.

Для определения водонасыщенности существуют также разные методы и в данной работе были рассмотрены некоторые среди них:

- формула Арчи Дахнова: наиболее широко используемое уравнение для расчетов насыщения породы. Но необходимо внести изменения в некоторых породах при использовании формулы:

- Не Арчи поровая геометрия (межгранулярные и межкристаллические);
- Проводящие минералы, такие как глина или пирит;
- Пресная пластовая вода. [8]

Данный метод успешно был применен в этой работе и рекомендован как основная модель определения водонасыщенности.

Кроме данного метода основными уравнениями считаются уравнение Вортингтона, а также Патчетта и Херрика.

Более того, существуют такие методы, как Симанду и Индонезийский, которые были созданы в основном для соленых пластовых вод и среднего содержания рассеянной глинистости. Уравнение Симанду показало хорошие результаты в определенных фациальных зонах исследуемого месторождения.

- уравнению двойной воды, Ваксмана и Смита были созданы для всех водных растворов различной солености и среднего содержания рассеянной глинистости. [8]

- уравнение общей глины также нашло широкое применение для определения водонасыщенности. Оно было создано для применения в мощных песчаных телах с глинистыми прослойками (слоистая глинистость).

- уравнение Поупона также было рассмотрено в данной работе. Уравнение изначально было сформировано для песчаных пластов с высоким содержанием глин, а также благоприятные результаты были получены в алевритистых песчаниках.

1.4 Методы определения проницаемости

Оценка проницаемости породы в пласте является одной из важных процессов определения петрофизических свойств пласта. Существуют много разных уравнений, которые были сформулированы для конкретных условий. В данной работе при оценке проницаемости пласта $Ю_1^3$ были рассмотрены некоторые из них:

- наиболее часто используемым, а также логичным для использования методом является уравнение, полученное из зависимости значений проницаемости и пористости (абсолютной) из керновых исследований. В большинстве случаев этот метод дает более корректные результаты в случае достаточности необходимых данных. Он является основным уравнением почти во всех фациальных зонах пласта в данной работе и был рекомендован как первичная модель для расчетов данного параметра. [7]

- уравнение Тимура: было выведено специалистами для определения проницаемости в определенной части месторождения в Мексиканском Заливе.

- метод Люсии - широко применяется в карбонатных породах. Более того, в данной работе были рассмотрены такие методы как:

- уравнение Тиксье, которое было рекомендовано в качестве вторичных методов для определенных зон данного пласта;
- уравнение определения проницаемости с учетом минерального состава породы;
- уравнение определения проницаемости с помощью параметра пористости, которое также показало хорошую степень корреляции в некоторых зонах;
- простое уравнение Коатса;
- уравнение Коатса-Думанойра. [6]

Методы определения петрофизических свойств пласта, которые были перечислены выше с условиями применения, были применены в данной работе. Результаты, которые были получены в итоге расчетов, приведены в разделе «Результаты».

2. Краткая характеристика Крапивинского нефтяного месторождения

В административном отношении Крапивинское нефтяное месторождение расположено в Томской области, и лишь небольшая по площади его юго-западная часть входит в состав Омской области. Недропользователем месторождения на территории Томской области является ОАО «Томскнефть». Месторождение входит в Игольскую группу месторождений, среди которых наиболее крупными являются разрабатываемые Игольско–Таловое, Крапивинское и Западно–Моисеевское нефтяные месторождения. В экономическом отношении район развит слабо. Электропитание и транспортировка нефти осуществляется по ЛЭП и нефтепроводу, объединяющим Крапивинское, Игольское, Герасимовское и Лугинецкое месторождения. Дорожная сеть развита в рамках обустройства месторождения с выходом на бетонную дорогу, соединяющую Васюганскую группу месторождений с Игольско–Таловым месторождением, пос. Новый Васюган и г. Стрежевой. [3]

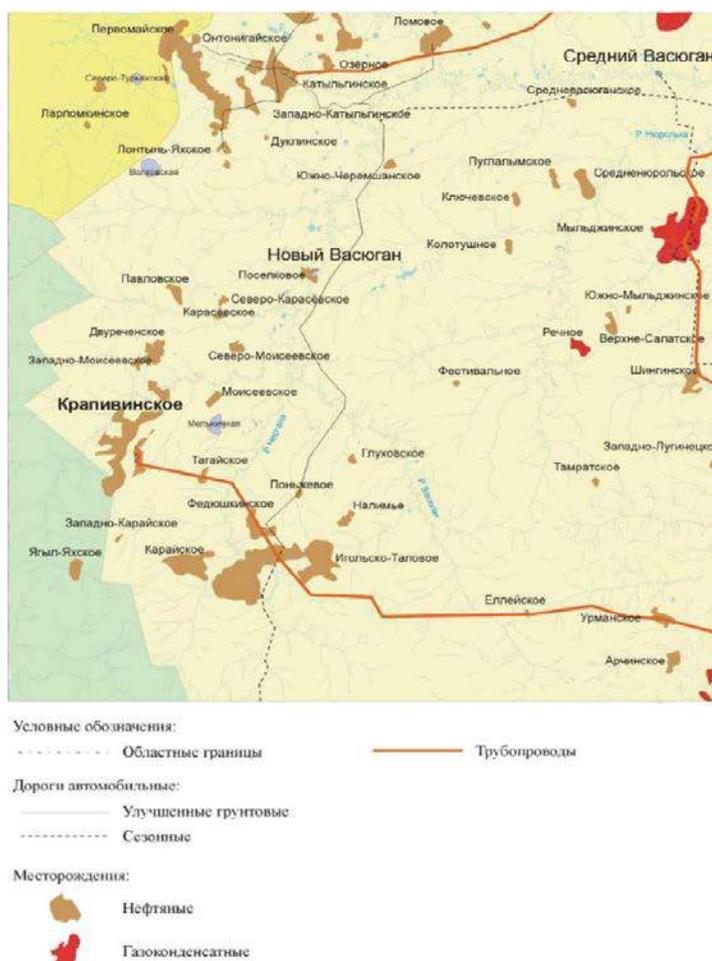


Рисунок 2.1 Карта района Крапивинского нефтяного месторождения [3]

В тектоническом плане месторождение приурочено к группе сложно построенных локальных поднятий (л.п.), отделенных друг от друга узкими линейными мульдообразными прогибами, амплитудой 15–20 м. По морфологическому признаку поднятия образуют две крупные структуры III порядка - Крапивинскую и Западно-Крапивинскую. Обе структуры имеют близкую морфогенетическую характеристику с понижением общей гипсометрии с востока на запад и с северо-востока на юго-запад от –2520 м до –2640 м и формируют в плане обособленную структурную зону, объединяющую разноамплитудные структуры Крапивинского месторождения. [3]

3. Геология Крапивинского месторождения

3.1. Геологическая изученность месторождения

Предшествующее тридцатилетнее изучение района работ, определяет необходимость краткого обзора результатов прежних многочисленных исследований. Крапивинское локальное поднятие, как наиболее крупная структура южной части Каймысовского свода, было выявлено и подготовлено под глубокое бурение в 1967–68 г.г. сейсморазведочными работами МОВ, проводимыми силами Томского геофизического треста (ТГТ–с/п. 8/65–66).

Поисковое бурение на площади начато Западной нефтеразведочной экспедицией 1969 г. Скважины–первооткрывательницы (№ 195, 196, 198), согласно антиклинальной теории, были заложены в наиболее приподнятой присводовой части структуры. Результаты поискового бурения оказались низкоэффективными. Выявленные песчаные пласты горизонта Ю₁ дали низкодебитные непромышленные притоки нефти с пластовой водой (пласт Ю₁³) и безводной нефти (пласт Ю₁²). Пласт, вскрытый в разрезе скв. № 196 по данным ГИС был оценен, как водонасыщенный. Дальнейшее бурение на площади было приостановлено на 14 лет.

Детализационные сейсморазведочные работы 1981–1982 г.г, южной части Каймысовского свода позволили возобновить к 1984 г. в пределах Крапивинской структуры глубокое поисково-оценочное бурение. В результате дальнейшего бурения и испытания скважин было открыто Крапивинское нефтяное месторождение.

Уже в начале 80-х годов получаемая геолого-геофизическая информация свидетельствовала о сложной картине строения верхнеюрского резервуара Крапивинского месторождения, что и выдвинуло вопрос построения геологической модели месторождения в число первоочередных. [1]

3.2 Литология

Первые литолого-фациальные исследования, направленные на выявления особенностей формирования пород коллекторов Крапивинского месторождения, проводились в период 1988–1991 г.г. коллективом И. А. Иванова.

Детальное изучение литологии продуктивных отложений месторождения и генезиса пород-коллекторов, позволило авторам сделать вывод о том, что продуктивные отложения верхней юры относятся к мелководным морским и прибрежно-морским осадкам, предполагая наиболее благоприятными для формирования улучшенных пород-коллекторов отсортированные в седиментогенезе, промытые от глины осадки, существенно кварцевого состава.

На обоснование условий седиментации верхнеюрских песчаных пластов Крапивинского резервуара были направлены литолого-петрографические исследования Г. Н. Перозио. Анализ обстановок осадконакопления с привлечением данных гранулометрического метода, позволил выделить 4 типа фациальных обстановок, характеризующих обстановки движения активных морских течений и прибрежных волн. В результате была описана модель прибрежно-морского седиментогенеза. [1]

3.3 Стратиграфия

Нефтегазоносность на Крапивинской площади приурочена к отложениям верхней юры, где выделяют васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты.

Баженовская свита, представленная толщей чёрных битуминозных аргиллитов с прослоями кремнистых и известковистых разностей, с ленточными прослоями известняков, с включениями фауны и фосфатными конкрециями. Толщина свиты составляет 20–30 м. С одной стороны, свита является нефтематеринской и нефтепроизводящей толщей для резервуаров верхнеюрского разреза, а с другой выполняет роль региональной покрывки для залежей нефти и газа для песчаных резервуаров васюганской свиты.

Георгиевскую свиту слагают темно-серые, серые глины с включением фауны. Толщина свиты в пределах площади не превышает первых метров.

Васюганская свита по особенностям литологического строения делится на преимущественно глинистую нижневасюганскую подсвиту и песчано-глинистый горизонт Ю₁. Горизонт Ю₁ формировался в трансгрессивно-регрессивную стадию развития осадочного бассейна, что позволяет выделить в его составе три осадочных пачки:

- подугольную, песчаную, прибрежно-морскую регрессивную;

- межугольную, прибрежно-континентальную, трансгрессивно-регрессивную. преимущественно глинистую;
- надугольную, преимущественно песчаную, прибрежно-морскую. трансгрессивную.

Детальное изучение кернового материала позволило достаточно надёжно стратифицировать продуктивную часть разреза Крапивинского месторождения. Песчаный пласт Ю₁³ подугольной толщи имеет нижнеоксфордский возраст. Межугольная толща по времени формирования соответствует среднему оксфорду, а песчаный резервуар надугольной толщи верхнему оксфорду, что позволяет выделить его в пласт Ю₁².

Для однозначного выделения вышеназванных толщ в осадочном разрезе выделено ряд маркирующих горизонтов. В составе нижневасюганской подсветы, выделена глинистая средняя пачка. Она хорошо интерпретируется по высоким значениям индукционного каротажа. Кровельная граница этой пачки принята за маркирующий горизонт глина. По аналогичной характеристике индукционного каротажа выделена граница в подошве пласта Ю₁, названная «подошва – Ю₁³». В качестве других реперных границ приняты прослой углей и углистых глин, залегающие в кровле пласта Ю₁³ «кровля – Ю₁³» и подошве пласта Ю₁² «подошва – Ю₁²». Они хорошо интерпретируются по данным гамма нейтронного каротажа. За маркирующий горизонт кровли генетически взаимосвязанной толщи принята подошва баженовской свиты «баж–подошва». граница которой однозначно выделяется по комплексу каротажных диаграмм (КС, ГК, НГК, НКТ и др.). [1]

Результаты эксплуатационного бурения подтверждают морфологию структурной поверхности по кровле продуктивных пластов Ю₁² и Ю₁³, построенной ранее при подсчёте запасов УВ на месторождении с учётом проведённых сейсморазведочных работ 3D. Наблюдаемые расхождения абсолютных отметок кровли пласта находятся в рамках допустимых ошибок (3–4 м). Далее, короткое описание по каждому пласту Ю₁. [3]

3.3.1. Пласт Ю₁²

Залежь пласта Ю₁² на Крапивинском месторождении является возвратным объектом разработки, вследствие чего в процессе проведённого эксплуатационного бурения уточнялись нефтенасыщенные толщины коллектора, и расширялась база лабораторных исследований. Геологическая модель резервуара не пересматривалась в связи с геологической подтверждаемостью ранее созданной модели.

С учётом вновь полученных данных глубокого бурения детализированы структурные карты, уточнена структурная карта резервуара. [1]

3.3.2. Пласт Ю₁³

Основные промышленные запасы на Крапивинской площади связаны с пластом Ю₁³. Общие толщины пласта изменяются от 16 м на востоке до 26 м на северо-западе Крапивинского поднятия. Новые данные, полученные в результате эксплуатационного бурения и более глубокого обобщения имеющегося фактического материала позволяют пересмотреть ранее сформированную модель строения залежей пласта Ю₁³ с позиции условий седиментации резервуара. К общей характеристике пласта Ю₁³ можно отнести следующее:

- по своей гранулометрической структуре он относится к песчаникам регрессивного типа, где отмечается закономерное увеличение зернистости обломочного материала от подошвы резервуара к его кровле;
- пласт имеет покровный характер развития и прослеживается на обширной территории юго-восточной части Западно–Сибирской плиты;
- особенности литологического строения и фильтрационно-емкостной неоднородности пласта, изученные по поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам позволяют выделить в пределах Крапивинского поднятия четыре литотипа разреза. Для первого литотипа разреза характерна следующая последовательность фильтрационной неоднородности коллектора по разрезу:
 - высокопроницаемая (100–1000 мД) - песчаная пачка выделяется в кровле пласта;
 - среднепроницаемая (1–100 мД) - песчаная пачка характерна для средней части пласта;
 - низкопроницаемая (< 1 мД) - песчаная пачка свойственна в нижних частях пласта.

Форма кривой ПС каротажа для данного типа разреза имеет воронкообразный вид.[1]

В зависимости от значений коллекторских свойств и кровельной части пласта для первого литотипа разреза можно выделить три подтипа:

- подтип 1а: величина проницаемости кровельной части пласта составляет сотни и первые тысячи мД, дебиты нефти в разведочной скважине № 208 на 8 мм штуцере достигали 230 м³/сут;

Чередование высокопроницаемых и низкопроницаемых коллекторов при формировании регрессивных осадочных серий описано на примере меловых песчаников Скалистых гор. Имея форму покровов, эти песчаники хорошо и однозначно

интерпретируются. Однако отыскать участки с хорошими коллекторскими свойствами не так просто. За счёт глинистого матрикса значения пористости и проницаемости коллектора низкие. Оптимальные свойства отмечаются в кровле пласта на участках, где повышенная пористость обусловлена значительным снижением в песчанике глинистого материала вследствие высокой степени его сортировки в мощных песчаных бенчах. Поскольку последние встречаются в виде узких полос шириной около 3–5 км, локализовать их не всегда просто, и даже когда они найдены, нелегко установить их региональный тренд. [9]

3.4 Седиментология

Особенностями строения пласта Ю₁³ в северной части Крапивинского месторождения, где на фоне чешуйчатого прилегания баровых построек отмечается чередование разрезов первого (высокопроницаемого) и четвёртого (низкопроницаемого) типов (рис 3.1). Формирования такой последовательности связано с неравномерной скоростью продвижения береговой зоны. В периоды седиментации, когда скорость осадконакопления достаточно высокая, у береговой линии накапливается преимущественно тонкозернистый материал. Это проявляется в быстром росте в сторону моря береговых песчано-алеврито-иловых равнин. В периоды, когда скорость осадконакопления намного ниже, отлагающийся материал вдоль береговой линии перемывается под действием течений и волновой деятельности. Ил выносится, и из оставшегося песка образуется пляж. Развитие береговых валов определяется периодичностью накопления осадков у берега. Наступает время, когда скорость седиментации увеличивается настолько, что она подавляет процессы вымывания, приводящие к сортировке песка и его накоплению. [1]

Значительное количество железистого цемента (до 9%) по ряду образцов керна также может указывать на присутствие речной системы. По данным Л. Б. Рухина (1961 г.) и Н. В. Логвиненко (1984 г.) выпадение гидроокислов железа коллоидной формы из потоков несущих терригенный материал, происходит при смешивании пресных и морских вод. Не противоречит этому и образование маломощных локально развитых линз тёмно-серых, чёрных карбонатов и углистых глин в кровле пласта Ю₁³, формирование которых

происходило в мелководных водоёмах с переменной солёностью. Наблюдаемая массивная, неясная либо горизонтальная слоистость также характерна для русловых отложений дельтовых систем.

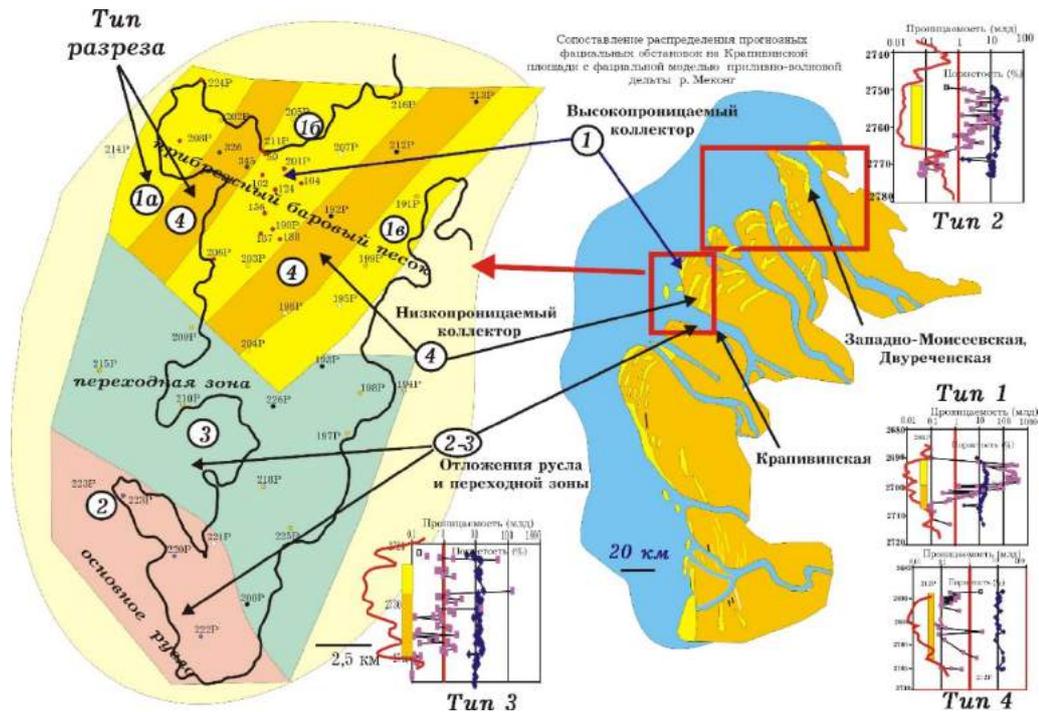


Рисунок 3.1. Фациальная интерпретация строения пласта Ю13 Крапивинского месторождения [1]

О наличии крупного дельтового канала свидетельствует блоковая форма кривой ПС в скважинах № 222, 221, 223, 220 (Рисунок 3.1) и более однородная фильтрационная структура коллектора, что является характерным признаком русловых фаций дельтовых комплексов (Рисунок 3.2). [1]

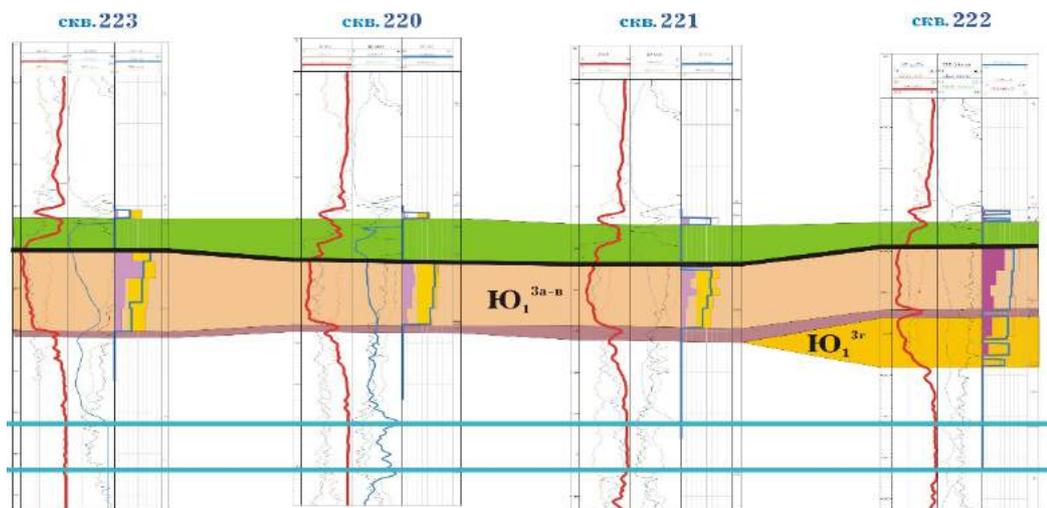


Рис. 3.2- Схема корреляции пласта Ю13 юго-Западной части Крапивинского месторождения (область развития крупного дельтового канала) [1]

В соответствии с предлагаемой седиментационной моделью, нефтегазоносность пласта Ю₁³ Крапивинского поднятия можно разделить на три зоны:

- зону нефтегазоносности береговых баровых песчаников, для которой свойственно чередование по площади полосовидных участков улучшенных и ухудшенных коллекторов, имеющих сложную конфигурацию линии литологического замещения;
- зона нефтегазоносности русла дельты, где прогнозируется устойчивый по площади коллектор и как следствие этого более простой тип залежи нефти;
- нефтеносность переходной зоны обусловлена характером переслаивания фациально разнородных песчаных тел и их гидродинамической связью с нефтяными полями первых двух зон; [1]

Анализ сейсмического параметра мгновенной фазы на временном срезе кровля пласта Ю₁³ + 20 мс позволил выделить полосовидные зоны его пониженных значений, связанных с формированием улучшенных коллекторов в северо-западной части Крапивинского поднятия (скв. № 208Р, 201Р, 203Р, 207Р). Это уточнило конфигурацию пространственного развития литотипов разреза 1а. 1б и. частично.

Более того, в пределах развития литотипа 1б выделено два участка, проинтерпретированных в качестве устьевых баров второстепенных дельтовых каналов. Дельтовые каналы в сейсмическом атрибуте мгновенных фаз отражаются линейными зонами пониженного параметра, проходящими вблизи скважин № 203, 196, 195.

Достоверность наличия дельтовых каналов подтверждается наличием гальки в разрезах пласта Ю₁³ по скважинам № 203, 156, 189, что характерно для отложений потоковых фаций.

Первый участок устьевых баровых песчаников второстепенной дельтовой протоки локализован в районе скв. № 442, 1002, 407, 427, 203, а второй в пределах скв. № 156, 187, 437.

Область развития литотипа 1в достаточно отчетливо проявляется лишь в северо-восточной части (рисунок 3.1). Наличие промышленно продуктивного коллектора, ранее относимого к литотипу разреза 1в в районе скважины № 204, наиболее вероятно связано с зоной развития устьевых баровых построек второстепенного дельтового канала. Этот канал выделяется восточнее скв. № 193, имеет юго-западную ориентировку и

расположен под прямым углом к вышеописанным дельтовым рукавам. Область развития осадков переходной зоны выделена по границе пониженных параметров атрибута мгновенных фаз в южной и юго-восточной частях 3D съёмки (скв. № 225, 218, 210).

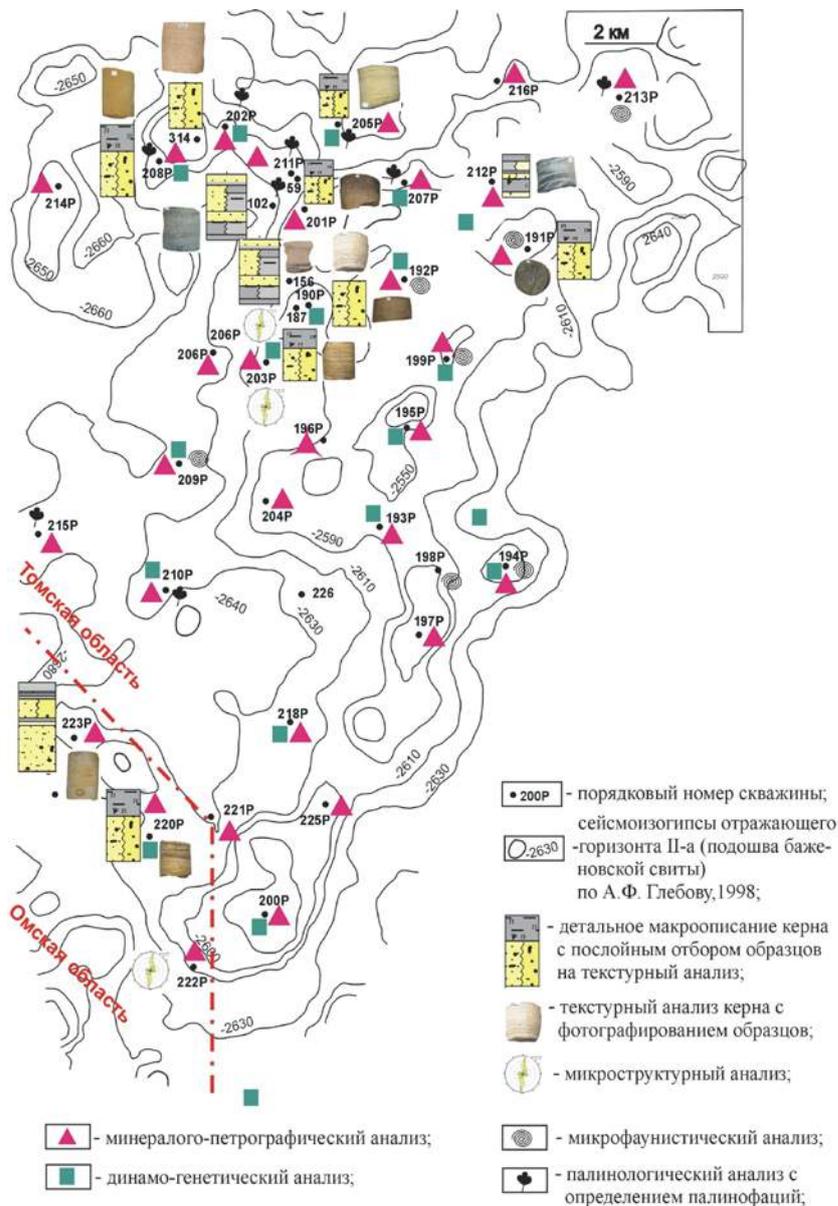


Рисунок 3.3. Схема литолого-стратиграфической изученности отложений верхней юры Крапивинской площади [1]

В южной части площади по атрибуту мгновенных фаз выделяется фрагмент меандры основного русла Крапивинской палеodelьты (Рисунок 3.3). [9]

Кроме того, по этому параметру можно выделить две тектонически нарушенные зоны северо-восточной ориентировки. Наличие разрывных нарушений, ориентированных вдоль простирания береговых линий (седиментационные разломы), характерно для дельт серповидного и лопастного типа, например дельта р. Нигер.

С учётом проведённой сейсмофациальной детализации, можно спрогнозировать историю формирования пласта Ю₁³ в процессе развития дельтового комплекса.

На ранней стадии образования резервуара Ю₁³ береговая линия авандельты и зона формирования береговых баровых построек пассивной стадии выдвигания дельты (литотип разреза 1в) располагалась в районе скважин № 197, 198, 199, 191 (рисунок 3.4 А). Переходная область совместного присутствия прибрежно-морских и русловых отложений (литотип разреза 3) выделяется в скважинах № 218, 200, 225, русловые отложения (литотип разреза 2) были характерны для южной части поднятия (скв. № 220, 221, 222).

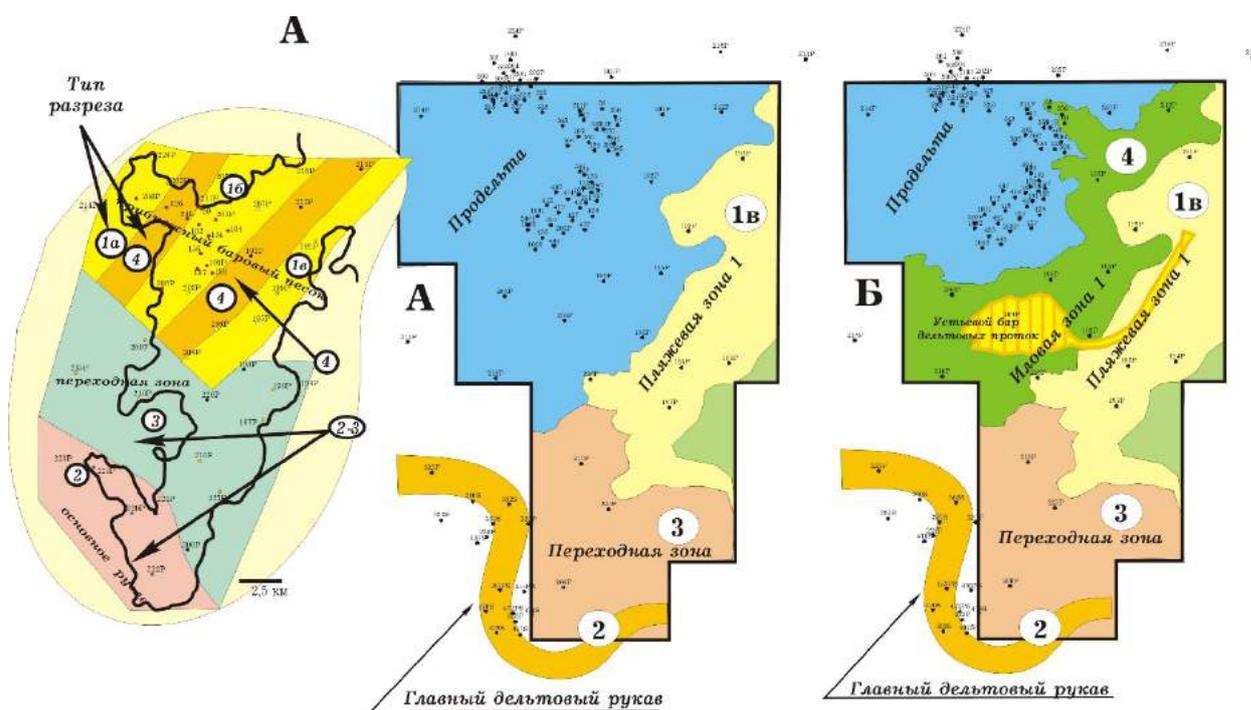


Рисунок 3.4. Фациальная схема продуктивного резервуара Ю₁³ Крапивинского месторождения на время формирования литотипа 1в [3]

На остальной территории накапливались глинистые осадки авандельты.

Последующий процесс быстрого выдвигания дельтового комплекса в северо-восточном направлении способствовал накоплению зоны слабопроницаемых несортированных авандельтовых песчаников активной стадии развития дельтовой системы (литотип разреза 4. скв. № 212, 192, 195, 196, 193, 210), в которой выделяется область разгрузки второстепенного дельтового канала (скв. № 204). Более сортированный песчаный материал устьевого бара второстепенной дельтовой протоки сформировал, в пределах низкопроницаемого коллектора четвёртого литотипа, локальный участок с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами резервуара. [1]

Область седиментации алеврито-глинистых отложений прodelьты переместилась в северо-западном направлении (скв. № 203, 207, 211, 208, 224).

Дальнейшее выдвигание дельты и относительная стабилизация береговой линии (Рисунок 3.4 В) способствовало накоплению сортированных песчаников авандельты (литотип разреза 1б). Наиболее значительно прорабатывались пески пляжевой зоны, приуроченные к кровле резервуара. Фациальная неоднородность коллектора связана с наличием второстепенных дельтовых рукавов и осложняющих их, устьевых баровых построек. В зоне взаимодействия речного потока и волноприбойной деятельности происходило снижение гидродинамической активности русла, сортировка терригенного материала ухудшалась, коллекторские свойства устьевого бара снижались. Это отразилось в уменьшении продуктивности скважин, пробуренных в области развития устьевых баров (скважины четырёхсотых номеров. скв. № 156, 176, 187, 188) относительно скважин, расположенных в зоне развития авандельтовых и пляжевых песков (скв. № 201, 104, 124 и др.). [9]

За эпохой стабилизации береговой линии, сформировавшей литотип разреза 1б. далее последовало кратковременное и активное выдвигание дельты, что привело к формированию полосовидной зоны низкопроницаемых (литотип разреза 4) коллекторов северо-восточной ориентировки, выделяемых по скважинам № 326, 345.

Завершает латеральный ряд баровой системы авандельты полоса наиболее проработанных, высокопроницаемых песчаников (литотип разреза 1а) накопление которых связано с условиями относительной стабилизации береговой линии.

В процессе развития баровой системы в северо-западном направлении происходило выдвигание и основного русла дельты. Связь этих двух основных элементов дельтового комплекса осуществлялась через переходную зону, в которой присутствуют как элементы баровых, так и русловых построек.

Регрессия морского бассейна способствовала частичной денудации кровельной части разреза в пределах зоны развития литотипа 1в. Так, осадки пляжевой зоны полностью отсутствуют в скважинах № 198, 194 и частично в скв. № 191, 199, 197.

Проведённая геологическая интерпретация условий формирования резервуара Ю₁³ Крапивинского месторождения является основой для формирования полной петрофизической и гидродинамической моделей коллектора с учётом фациальной

неоднородности резервуара, наличия литологических, фильтрационных и тектонических барьеров разобщающих нефтяное поле на ряд самостоятельных залежей. [1]

3.5 Особенности тектоники

В тектоническом отношении Крапивинское месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, расположенному в юго-западной части Моисеевского куполовидного поднятия (к.п.) осложняющего южную часть Каймысовского свода. Впервые данное поднятие выявлено и подготовлено к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОВ в 1966 году, по их результатам Крапивинская структура представляла собой сравнительно простую куполовидную складку субмеридионального простирания, оконтуренную сейсмоизогипсой – 2700 м, с размерами 19 x 13 км и амплитудой 100 м. Проводимые в последующем детализационные исследования МОГТ 2Д уточнили конфигурацию собственно Крапивинской и выявленной Западно-Крапивинской площадей. Результатом обобщения всех геолого-геофизических материалов по южной части Каймысовского свода явилась структурная карта по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты), согласно которой структура осложнена рядом локальных поднятий, разделенных узкими линейными прогибами (Берлин Г.И. 1997 г).

С целью построения трехмерной геолого-детерминированной модели месторождения в 1996-2000 гг. Томский геофизический трест выполнил полевые 3D-сейсмические работы с использованием регулярной крестовой системы наблюдений на площади 428 кв. км. В результате этих работ уточнены структурные планы по кровле доюрских образований и отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты).

По оконтуривающей изогипсе –2870 м доюрский фундамент Крапивинского участка представляет собой две сложнопостроенных (Западно-Крапивинскую и Крапивинскую) группы эрозионно-вулканических выступов линейно-гнездовой и вершинно-радиальной морфологии, которая унаследованно сохранялась на протяжении всего юрского периода и убедительно свидетельствует о том, что складчато-блоковая деятельность доюрского времени на Крапивинском участке происходила под преобладающим влиянием магматических и поствулканических процессов.

По отражающему горизонту Па в пределах Моисеевского куполовидного поднятия выделяются структуры четвертого порядка, образующие ряд сложно построенных групп

локальных поднятий (г.п.) или обособленных структур третьего порядка, в число которых входят Крапивинская и Западно-Крапивинская.

Крапивинская группа локальных поднятий имеет характерную “вершинно-радиальную” “звездочко-образную” форму, имеющую ряд узких структурных мысов, ложбин и локальных поднятий четвертого порядка. Центральное локальное поднятие (в районе скв. 191) оконтуривается по сейсмоизогипсе –2540 м и имеет субширотное простирание. Северо-Крапивинский структурный мыс Центрально-Крапивинского поднятия имеет субмеридиональное простирание, в пределах его западного склона расположены скв. № 212 и 216. Восточно-Крапивинское локальное поднятие имеет субмеридиональное простирание, по изогипсе – 2580 м. На северном окончании этой структуры расположена скв. № 213. [1]

Нижне- Средне - и Верхне - Крапивинские структурные мысы осложняют западный склон Центрально-Крапивинского локального поднятия, имеют веерообразное западно-юго-западное простирание. По изогипсе –2580 м они разделяются глубоко вдающимися к вершине Крапивинской группы локальных поднятий (скв. № 191) структурными лощинами. Нижне-Крапивинский структурный мыс является наиболее крупным структурным элементом Крапивинской группы локальных поднятий, опосредованным скв. № 193, 195, 196, 199, 204. На его юго-западных склонах расположены также скв. № 209, 210, 226. По изогипсе –2580 м ширина Нижне-Крапивинского мыса изменяется от 2 км на севере до 8 км на юге. В южной части Нижне-Крапивинского мыса по изогипсам –2540 – 2550 м выделяется до четырех малоамплитудных локальных поднятий.

Средне-Крапивинский структурный мыс имеет юго-западное простирание. В его северо-восточной части расположена скв. № 192 “водяного коридора”, которая по малоамплитудной структурной лощине отделяется от гипсометрически более низких, но нефтяных разведочных скв. № 190, 203, 206 и эксплуатационных скважин куста № 3.

Верхне-Крапивинский структурный мыс имеет преимущественно субширотное простирание. По оконтуривающей изогипсе –2560 м в его центральной части выделяется одноименное локальное поднятие, на северном склоне которого расположена скв. № 207, на западном – разведочные скв. № 201, 211. [1]

Дальне - Крапивинское локальное поднятие по оконтуривающей изогипсе –2590 м имеет звездочко-образную морфологию.

Крайне - Крапивинский структурный мыс Дальне-Крапивинского локального поднятия имеет юго-западное простирание, а не субмеридиональное, как это считалось ранее по данным предшествующих 2D-сейсмических съемок. По оконтуривающей изогипсе –2610 м в его пределах выделяется локальное поднятие, неудачно опоискованное скв. № 214.

В целом для Крапивинской группы локальных поднятий характерна асимметричная звездочко-образная форма: западные склоны этой группы локальных поднятий, по сравнению с восточными, более пологие и длинные с погружением отражающего горизонта Па в направлении с востока на запад от -2525 м (скв. № 191) и -2542 м (скв. № 199) до -2624 м (скв. № 214) и -2626 м (скв. № 209).

Центрально- и Нижне-Крапивинские структурные элементы четвертого порядка оконтуриваются по изогипсе –2550 м. По изогипсе –2560 м выделяются Верхне- и Средне-Крапивинские локальные поднятия.

Западно-Крапивинская группа локальных поднятий имеет вид характерной “гантеле-образной” формы. Основными структурными элементами Западно- Крапивинской группы являются:

Южно-Крапивинское локальное поднятие оконтуривается по изогипсе –2590 м. Форма линейно-вытянутая на юго-запад, северо-западное крыло этой структуры более пологое, юго-восточное крыло более крутое и более изрезанное мелкими структурными лощинами. В пределах Южно-Крапивинского локального поднятия размещаются скв. № 200, 222, 225 на его северо-западном склоне скв. № 218 и 221. [1]

Разрывно- Крапивинское локальное поднятие оконтуривается по изогипсе –2580 м. имеет субмеридиональное простирание. В пределах Разрывно-Крапивинского локального поднятия размещаются скв. № 197 и 198. В 500 м на восток от скв. № 197 выделено наиболее контрастное разрывное нарушение Крапивинского участка, которое по 3D-сейсмическим данным диагностируется как бескорневой меловой разлом раздвигового типа. Мало-Крапивинское локальное поднятие оконтуривается по изогипсе –2580 м. эта структура является фактически седловидной, сочленяющей Западно-Крапивинскую и Тагайскую группу локальных поднятий. На обобщающих структурных картах масштаба 1:100000 Мало-Крапивинское локальное поднятие представляется как структурное осложнение Западно-Тагайского поднятия. В пределах Мало-Крапивинского локального поднятия пробурена скв. № 194. [1]

Западно- Крапивинский структурный мыс находится за пределами площади 3D-съемки. имеет северо-западное простирание. субперпендикулярное главной оси Южно-Крапивинской структуры по изогипсе –2620 м.

Остальные структурные элементы Западно-Крапивинской группы локальных поднятий представляют собой склоновые террасовидные участки между изогипсами -2590 м и -2640 м. Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями регионально продуктивного горизонта Ю₁ - пластами Ю₁² и Ю₁³, разделяющимися по всей площади непроницаемыми углисто-глинистыми отложениями пласта Ю₁МУ толщиной от 4 до 10 метров.

Для Крапивинского месторождения характерно отсутствие единой оконтуривающей изогипсы, контролирующей площадь нефтеносности основного пласта Ю₁³. Практически все связанные с ним залежи ограничиваются на значительной площади зоной водонасыщенных пород с низкими ФЕС, имеющих по данным ГИС характеристику коллектора и гипсометрический уровень выше ВНК. По данным опробования и капилляриметрическим исследованиям предполагается наличие капиллярно-экранированного типа большинства залежей пласта Ю₁³.

Сложное литологическое строение нижнего пласта Ю₁³ предопределило выделение в разрезе последнего трех ритмопачек (снизу вверх индексируемых как Ю₁³В, Ю₁³Б, Ю₁³А), характеризующихся различными фильтрационно-емкостными свойствами при различном площадном распространении. [1]

4. Расчетная часть

4.1 Исходные данные

Одним из ресурсов получения информации о резервуаре в полевых условиях является регистрация и анализ каротажных данных. Их анализ позволяет получать петрофизические параметры, что является решающим значением для расчета STOIP и подтверждения вероятностей седиментологии. На опорных скважинах Крапивинского месторождения были проведены некоторые каротажные замеры:

- Метод гамма-каротажа
- Каротажный метод потенциалов самопроизвольной поляризации;
- Кавернометрия;
- Метод нейтронного каротажа;
- Метод плотностного каротажа;
- Метод акустического каротажа;
- Градиент зонды;
- Индукционный каротаж;
- Микропотенциал-зонд и микроградиент-зонд.

Кроме того, имеются данные некоторых лабораторных исследований, которые дают основную информацию:

- интервал керна и глубина отбора образцов;
- открытая пористость;
- проницаемость;
- нефтенасыщенность;
- плотность.

Были изучены данные о минералогическом составе пласта Ю₁³, в местах, пробуренных скважинами.

На основе полученных данных были организованы работы по интерпретации каротажей. Последовательность работы и результаты представлены ниже.

Результаты литологии были получены при изучении каротажей:

Гамма-каротаж (GR), который измеряет присутствие таких радиоактивных элементов, как уран, торий и калий. Известно, что обычно эти элементы встречаются в высоких пропорциях в аргиллитах и в битуминозных аргиллитах. Небольшое количество этих элементов можно встретить в песчаниках, алевролитах.

Метод спонтанного потенциала (SP) основан на измерении естественного постоянного электрического поля породы в скважинах. Он позволяет получать информацию о гранулометрическом размере горных пород. В интервале песчаника, где размер зерна больше, он отображает низкие значения, а в интервале глины значение в кривой SP выше. [6]

Благодаря данным кавернометрии можно получить информацию о диаметре скважины. Обычно в интервалах пласта диаметр уменьшается из-за толщины глинистой корки. В интервалах угля диаметр увеличивается по мере того, как уголь подвергается разрушению.

Определяющие пористость каротажи, такие как нейтронный, акустический и плотностной, могут дать информацию о литологии. На основе этой теории была определена литология разрезов всех 9 скважин в 6 фациальных зонах. Также, благодаря градиент зондам была определена насыщенность в отобранных опорных скважинах:

Градиент-зонд (LLD, GZ1, GZ2, GZ3, GZ4, GZ5) и индукционный (IK) каротаж показывают проводимость породы, за счет воздействия ионов, который испускает прибор.

Микропотенциал-зонд (MPZ) и микроградиент-зонд (MGZ) также измеряет сопротивление горной породы в области ствола скважины или, другими словами, промытые зоны.

Таким образом, интерпретация была проведена для всех 9 рассмотренных скважин. В качестве примера проделанной работы ниже представлена интерпретация по 220 скважине:

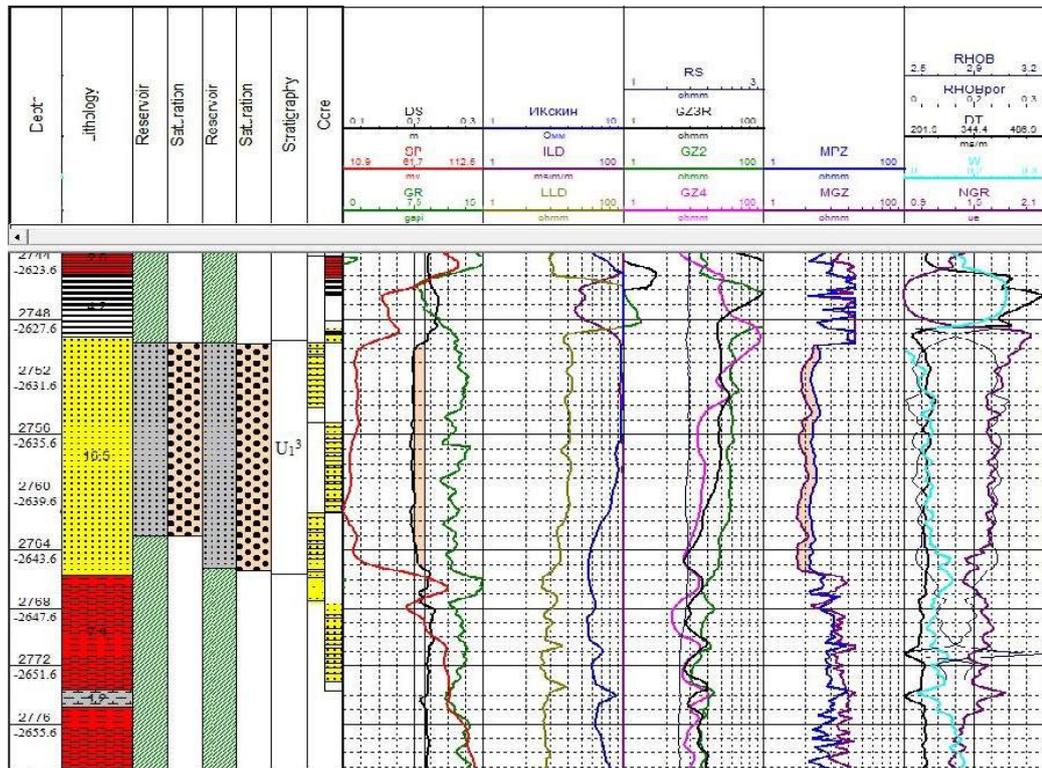


Рисунок 4.1 Планшет по 220 скважине

Более того, как упоминалось в геологической части, формирование пласта Ю₁³ происходило в 6 обстановок осадконакопления. Ниже представлен планшет второй скважины № 223 в той же лицевой зоне с почти подобной литологией:

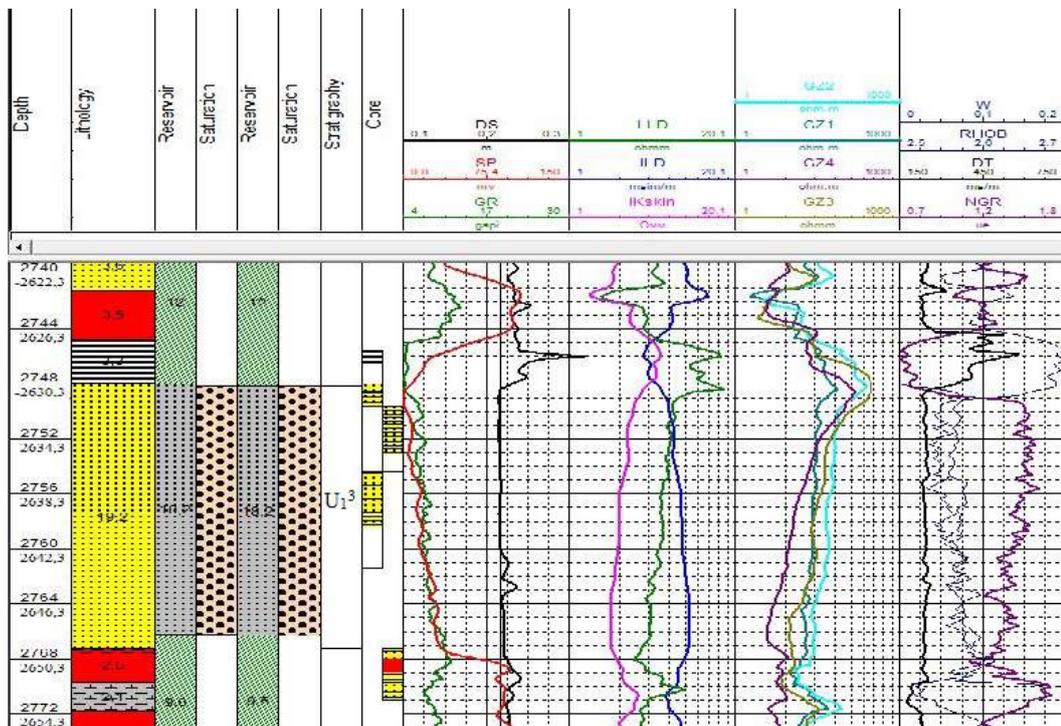


Рисунок 4.2 Планшет по 223 скважине

Все расчеты 9 скважин будут показаны на примере одной скважины № 220. Целевым объектом разработки является пласт Ю₁³, по этой причине все количественные расчеты будут проводиться только для этого пласта, на основе полученных данных исследований керна и интерпретации каротажных данных.

4.2 Расчет глинистости

Перед оценкой эффективной пористости необходимо определить глинистость породы. Существует несколько методов расчета этого параметра, которые рассматриваются в этой работе.

Первая модель построена по кривой SP:

$$V_{sh} = \frac{U_{sp} - U_{spmin}}{U_{spmax} - U_{spmin}}$$

где U_{sp} – данные снятые с SP каротажа, U_{spmin} – значения чистых песков, U_{spmax} – значение глин.

В соответствии с скважинами № 220, 223 для этой зоны СП-метод расчета объема глин в породе является более применимым, следовательно, эффективная пористость, рассчитанная по этому уравнению, показывает самую высокую корреляцию с основными данными. Определение других параметров, таких как пористость, проницаемость и насыщенность, основано на этой модели.

Вторая модель основана на кривой гамма-излучения. Все необходимые значения получены из кривой GR:

$$V_{sh} = I_{gr} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

где GR – значение снятое с GR, GR_{min} – значение чистых песков, GR_{max} – значение глин.

Также, параметр глинистости был идентифицирован несколькими уравнениями:

1. $V_{sh} = 0.33(2^{2 \times I_{gr}} - 1)$ - Модель Ларионова, которая рассматривалась в 1969 году для мезозойских и более старых пород.

2. $V_{sh} = 0.083(2^{3.7I_{gr}} - 1)$ - Модель Ларионова, рассмотренная в том же году для третичных пород.
3. $V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (I_{gr} + 0.7)^2}$ - модель Клавьера.
4. $V_{sh} = 0.5I_y / (1.5 - I_y)$ - модель Штейбера.
5. Глинистость конкретного интервала может быть также задана на кривой нейтронного каротажа:

$$V_{sh} = \phi N / \phi Ncl$$

где ϕN - значение по каротажу, ϕNcl - значение в зоне глин.

6. $V_{sh} = (\phi N - \phi D) / (\phi Ncl - \phi Dcl)$ - комбинация нейтронного и плотностного каротажей.

где ϕN - значение по каротажу, ϕNcl - значение с нейтронного каротажа в зоне глин, ϕD значение по каротажу, ϕDcl - значение по плотностному каротажу в зоне глин. [7]

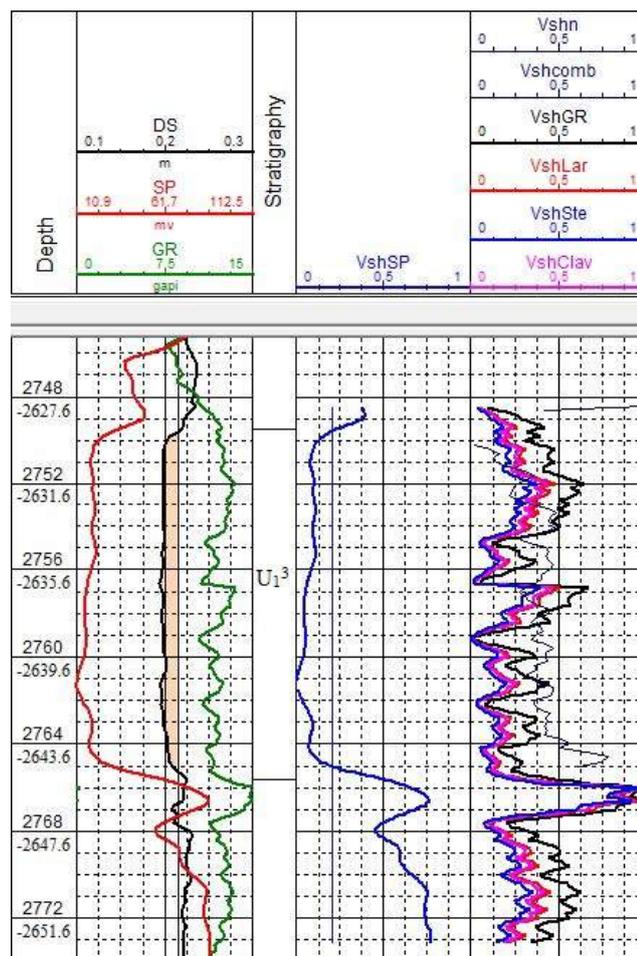


Рисунок 4.3 Глинистые кривые, построенные всеми методами

В этой зоне, как указано выше, объем глин, определенный методом SP, дает наилучшие результаты, однако в других целевых зонах другой метод расчета глинистости показывает лучшие результаты при определении некоторых параметров пласта.

Общая таблица применимых методов определения глинистости будет показана для всех 9 скважин в главе «Результаты».

4.3 Расчет пористости

Параметр пористости пласта рассчитывался несколькими различными способами. Прежде всего, общая пористость вычисляется по кривых каротажей. Во-вторых, были получены эффективные значения пористости с использованием методов расчета глинистости, описанных выше. Наконец, полученные эффективные значения пористости с помощью нескольких каротажей пористости и методов с использованием разных моделей расчета глинистости можно скорректировать с значениями открытой пористости, полученными из анализа керна. Метод, который показывает наивысшее сходство с данными керна, выбирается как наиболее надежный и в будущих расчетах эти значения будут использоваться в качестве данных пористости зоны. Уравнение с самым высоким уровнем корреляции для этой лицевой зоны (второе) является методом, который учитывает минералогический состав пласта. Последовательность применения этого метода будет показана ниже:

Во-первых, поскольку кривая нейтронного каротажа характеризует водородный индекс, необходимо преобразовать эти данные в значения общей пористости. Следовательно, были выбраны две точки, где первая была на глубине угля с 0,88 водородным индексом и значением пористости 0,22, в то время как другая точка находится на плотной глубине песка, где индекс водорода 1,73 с 0,04 пористостью. Третья точка на глубине чистого песка выбирается с 0,185 пористостью и 1,4 и.в. Используя эти три точки, построили зависимость отношения пористости по отношению к водородному индексу, чтобы получить уравнение, которое характеризует общее значение пористости, полученное по нейтронному каротажу.

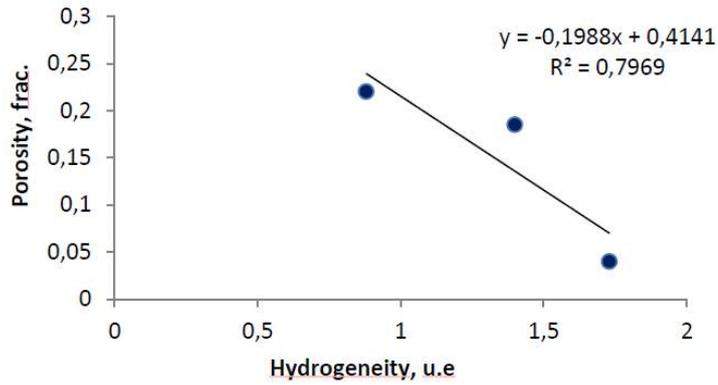


Рисунок 4.4 Отношение NGR к пористости

Получив общее значение пористости, необходимо устранить объем глин, рассчитанный методом SP, чтобы определить эффективную пористость, следуя уравнению:

$$\phi_{Neff} = \phi_N - \phi_{sh} \cdot V_{shSP}$$

На следующем этапе был проанализирован минеральный состав пласта, на примере скважины № 220, в соответствии с рисунком 3.5:

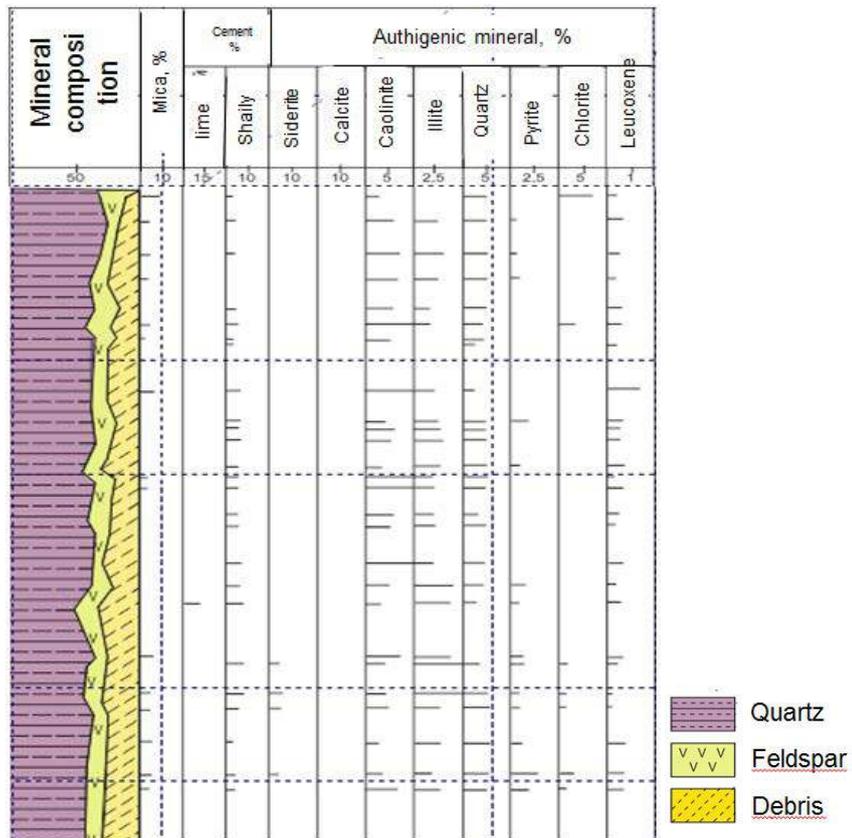


Рисунок 4.5 Минеральный состав ядра полученный по №220 скважине

эффективное уравнение пористости, которое рассматривает минеральный состав породы:

$$\phi_{Neff} = \phi_{N1} \times f_1 + \phi_{N2} \times f_2 + \phi_{Nf} \times \phi_t$$

где ϕ_{N1} – значение эф. пор, f_1 – доля минерала на глубине, ϕ_{Nf} – значение нейтронного каротажа в пресной воде (обычно равное 1), ϕ_t – общая пористость.

Уравнение имеет благоприятное применение в особых условиях, например:

- Порода состоит преимущественно из 2-3 минералов;

Фактически, на рисунке 3.5 показано, что образование Ю₁³, в котором был извлечен керн, преимущественно состоит из кварца и полевого шпата.

- Однородное распределение минерала в породе;

Консистенция минералов в этой области существенно не меняется.

- Высокое содержание глин (Каолинит)

На рисунке 3.5 показано, что содержание глины (Каолинита) в поперечном сечении достаточно велико.

Подводя итог, условие, для которого был создан метод, полностью соответствует условиям, наблюдаемым в фациальной области № 2. Поэтому соотношение значений, полученных этим уравнением и основными данными, имеет самый высокий уровень корреляции 85%, что было доказано на рисунке ниже:

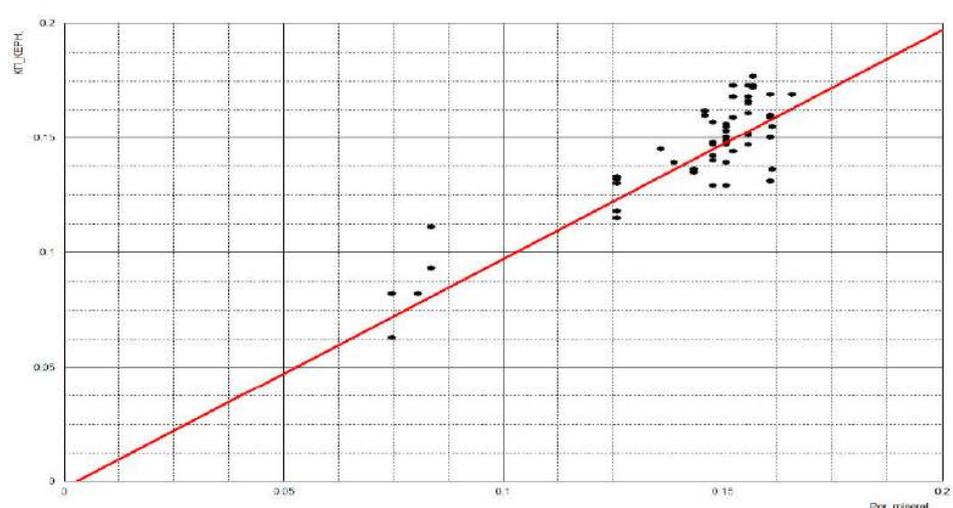


Рисунок 4.6 Корреляция эффективной нейтронной пористости (SP) и пористости по керну

Другой рассмотренный метод создается Вилли. Уравнение требует данных из акустического каротажа. Прежде всего, необходимо вычислить некоторые значения, которые понадобятся при определении общего значения пористости. Поэтому был построен график зависимости скорости акустической волны и пористости породы, определяющей время прохождения волны через породу.

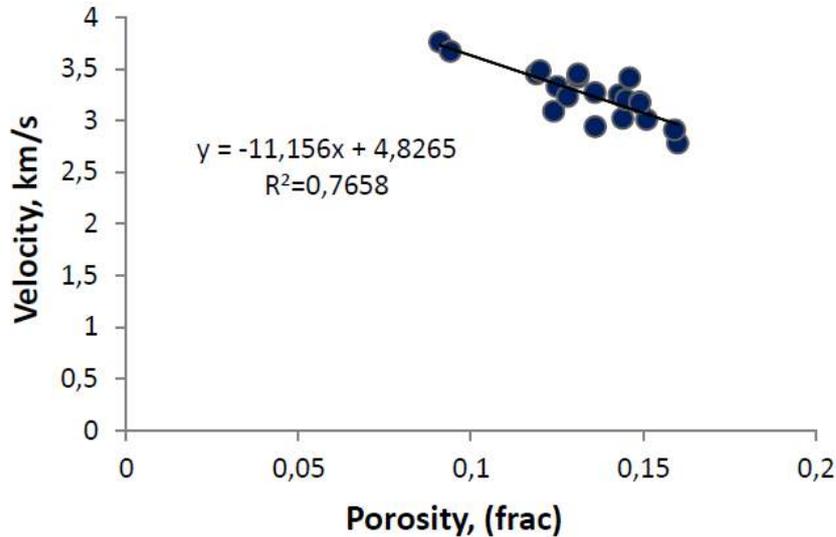


Рисунок 4.7 Отношение скорости волны к пористости

Полученное значение 4.82 из уравнения применяется для определения данных о времени движения в породе:

$$\Delta t_{ma} = \frac{1000(km/s)}{4.8265} \approx 207.18 \frac{\mu s}{m}$$

Вычислив значение времени движения в матрице, можно определить общую пористость породы, следуя уравнению:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

где Δt – время пробега в породе, Δt_{ma} - время в матрице, Δt_f - время в флюиде ($620 \frac{\mu s}{m}$)

Тогда значение эффективной пористости определяется с учетом глинистости:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} - V_{sh} \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

На следующем этапе рассчитанное эффективное значение пористости сопоставляем с данными по керну. Этот метод показывает второй результат на уровне корреляции после основного метода, рекомендованного для этой зоны. Это доказано на кросс-графике ниже:

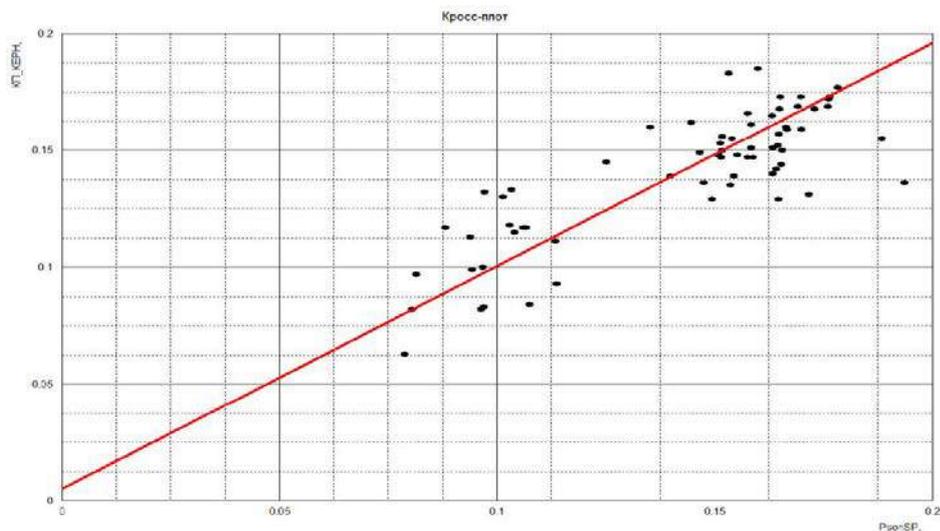


Рисунок 4.8 Корреляция эффективной акустической пористости (SP) с пористости по керну

Как вы можете видеть, уровень корреляции меньше основной модели, рассмотренной выше, с другой стороны, она достаточна, чтобы рассматривать ее как применимый метод для этой зоны, так как она имеет коэффициент корреляции 74%. Результаты основной и этой второй применимой модели будут сопоставлены на следующих этапах, чтобы оценить разницу между этими методами.

Кроме того, существуют другие уравнения, которые учитываются при определении пористости:

- Плотностной каротаж

В тех случаях, когда не было никаких данных по плотности (поскольку инструмент не был снижен до интервала измерения) в некоторых скважинах, таких как скважина № 220, метод, применяемый следующим:

Во-первых, получаем параметр плотности и значения пористости из данных керна

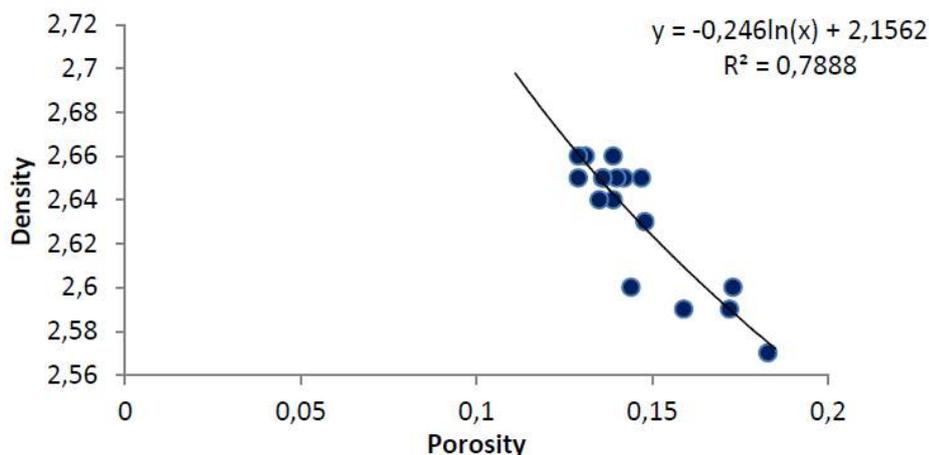


Рисунок 4.9 Отношение плотности и пористости

Полученное уравнение соотношения $RHO_b = -0.246 \ln(\phi) + 2.1562$ характеризует данные плотностного каротажа, которые могут быть использованы при вычислении общей пористости:

$$\phi_{Dt} = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f)$$

где ρ_{ma} - плотность породы матрикса, ρ_b - плотность пласта and ρ_f - плотность пресно воды.

Следовательно, эффективное значение пористости определяется с учетом объема глинистого образования: [6]

$$\phi_{D_{eff}} = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f) - \phi_D \cdot V_{shSP}$$

Вычисленные значения отображаются низкий уровень корреляции, следовательно, модель не применима для этой зоны.

- Простое уравнение нейтронов

$$\phi_{N_{eff}} = \phi_N - \phi_{sh} \cdot V_{shSP}$$

где ϕ_N – общая пористость, ϕ_{sh} – общая пористость в глинах, V_{shSP} – объем глин рассчитанный по SP.

- Сочетание данных плотности и нейтронов с углеводородными поправками.

$$\phi_{DNeff} = \frac{\alpha \times \phi_{Neff} + \beta \times \phi_{Deff}}{1 + \gamma \times S_{hc}}$$

где параметры $\alpha=0.22$, $\beta=0.78$ and $\gamma=0.1$.

$$\phi_{DNeff} = \frac{\phi_{Neff} + \phi_{Deff}}{2}$$

- Простая комбинация плотностного и нейтронного каротажа:

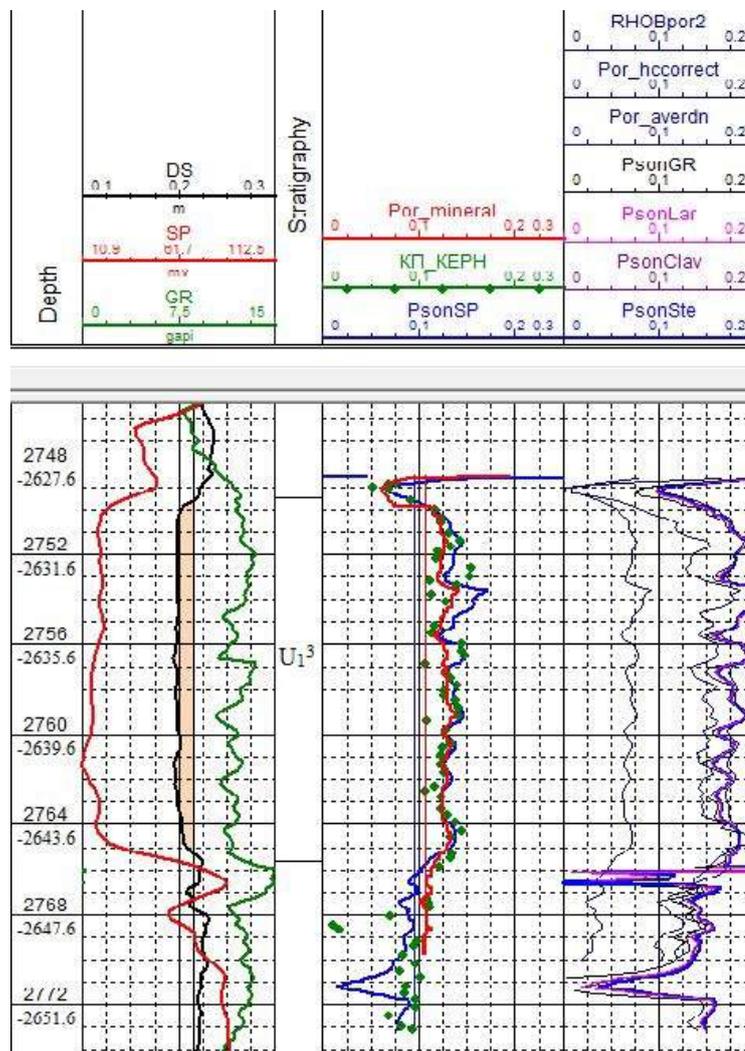


Рисунок 4.10 Пористость по керну и другие кривые пористости, построенные всеми рассмотренными методами

Как упоминалось ранее, все эти последние уравнения дали плохие результаты, поэтому их нельзя рассматривать как модели сопоставления пористости в будущих расчетах.

4.4 Расчет проницаемости

После расчета пористости необходимо определить проницаемость пласта. Для этого были рассмотрены некоторые методы, включая остаточную водонасыщенность и пористость:

- Уравнение Тиксьера: $k^{0.5} = \frac{250 \cdot \phi^3}{Swi}$;

- Уравнение Тимура: $k^{0.5} = \frac{100 \cdot \phi^{2.25}}{Swi}$,

- Coates-Dunamoir уравнение: $k^{0.5} = \frac{300}{w^4} \cdot \frac{\phi^w}{Swi^w}$,

- Coates уравнение: $k^{0.5} = 100 \cdot \frac{(1 - Swi) \cdot \phi^2}{Swi}$,

- Минералогический состав: $Lgk = A_1 + 3 \times Lg\phi - 2 \times Lg(1 - \phi) + \sum B_i \times M_i$

где $A - const = F + \sum B_i \times M_i$. F- (4-6), B_i - минералогический состав, M_i - масса минералов [6].

Однако ни один из приведенных методов не показал хорошую корреляцию.

Поэтому была построена зависимость по крновым данным пористости относительно проницаемости (с поправкой на Клинкенберга):

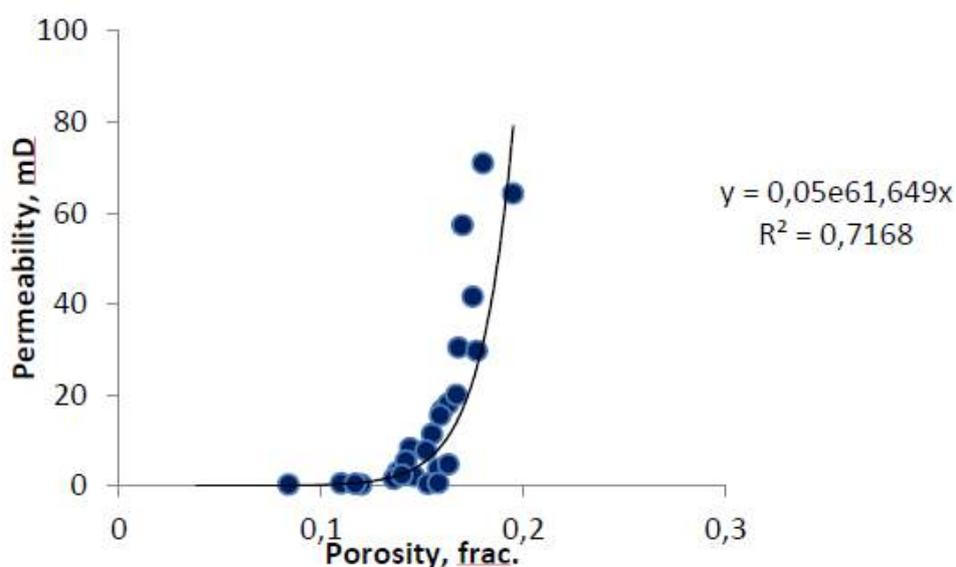


Рисунок 4.11 Отношение пористости и проницаемости по керну

Полученная зависимость имеет вид:

$$K = 0.05 \times 2.71^{61.649}$$

Данная зависимость была взята за основу для нахождения проницаемости и показала наивысшее значение корреляции (76 %)

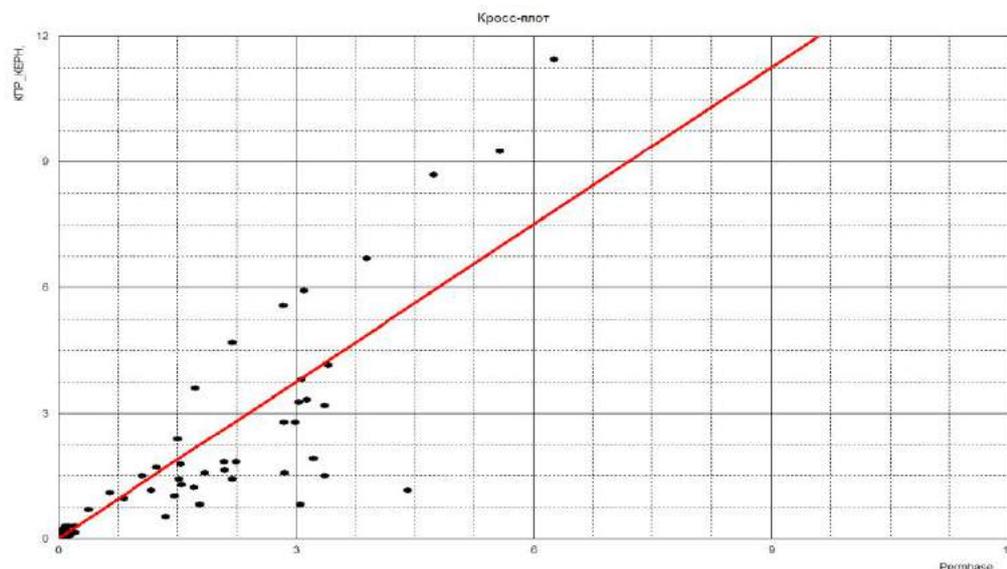


Рисунок 4.12 Зависимость пористости от проницаемости

Следующий метод использовался для того, чтобы увязать проницаемость по керну с проницаемостью по логам. Данный метод подразумевает использование остаточной водонасыщенности:

$$K = \frac{C_{perm} \times (\phi^{D_{perm}})}{S_{wir}^{E_{perm}}}$$

где C_{perm} - проницаемость $const=62500$, D_{perm} - пористость экспонента=6.0, E_{perm} - остаточная водонасыщенность экспонента=2.0, ϕ -значения эффективной пористости. Данный метод показал коэффициент корреляции равный 72 % и был принят как второй метод определения пористости.

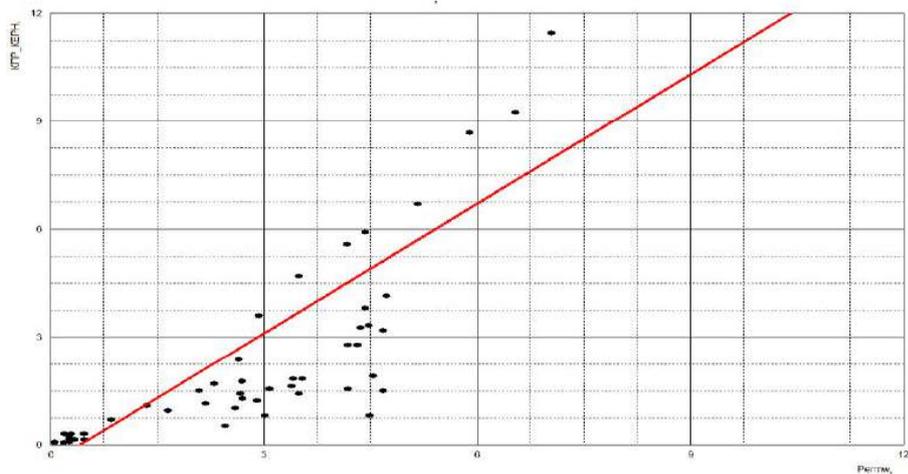


Рисунок 4.13 Отношение проницаемости по керну с рассчитанными значениями

Так же, последним методом определения величины проницаемости было определение этого параметра по фактору пласта, что не дало лучших результатов:

$$K = \frac{F_{perm}}{FF^{G_{perm}}}$$

где F_{perm} - константа проницаемости (фракциональная), G_{perm} - экспонента пористости (фракциональная), FF -фактор пласта (по керну).

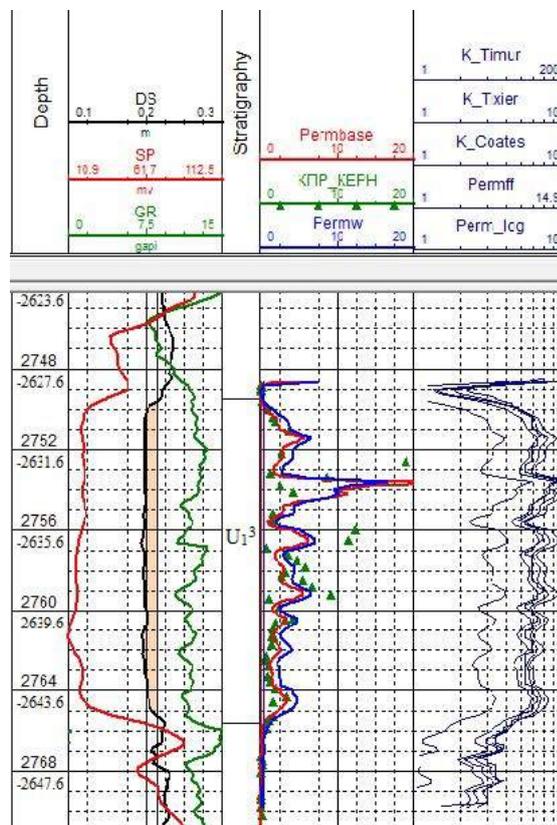


Рисунок 4.14 Проницаемость по керну и проницаемость рассчитанная различными методами

Хотя было рассмотрено несколько различных моделей, только две модели отображают удовлетворительные результаты: основной метод с наивысшим уровнем корреляции (базовый) и вторичный (остаточная водонасыщенность), которые могут быть использованы для определения чисто нефтяной зоны.

4.5 Определение водонасыщенности

Последним петрофизическим параметром, который должен быть определен и сопоставлен с данными керна, является водонасыщенность. Прежде всего, для применения этих методов были определены константы, которые используются в нескольких методах водонасыщения:

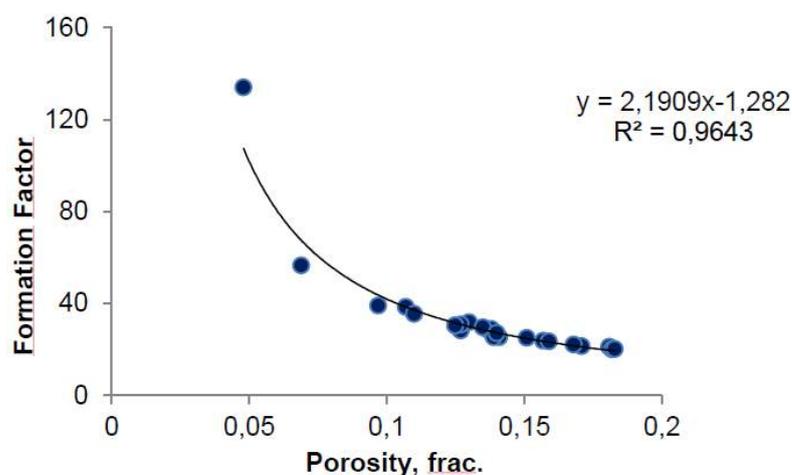


Рисунок 4.15 Параметр пласта vs пористость для определения “а”, ”m”

Из приведенного выше графика определены коэффициент извилистости $a=2,19$ и степень цементации $m=1,3$.

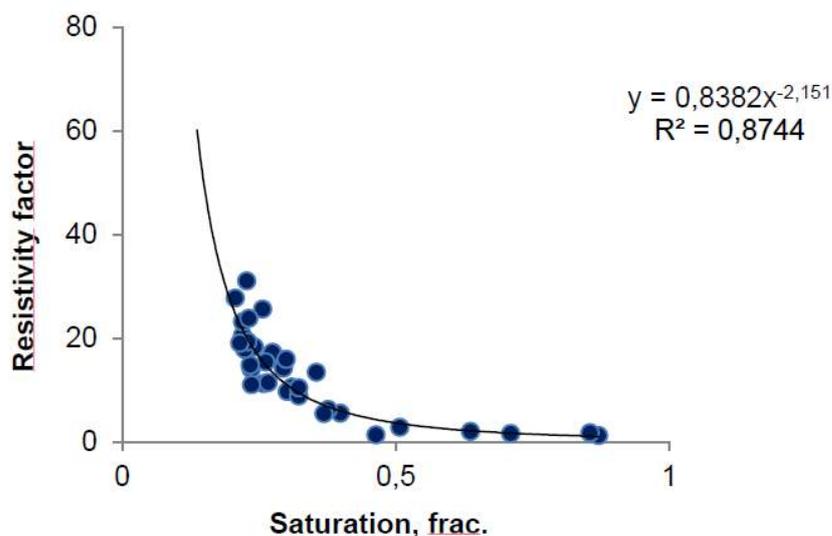


Рисунок 4.16 Индекс сопротивления относительно насыщенности для определения “n, b”

Из второго уравнения определены параметры насыщенности $n=2,1$ и $b=0,8$.

Сопротивление пластовой воды было определено на основе химических исследований (минеральный состав) и пластовой температуры (95°C).

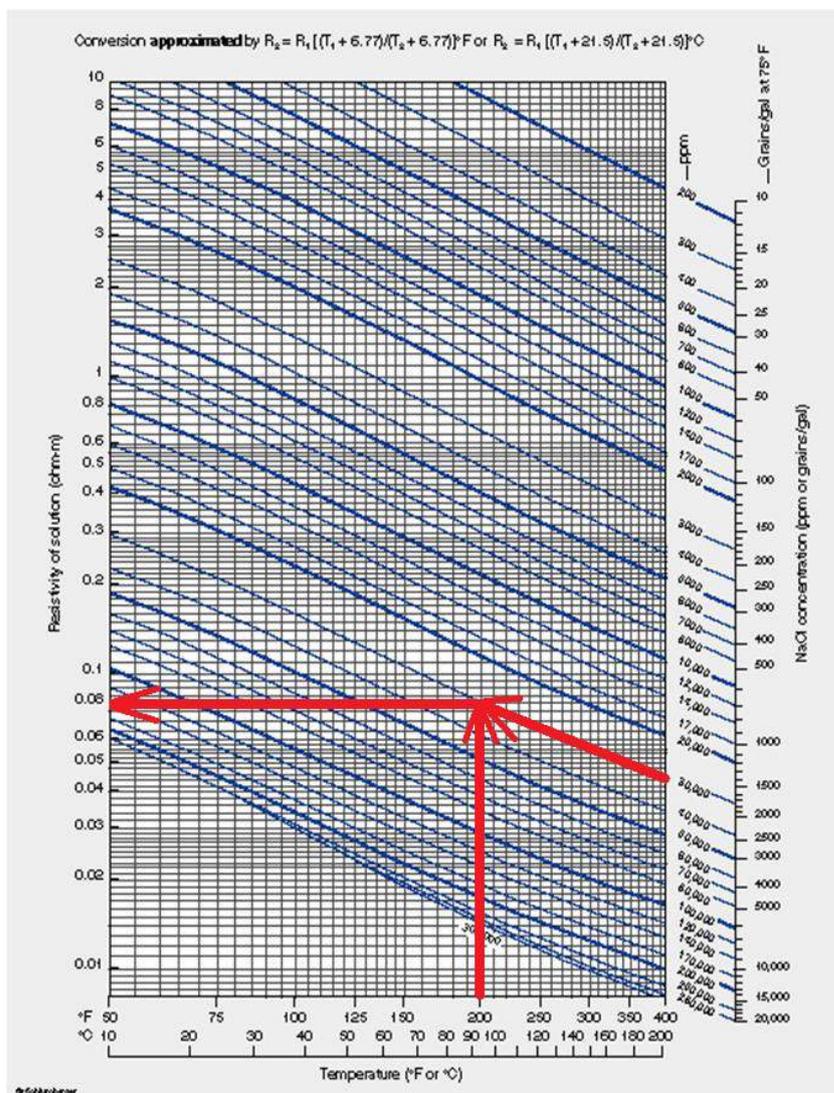


Рисунок 4.17 График для определения сопротивления пластовой воды

Как видно из графика сопротивление пластовой воды равно 0.069 Ом. Сопротивление пласта (R_t) было найдено по градиент-зонду и результат был скорректирован на скин фактор в каждой скважине.

После определения необходимых констант для будущих расчетов было рассмотрено несколько методов определения водонасыщенности пласта: 1. Метод, который имеет самый высокий уровень корреляции (81 %) с данными керна, рассчитанный по уравнению Арчи:

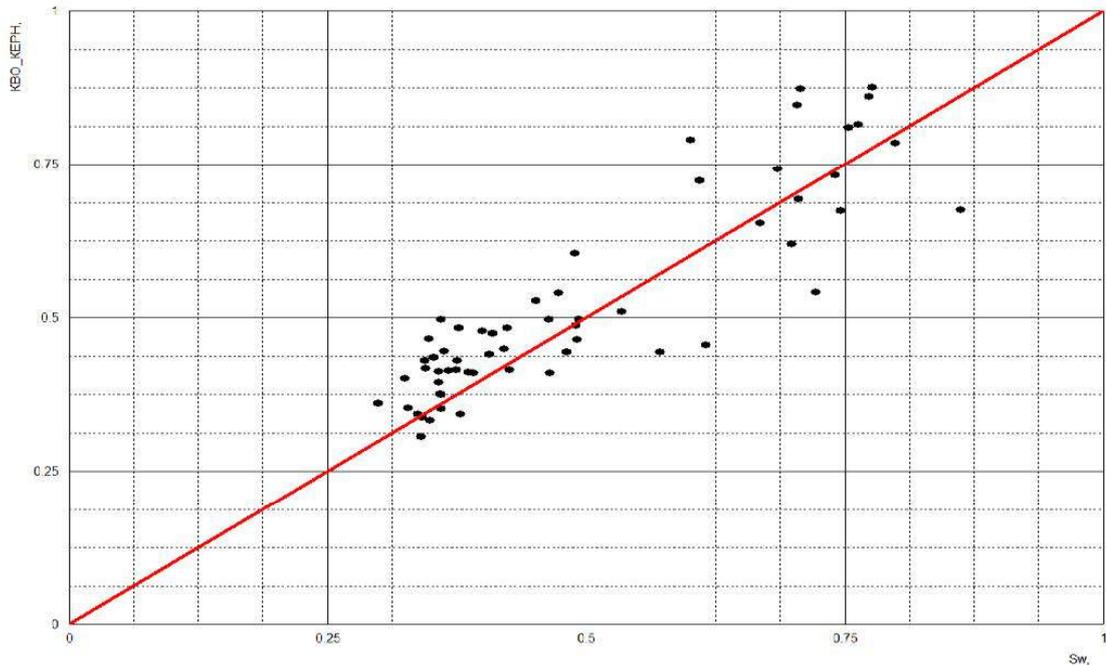


Рисунок 4.18 Отношение водонасыщенности по Арчи и связанной воды по керну

1. Второй метод – метод общей глинистости с коэффициентом корреляции 77 %:

$$S_w = \sqrt[n]{\left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}^2}{R_{sh}}\right) \cdot \left(\frac{a \times R_w}{\phi^m}\right)}$$

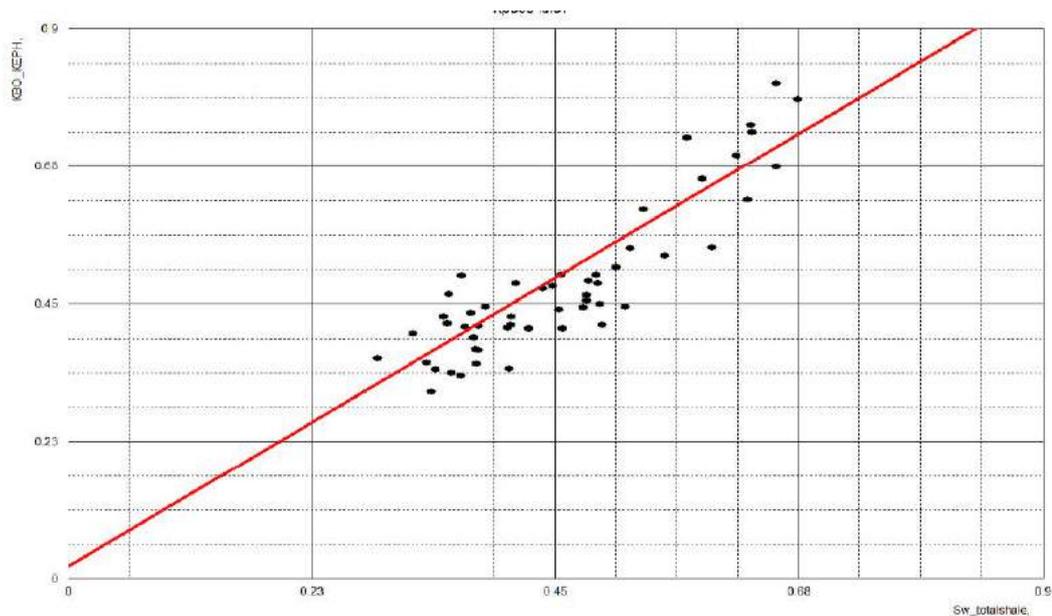


Рисунок 4.19 Отношение общей глинистости от связанной воды по керну

Существуют и другие методы определения насыщенности, но коэффициент корреляции в них оставляет желать лучшего:

- Метод Симанду:

$$S_w = \frac{1}{\sqrt[n]{\left(\frac{\phi^m}{\sqrt{a \cdot R_w}}\right) + \left(\frac{V_{sh}^{(1-V_{sh})}}{\sqrt{R_{sh}}}\right)}} \cdot \sqrt{R_t}$$

- Индонезийский метод:

$$S_w = \frac{aR_w}{2\phi^m} \left(-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4\phi^m}{a \cdot R_t \cdot R_w}} \right)$$

- Пупон метод:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \cdot \left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right) \cdot \left(\frac{R_w}{1-V_{sh}}\right)} \quad [7]$$

Эти три модели не применимы для второй зоны, и они не рекомендуются для этой фациальной зоны. Аналогичные результаты получены для скважины № 223.

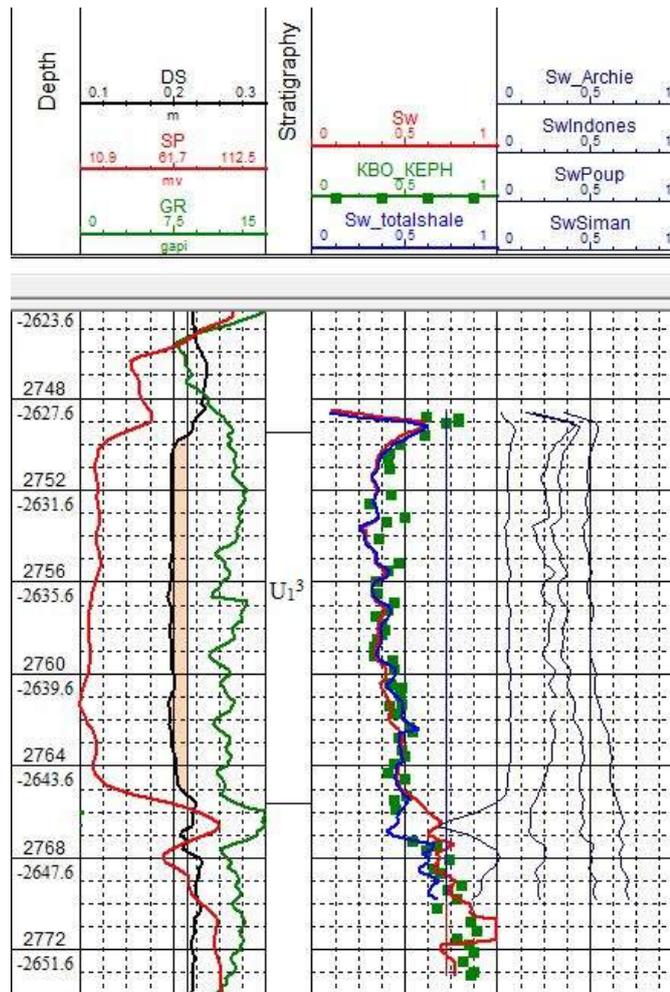


Рисунок 4.20 Сравнение всех методов расчета насыщенности относительно данных по керну

Это еще раз доказывает, что эти скважины расположены в одной и той же фациальной зоне, и результаты всех скоррелированных моделей в определениях всех параметров одинаковы.

Таблица, в которой показаны результаты для каждой скважины, представлена во главе «Результаты».

4.6 Определения эффективной нефтенасыщенной толщины

Расчеты критериев отсечения проводились для определения эффективной нефтенасыщенной толщины и оценки средних значений петрофизических параметров. Этот процесс включает в себя расчет критических значений параметров, определенных выше, таких как глинистость, пористость, проницаемость и водонасыщенность. Данный метод позволяет определить толщину коллектора в пласте Ю₁³.

4.6.1 Критерий отсечения водонасыщенности

Критическое значение водонасыщенности было определено на основе построения графика, по которому определены соотношения фракционного расхода и водонасыщенности. Прежде всего, на основе имеющихся данных о формировании фракционного параметра течения определяется следующее уравнение:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}}$$

где μ_w - вязкость воды - (0.3 сPz), μ_o - вязкость нефти – 1.16 (сPz), k_{ro} - относительная проницаемость по нефти, k_{rw} - относительная проницаемость по воде.

Соответственно необходимо построить график отношения насыщенности и фракционного потока:

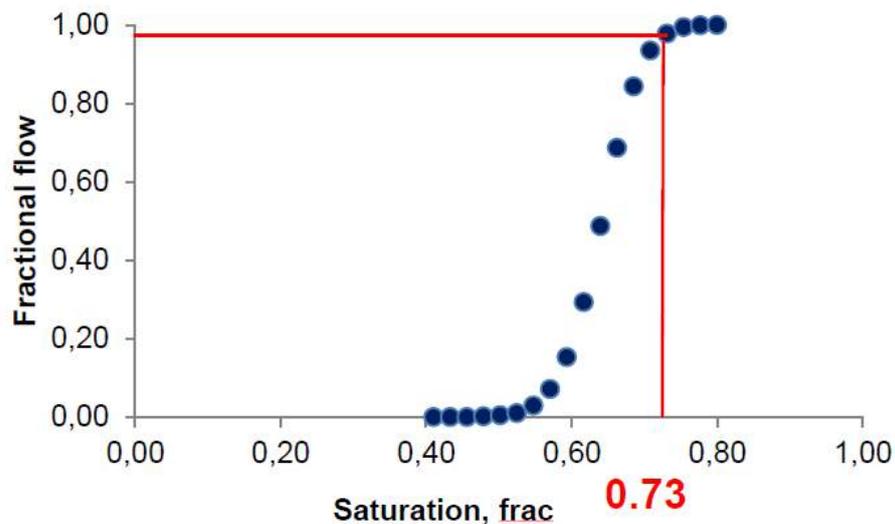


Рисунок 4.21 Определение критического значения водонасыщенности

Как видно из приведенного выше графика, критическое значение водонасыщенности для пласта Ю₁³ составляет 73 %, выше этого значения пласт не обладает коллекторскими свойствами.

4.6.2 Критерий по глинистости

Следующий шаг – это определение критического значения для глинистости, которое можно увидеть из графика ниже:

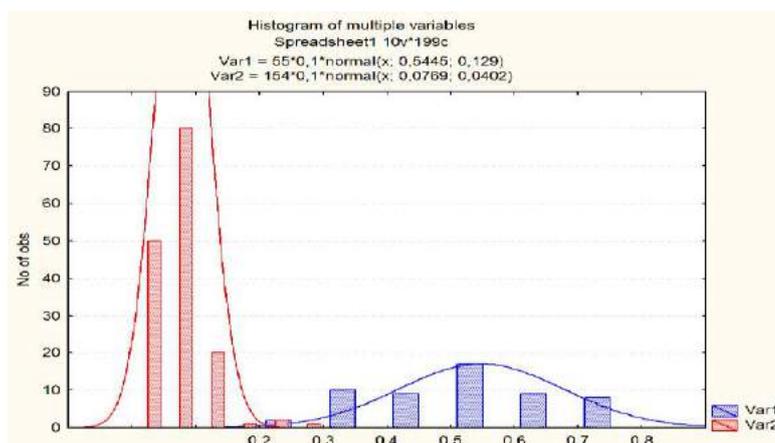


Рисунок 4.22 Определение критического значения для глинистости

Для более быстрого расчета данного параметра графики строились в программе «Статистика». В результате получилось, что пласт не обладает коллекторскими свойствами, если объем глин превышает 21%.

4.6.3 Критерий отсечения по пористости

Существует несколько методов расчета критического значения пористости пород. Один из методов включает построение графика зависимости данных пористости, полученных с логга, от динамической пористости, которая равна $\phi_{Dyn} = \phi \times (1 - \phi - S_{wir})$

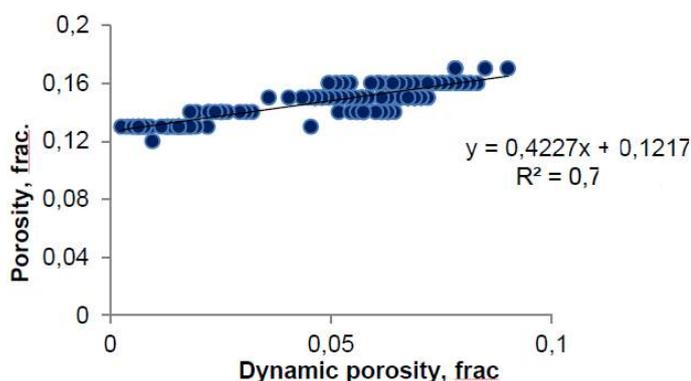


Рисунок 4.23 Определение критического значения пористости

Величина 0,1217 в уравнении характеризует критическое значение пористости. В округленном виде на графике критическое значение пористости равно 12 %. Метод позволяет уменьшить зависимость пористости от других параметров и в результате получить более адекватное значение.

4.6.4 Критерий отсечения по проницаемости

Последний параметр, критическое значение которого было определено, проницаемость пласта. Метод, который был применен для получения результата, аналогичен определению пористости, только вместо значений пористости использовались значения проницаемости соответственно:

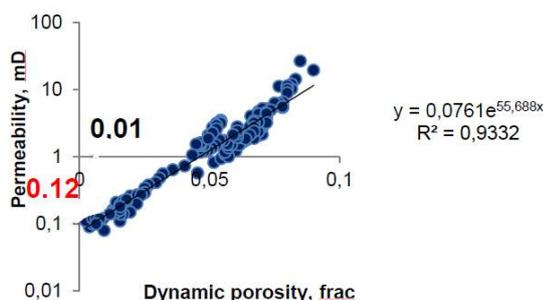


Рисунок 4.24 Определение критического значения по проницаемости

После построения графика в качестве критического значения выбирается динамическая постоянная пористости 0,01 и величина проницаемости, противоположная точке пересечения с трендом графика. Таким образом, участки пласта Ю₁³, где значения проницаемости меньше 0,12 мД, не рассматриваются как зоны коллектора.

Таким образом, определены критические значения этих параметров во всех 9 рассматриваемых скважинах. Правила и последовательность процессов, аналогичны тем, что были представлены выше. В итоге, критические значения для этих параметров были определены на основе базовых коррелируемых моделей для каждого параметра и вторичных, которые могут тоже могут быть применимы. Полученные результаты можно посмотреть в разделе "Результаты".

На основе полученных результатов были отсечены неколлекторские интервалы и определена эффективная нефтенасыщенная мощность. Затем были определены некоторые средние значения для будущих расчетов. Среднее значение для всех трех параметров, кроме проницаемости, вычислялись простым методом арифметического усреднения, а проницаемость - методом арифметического усреднения для потока, параллельного слоям.

Полученные результаты показывают, что средние значения в каждой зоне похожи, что является петрофизическим доказательством того, что пласт имеет несколько фациальных зон и средние значения по площади различаются на расстоянии.

Правильная оценка петрофизических параметров обеспечивает точную оценку запасов нефти в резервуаре, что является критическим параметром для любого процесса. Кроме того, петрофизические параметры каждой фациальной зоны пласта должны быть оценены максимально корректно, что должно отражать более близкие значения в реальных зонах.

Одна из целей проекта заключалась в том, чтобы показать, как неправильно выбранный метод может повлиять на петрофизический параметр, а затем изменить значение запасов. В качестве образца берется среднее значение пористости скважины № 204 из фациальной зоны № 1в. Как упоминалось ранее, при определении этого параметра были выбраны 2 модели с наибольшими уровнями корреляции для сравнения средних значений, полученных с помощью этих методов. Среднее значение, вычисленное из значений уравнения с наибольшей корреляцией с пористостью керна (79%), составляет 15 %. при этом среднее значение, полученное по второму наиболее применимому методу (73%), составляет 20%. В результате можно определить неточное среднее значение

пористости в случае неточного выбора методов. Ошибка может составлять примерно 33% на выборке скважины № 204. В других скважинах разница достаточно существенна, и в этом случае правильный выбор уравнения и определение среднего значения помогают избежать получения некорректного значения запасов, которое будет проанализировано в экономической части отчета. Так же правильный выбор параметров влияет на показания добычи, так как данные параметры вносятся в геологическую, а потом гидродинамическую модели. Пространственное распределение этих параметров, а также гидродинамическое моделирование требуют максимально точных петрофизических параметров, характеризующих реальные данные пласта.

Кроме того, неточная оценка запасов может быть вызвана тем, что при расчете петрофизических параметров непреднамеренно используется одно уравнение в двух разных фациальных зонах, которое показывает завышенные или заниженные средние значения и соответственно различные значения запасов. Чтобы избежать этих моментов, нужно иметь достаточное количество геологических данных, рассматривать каждую фациальную зону как отдельную.

5. Результаты проведенного исследования

В разделе геологии было обсуждено, что пласт Ю₁³ формировался с разной динамикой осадконакопления. И это была одной из нескольких причин формирования зон с разными фациями. Более того, статический анализ, проведенный по трем критериям, таким как Колмогорова-Смирнова, Стьюдента и Фишера [2] подтвердил, что пласт Ю₁³ делится на зоны с отличающимися петрофизическими параметрами. Как уже было упомянуто, бары, которые образовались в одном цикле, местами отличаются по толщине и свойствам. Недоучет этих важных особенностей месторождения приведет к получению неточных данных после расчетов, которые приводят к увеличению неоднородности данных. Полученные результаты после расчетов показывают, что петрофизические параметры действительно варьируются по всей площади.

Как уже было отмечено, пласт был поделен на 6 фациальных зон. [1] В ходе расчетов выяснилось, что набор корреляционных уравнений для каждой зоны индивидуален. Начнем приводить результаты с зоны 2. В качестве опорных скважин были выбраны скважины № 220 и 223. Готовые планшеты после литологического расчленения, а также выбора кривых этих скважин приведены ниже:

Зона 2 (Основное русло реки) средняя пористость 15 - 16 %.

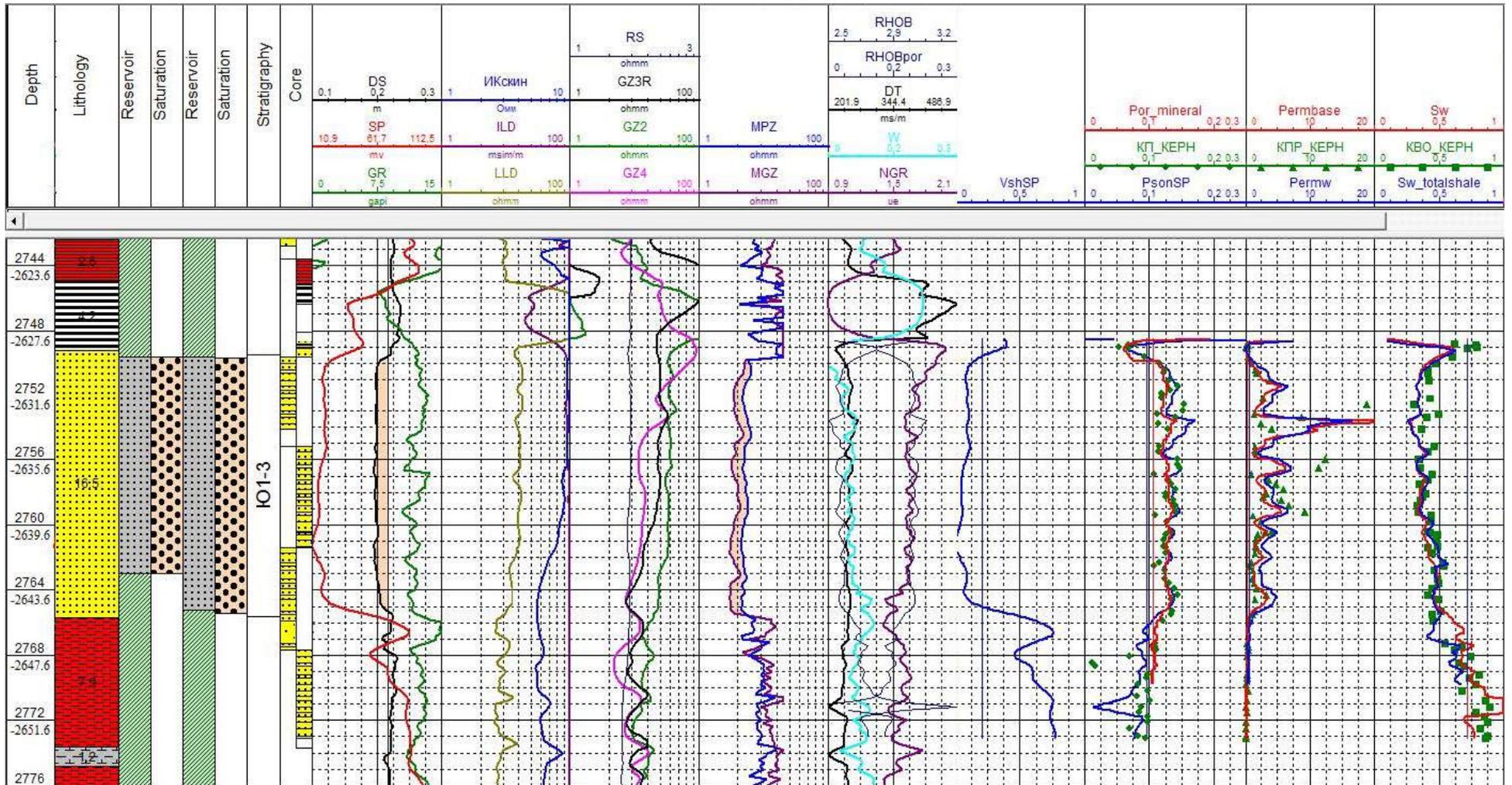


Рисунок 5.1. Готовый планшет с коррелированными кривыми скважины № 220

Зона 2 (Основное русло реки) средняя пористость 15 - 16 %.

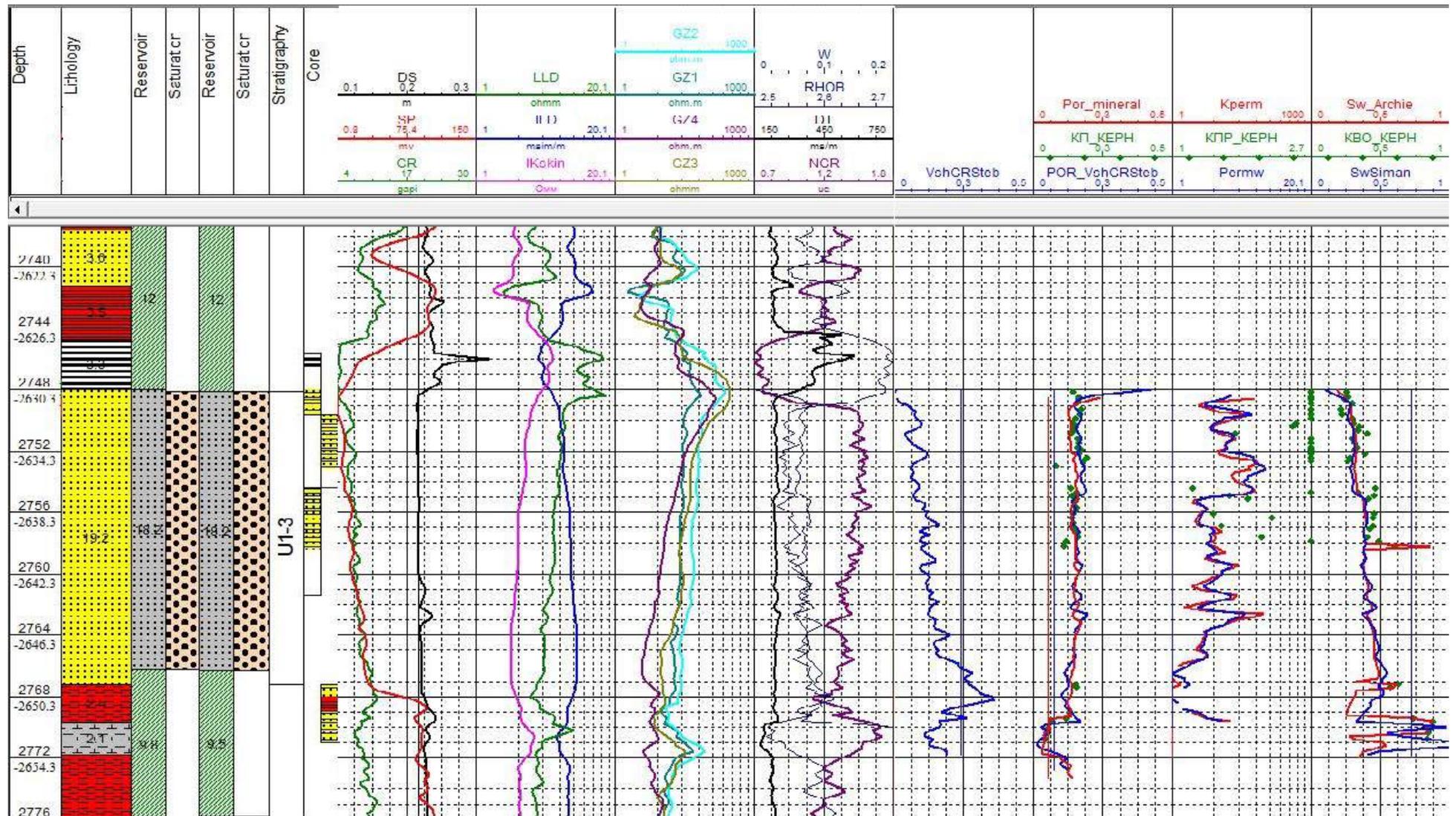


Рисунок 5.2. Готовый планшет с коррелированными кривыми скважины № 223

Зона 3 (переходная зона). Средняя пористость 14-18 %.

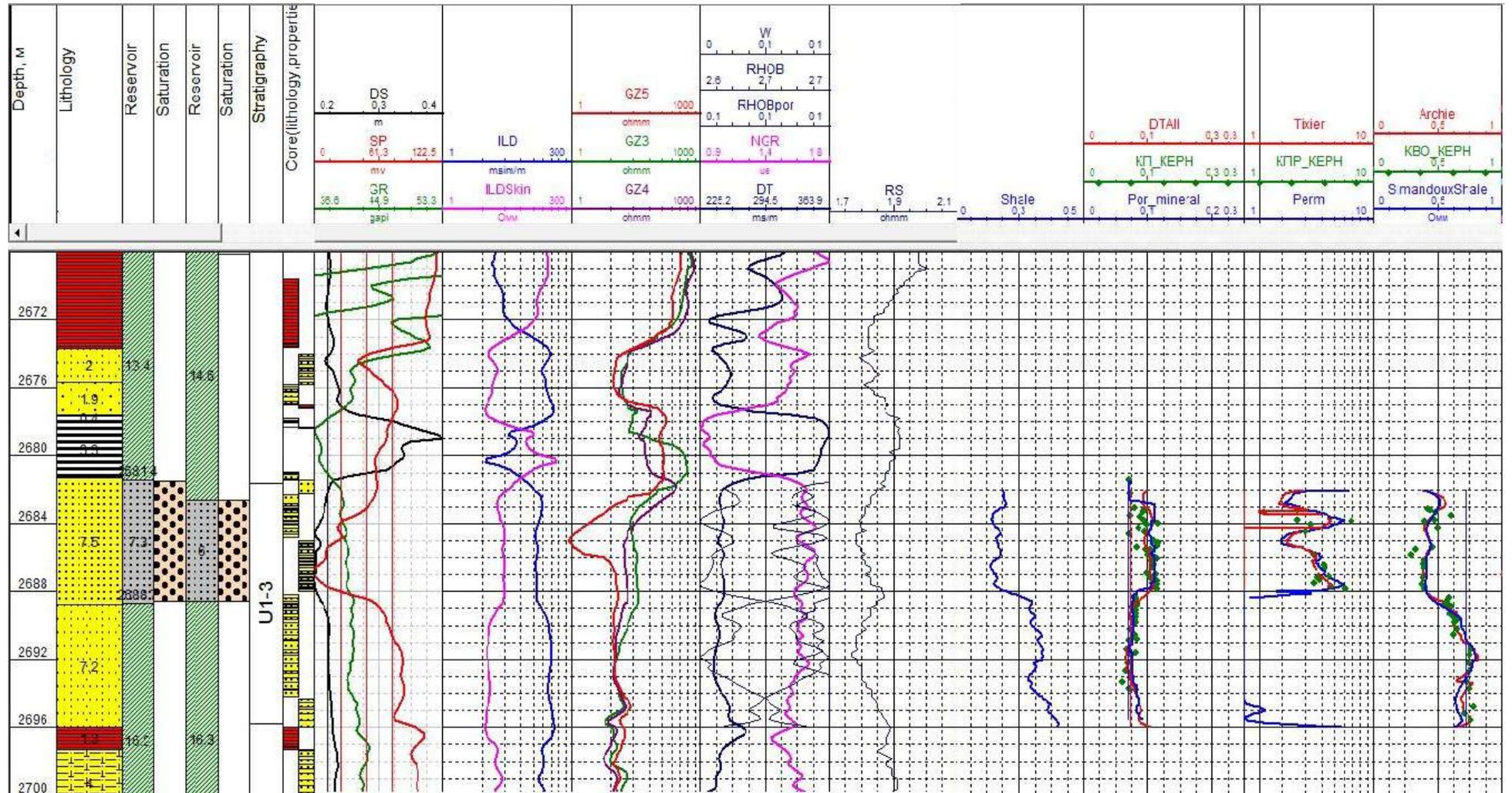


Рисунок 5.3. Готовый планшет с коррелированными кривыми скважины № 197

Зона 3 (переходная зона). Средняя пористость 14-18 %.

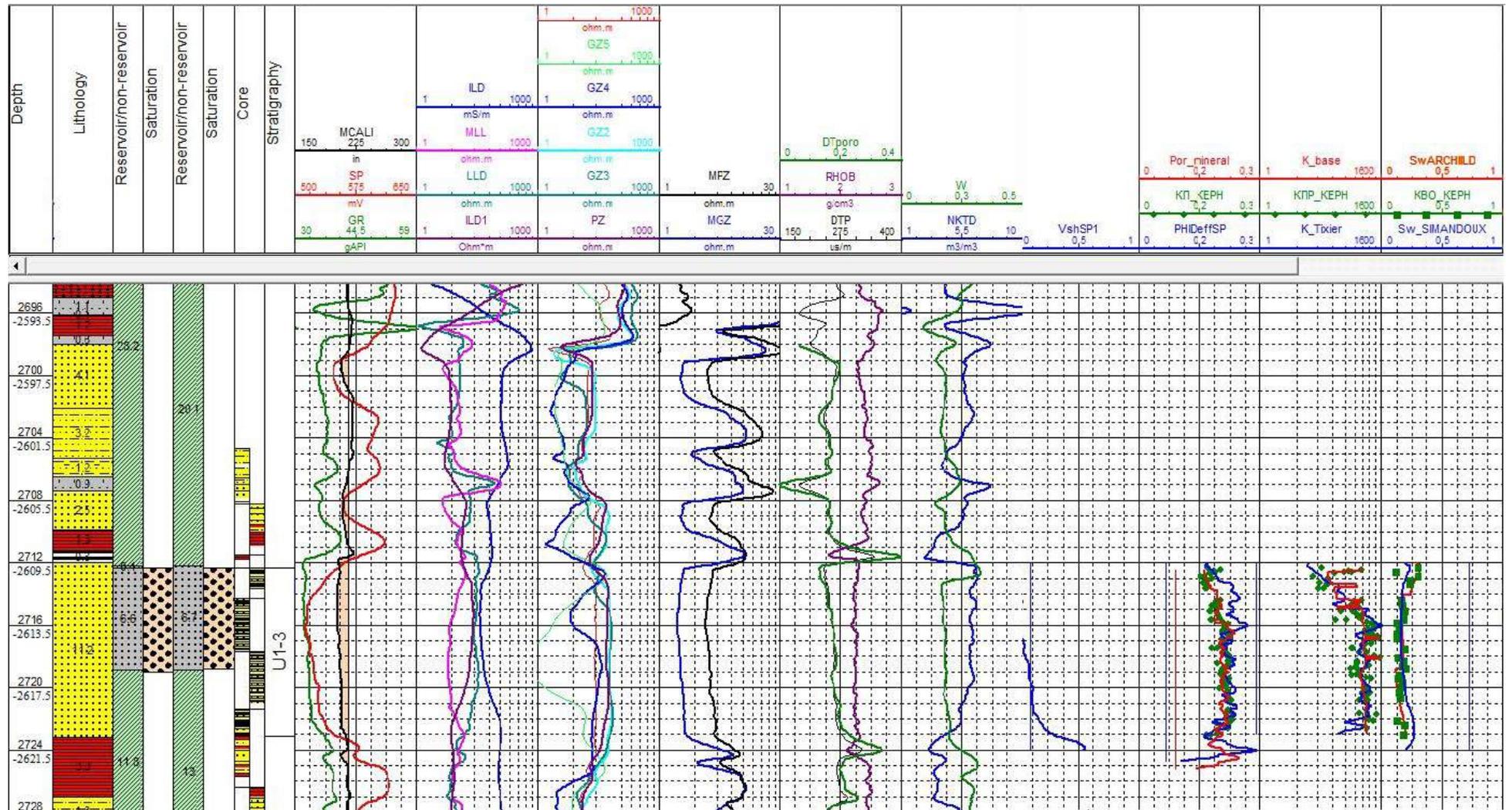


Рисунок 5.4. Готовый планшет с коррелированными кривыми скважины № 218

Зона 1а (прибрежно баровый песок) средняя пористость – 18%.

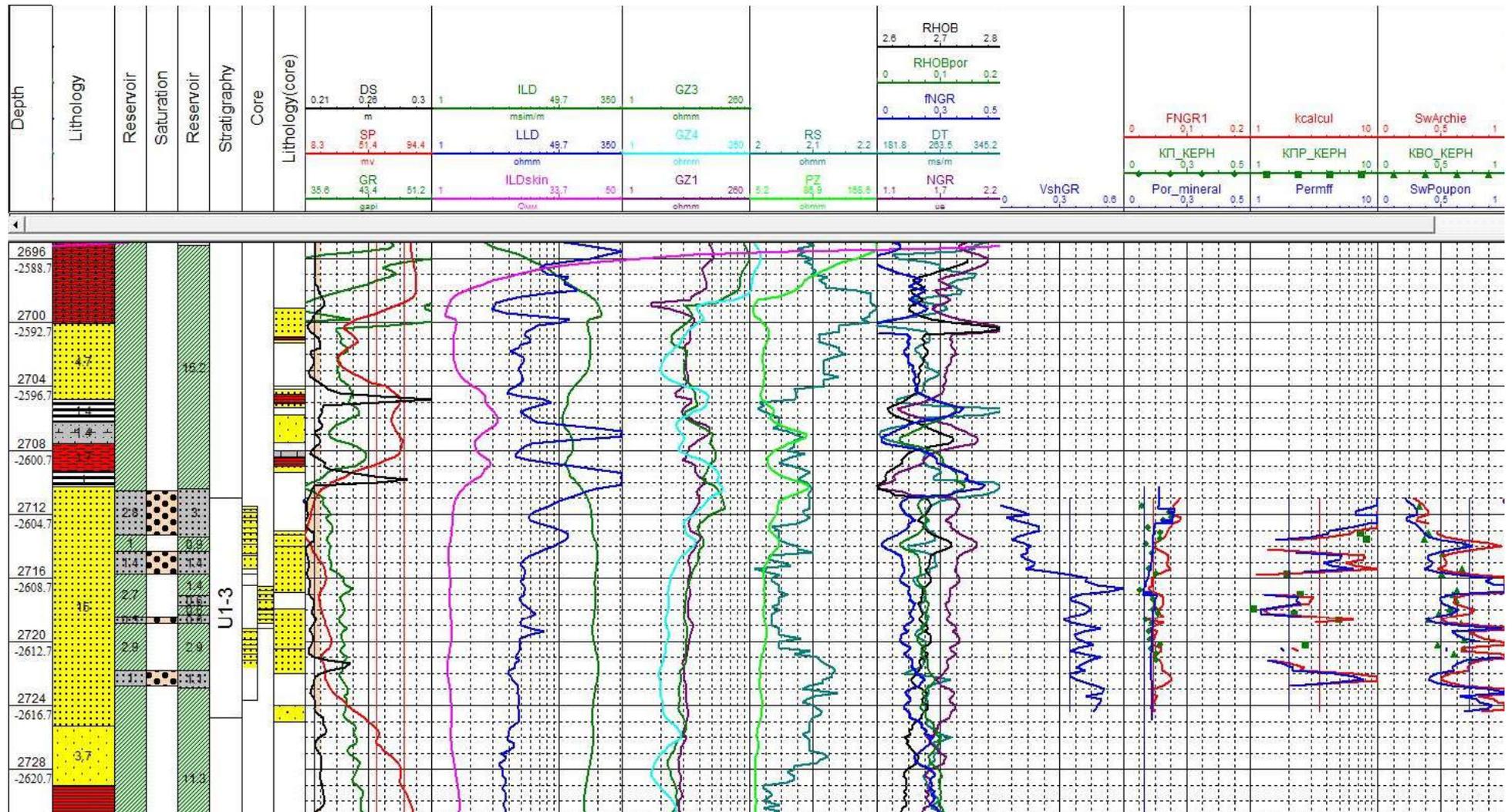


Рисунок 5.5. Планшет с коррелированными кривыми скважины № 202

Зона 1б (прибрежно баровый песок) средняя пористость – 14 – 18 %.

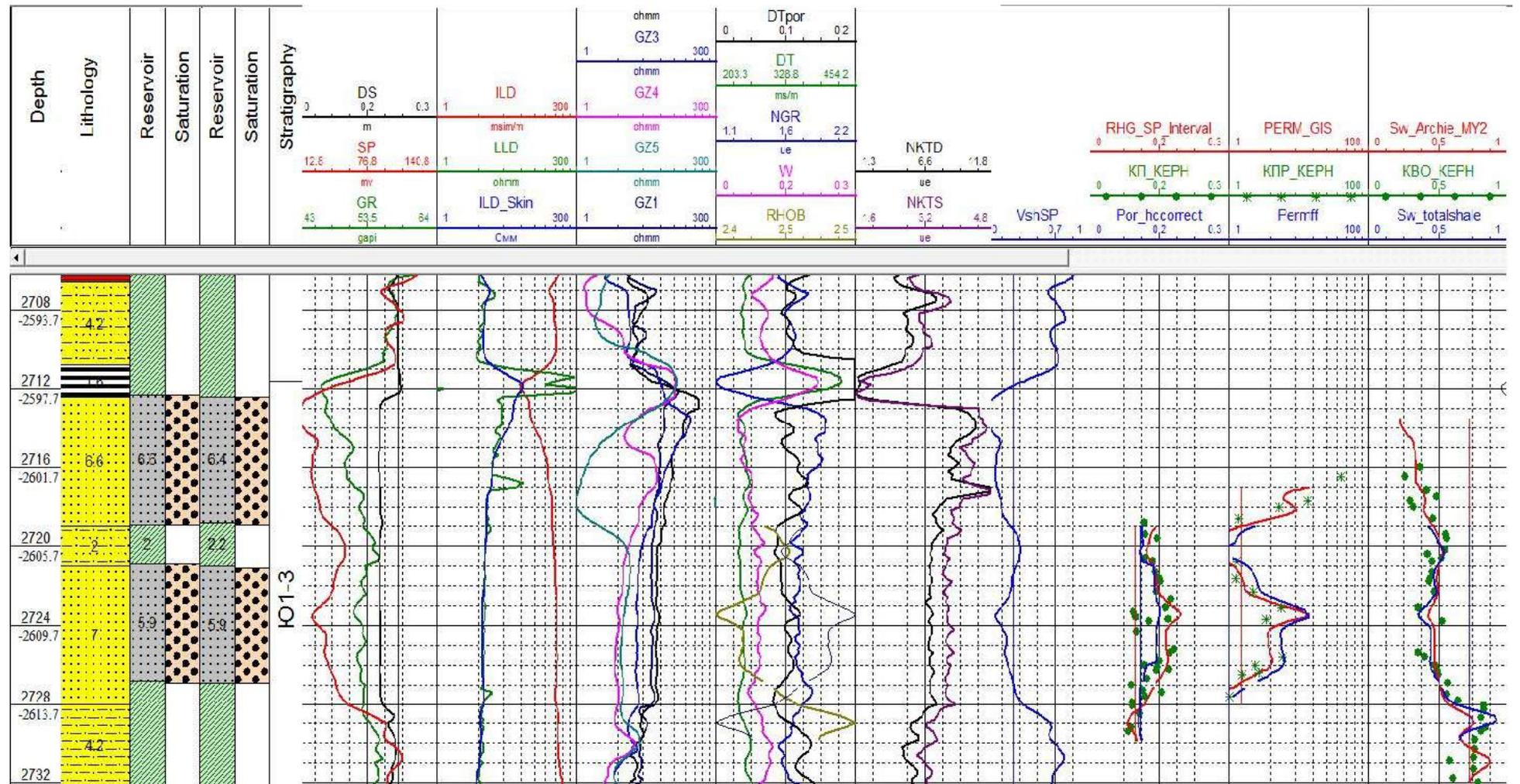


Рисунок 5.6. Планшет с коррелированными кривыми скважины № 203

Зона 1в (прибрежно баровый песок) средняя пористость – 13-15%.

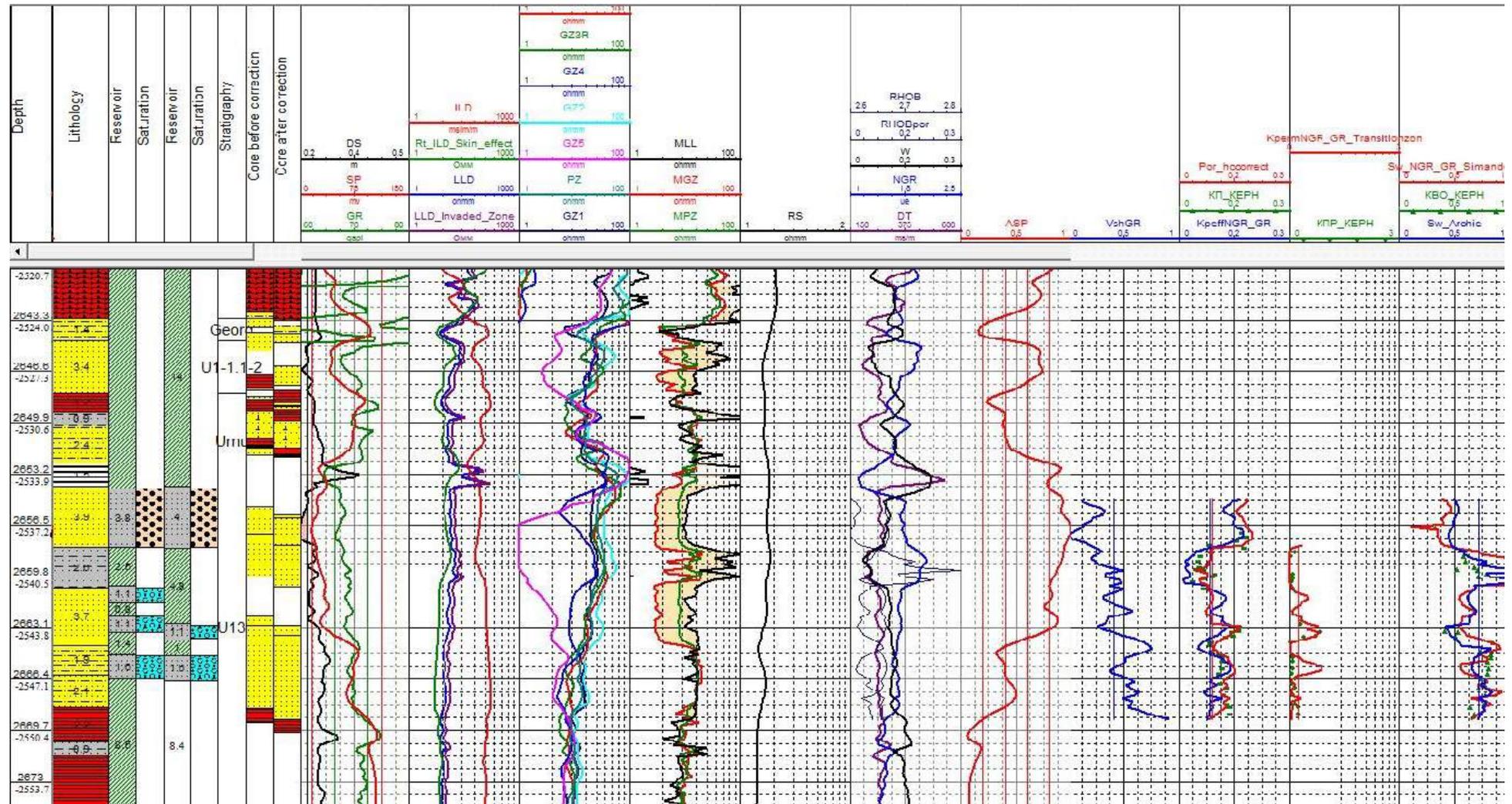


Рисунок 5.7. Планшет с коррелированными кривыми скважины № 191

Зона 4 (прибрежно баровый песок) средняя пористость – 14-18 %.

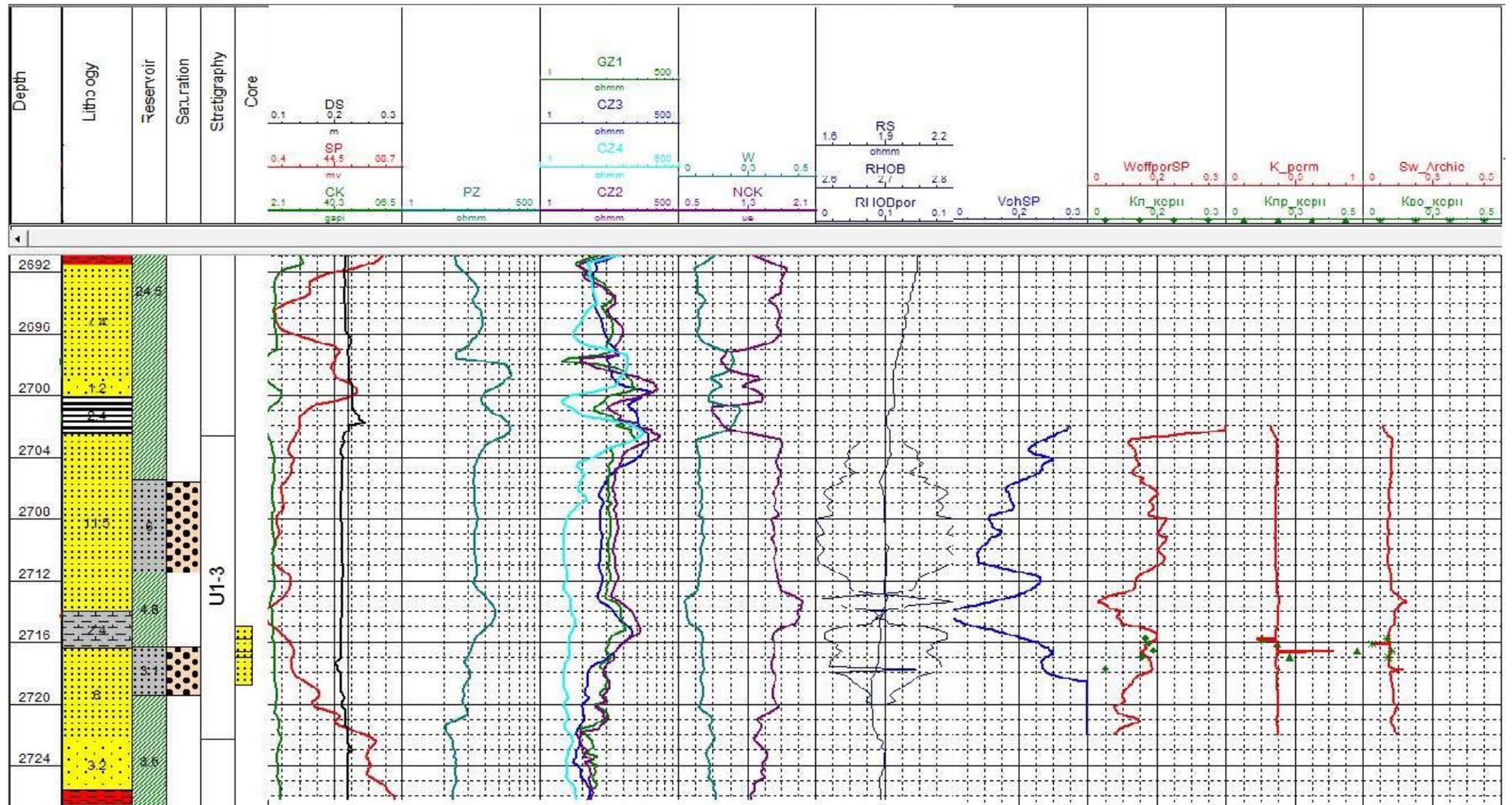


Рисунок 5.8. Планшет с коррелированными кривыми скважины № 196

Зона 4 (прибрежно баровый песок) средняя пористость – 14-18 %.

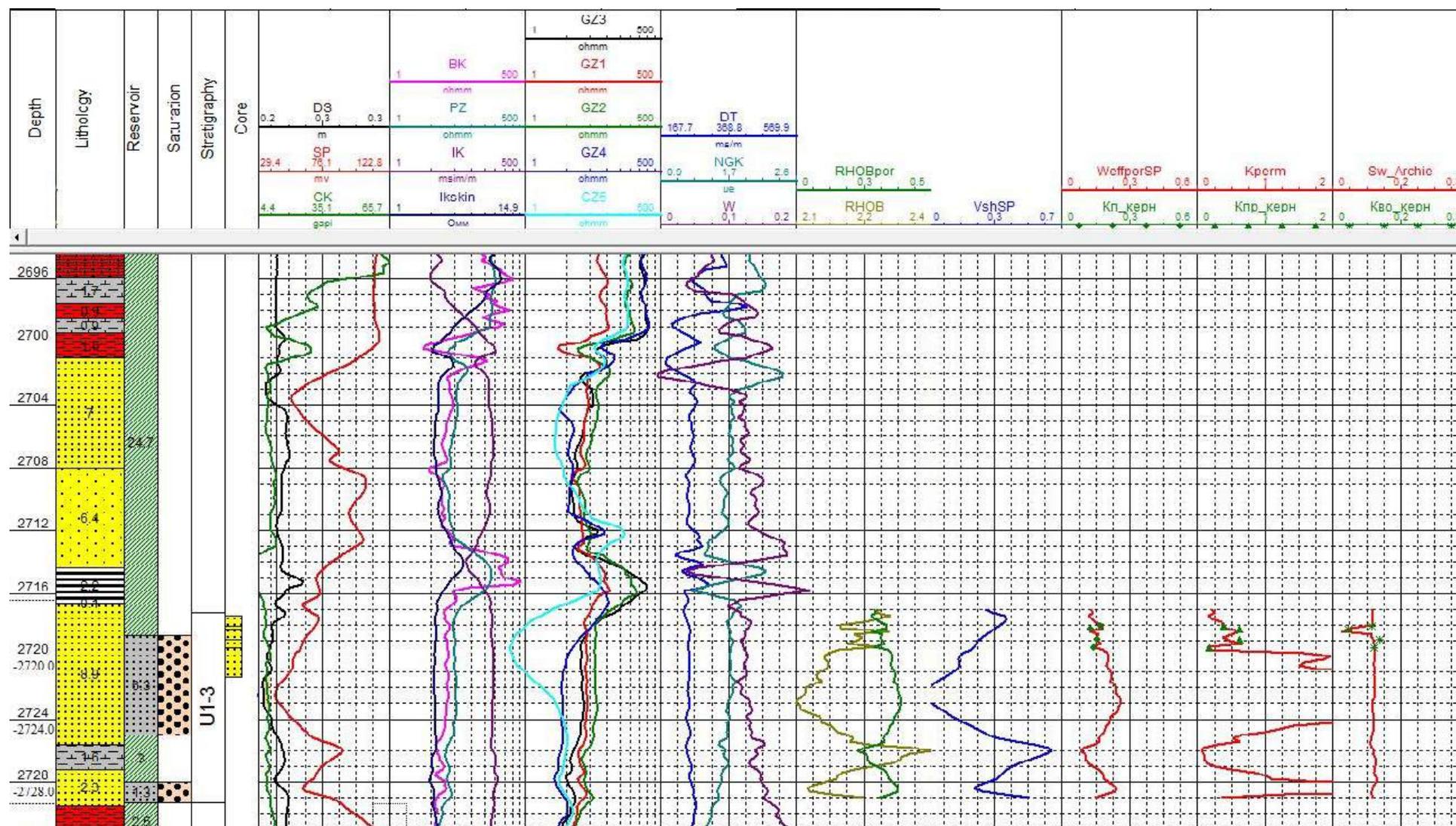


Рисунок 5.9. Планшет с коррелированными кривыми скважины № 212

5.1 Глинистость

Таблица 5.1. Полученные методы определения глинистости с высокой степенью корреляции в каждой фациальной зоне

№	Зоны	Скважина	Глинистость
1	1а	202	VshGR
2	1б	203	VshSP
3	1в	191	VshGR
4	2	220	VshSP
5	2	223	VshSP
6	3	197	VshSP
7	3	218	VshSP
8	4	196	VshSP
9	4	212	VshSP

На основе приведенных данных в этой таблице можно видеть, что большинство зон лучше коррелируются с методом, который рассчитывается с помощью кривой метода ПС.

5.2 Пористость

Таблица 5.2. Полученные методы определения пористости с высокой степенью корреляции в каждой фациальной зоне

№	Зоны	Скважина	Пористость	
1	1а	202	Por_Mineral (72)	WeffGR (71)
2	1б	203	Por_hccorrect (72)	Por_RHG (68)
3	1в	191	Por_hccorrect (83)	WeffGR (71)

4	2	220	Por_Mineral (85)	Dteff_SP (76)
5	2	223	Por_Mineral (76)	Dteff_GRSTeib (72)
6	3	197	Dteff_SP (75)	Por_mineral (70)
7	3	218	Dteff_SP (71)	Por_mineral (66)
8	4	196	WeffSP (81)	-
9	4	212	WeffSP (78)	-

В результате расчетов, проделанных с такой же последовательностью и представленными методами в предыдущем разделе, были определены модели с высокими показателями корреляции. Из приведенной таблицы можно сделать вывод, что модели с высокими результатами в выбранной одной опорной скважине также показывают высокую степень корреляции во второй опорной скважине. Доказывая, что опорные скважины действительно находятся в одной фациальной зоны.

5.3 Проницаемость

Для проницаемости практически во всех скважинах высокая степень корреляции наблюдается для уравнения, которое было получено на основе керновых данных для каждой скважины.

Таблица 5.3. Полученные методы определения проницаемости с высокой степенью корреляции в каждой фациальной зоне

№	Зоны	Скважина	Проницаемость	
1	1a	202	K_base (72)	K_FF (65)
2	1б	203	K_base (73)	K_FF (65)
3	1в	191	K_base (74)	
4	2	220	K_base (76)	K_w (72)

5	2	223	K_base (75)	K_w (73)
6	3	197	K_base (79)	K_Tixier (70)
7	3	218	K_base (70)	K_Tixier (66)
8	4	196	K_base (89)	-
9	4	212	K_base (66)	-

Зависимость между керновыми значениями по проницаемости и пористости была представлена как основная модель для применения. Второстепенными методами оказались уравнение, выведенное Тиксье для конкретных условий моделей, вычисленных с помощью параметра пористости.

5.4 Водонасыщенность

В ходе исследования выяснилось, что уравнение Арчи-Дахнова показывает высокую степень корреляции со значениями остаточного водонасыщения керна.

Таблица 5.4. Полученные методы определения водонасыщенности с высокой степенью корреляции в каждой фациальной зоне

№	Зоны	Скважина	Водонасыщенность	
1	1a	202	Sw_Archie(72)	Sw_Poupon(68)
2	1б	203	Sw_Archie(81)	Sw_Totalshale(71)
3	1в	191	Sw_Archie(73)	Sw_Archie(66)
4	2	220	Sw_Archie(81)	Sw_Totalshale(77)
5	2	223	Sw_Archie(93)	Sw_Simand(86)
6	3	197	Sw_Archie(86)	Sw_Simand(78)
7	3	218	Sw_Archie(73)	Sw_Simand(61)
8	4	196	Sw_Archie(91)	-

9	4	212	Sw_Archie(93)	-
---	---	-----	---------------	---

Вторым по значимости является метод Симанду для зоны 1в. Второстепенными методами оказались методы Поупона и уравнения общей глинистости, которое было выведено для месторождений с большой мощностью песчаного тела с мелкими переслаиваниями. [8]

5.5 Определение коллекторских частей пласта

Результаты определения критических значений в каждой фациальной зоне приведены ниже в таблице 5.5. Эти значения позволяют отсекают зоны пласта, которые не имеют коллекторских свойств. Критические значения в двух скважинах с одной и той же фациальной зоны практически не отличаются, показав близость этих значений между собой.

В первую очередь, пласт отсекается по глинистости, потом по пористости, проницаемости и водонасыщенности. Критическое значение параметра водонасыщенности представляет одно значение для всего пласта, в случае, когда значение окажется меньше критического параметра, тогда та часть считается коллекторам.

Таблица 5.5. Полученные результаты (критические значения) по каждой скважине

№	Зоны	Скважина	Vsh	Пористость		Проницаемость		Насыщение
1	1а	202	0,32	0,12	0,08	3,5	2	0,73
2	1б	203	0,27	0,10	0,11	1,5	0,9	
3	1в	191	0,41	0,08	0,09	0,23		
4	2	220	0,21	0,13	0,11	0,12	0,45	
5	2	223	0,24	0,07	0,09	0,20	0,40	
6	3	197	0,26	0,10	0,08	0,65	0,10	
7	3	218	0,21	0,09	0,07	0,8	0,8	

5.6 Определение среднего значения

После определения зон с коллекторскими свойствами, средние значения в этих частях пласта были рассчитаны среднеарифметическим методом. Только, среднее значение для проницаемости было определено по среднеарифметическому методу, выведенным для потока флюида параллельным к переслаиваниям. [4]

Таблица 5.6. Среднее значение по каждому параметру в опорных скважинах.

№	Зоны	Скв.	Vsh	Поро		Перм		Водонас		Ннн	Нэф	Но
1	1а	202	0,19	0,18	0,14	13,4	1,9	0,48	0,39	5,7	6,3	14,6
2	1б	203	0,18	0,13	0,14	5,42	5,43	0,42	0,44	12,5	12,6	13,6
3	1в	191	0,32	0,13	0,16	0,04	-	0,53	0,54	6,7	7,6	7,6
4	2	220	0,08	0,15	0,16	3,4	3,4	0,38	0,40	15,3	15,3	16
5	2	223	0,11	0,16	0,15	15,1	17,4	0,37	0,36	18,2	18,2	19,2
6	3	197	0,18	0,14	0,12	3,36	2,93	0,44	0,44	6	7,3	7,5
7	3	218	0,13	0,18	0,22	439	452	0,2	0,78	6,6	6,7	11,2
8	4	196	0,17	0,14	-	0,37	-	0,33	-	9,1	-	17,5
9	4	212	0,19	0,18	-	2,93	-	0,38	-	7,9	-	11,2

Как уже упоминалось, полученные средние значения показывают, что петрофизические свойства пласта варьируются по всей площади, подтверждая наличие нескольких фациальных зон. Более того, полученные значения из разных скважин из одной фациальной зоны не сильно отличаются. А также, перечисленные выше факты подтверждаются по таким каротажным кривым как ПС, ГК, НГК, АК которые демонстрируют схожую литологию в двух скважинах из одной зоны.

6. Социальная ответственность

Целью данной работы является изучение пространственных закономерностей изменения петрофизических параметров, которые зависят от литолого-фациальной зональности месторождений. Для исследования данной работы Крапивинское месторождение было выбрано в качестве объекта исследования. Поэтому, одной из задач является изучения фациальной особенности Крапивинского месторождения, а также, проведение анализа методов определения таких параметров как глинистость, пористость, проницаемость и водонасыщенность в этих 6 выделенных фациальных зонах. Более того, применить разные модели для расчетов вышеперечисленных петрофизических параметров, которые могут выдать высокое сходство со значениями керновых данных. А также, оценить степень влияния не корректно подобранных моделей, которые имеют наиболее высокую степень корреляции со значениями керновых данных.

Данная работа имеет важную научную и практическую значимость, так как, литолого-фациальная зональность может на прямую повлиять на объем промышленных запасов любого месторождения. В качестве исследуемого объекта был выбран Крапивинское нефтяное месторождение, так как оно имеет сложно построенную структуру. Расчеты проводились только для пласта Ю₁³, т.к. в данном пласте сконцентрированы основные промышленные запасы. Пласт Ю₁³ также, как и другие пласты данного месторождения имеет неоднородное литологическое распределение как по латерали так и по вертикали.

6.1 Профессиональная социальная безопасность

В ходе данной работы для проведения исследования использовались персональные, а также, портативные компьютеры. Работа требовала сидячий режим, при достаточном физическом напряжении. При выполнении работы необходимо было длительное время сидеть за персональным компьютером, которое требовало максимальную концентрацию, естественно, это, в каком-то количестве влияло на здоровье человека: долгое одинаковое положение тела, влияния на тела электромагнитных полей, напряжение глаз и рук. [15]

Перед началом работы был организован инструктаж по пользованию инструментами, по поведению человека в случае чрезвычайных ситуаций на рабочем месте. Более того, осведомлены опасные, вредные факторы, которые влияют на человека в процессе работы. На основе законов РФ опасными факторами являются те, которые наносят работнику травмы. Вредными являются те, которые приводят к заболеванию сотрудника.

Как во многих местах, чтобы минимизировать уровень опасности и вредности на человека, предпринимаются меры снижения уровня опасности.

6.2 Производственная безопасность

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении исследования

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером.	1. Недостаточная освещённость рабочей зоны: отсутствие или недостаток естественного света; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенный уровень электромагнитных излучений; 4. Повышенная или пониженная влажность воздуха	Электрический ток	1. СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение. [1] 2. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». [2] 3. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. [3] 4. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [4] 5. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [5]

6.3 Анализ вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

Длительное время за компьютером приводит к влиянию отрицательных факторов на организм. Ниже перечислены негативные факторы:

- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенная пульсация светового потока;
- загрязнение воздуха пылью;

- широкий спектр излучения от дисплея, который включает рентгеновскую, ультрафиолетовую и инфракрасную области;
- повышенный уровень электромагнитных излучений различных частот от монитора и системного блока;
- опасный уровень напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- опасность возникновения пожара. [15]

Вышеперечисленные отрицательные факторы на организм должны быть определены нормативными правовыми актами в области санитарно-эпидемиологического контроля и скомпенсированы рациональной организацией рабочего места.

- *освещение рабочего места*: необходимо обеспечить определенной освещенностью, от которого зависит работоспособность человека, его психика и эмоциональное состояние;
- *воздействие шума*: разные уровни шума по-разному влияют на человека, слабый шум мешает понимать речь или вызывать раздражение у человека, в то время как, высокий уровень может привести к снижению внимания и потери концентрации. Он замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему, вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ.

Эквивалентный уровень звука не должен превышать 50 дБ согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [6]. Защиту от шума следует выполнять в соответствии с ГОСТ 12.1.003-76, а звукоизоляция ограждающих конструкций должна отвечать требованиям главы СанПиН 11-12-77.

- *повышенный уровень электромагнитных излучений, повышенная напряжённость электрического поля*: являются наиболее вредными для организма человека. Основными источниками являются персональные компьютеры, мониторы, которые представляют собой источники наиболее вредных излучений, которые отрицательно влияют на здоровье работника.

Таблица 6.2 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ЭВМ

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	25 нТл
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

Для снижения вреда от монитора и компьютера на организм необходимо соблюдать следующие требования:

- Расстояние между работником и монитором не менее 600-700 мм
- Использовать экранные фильтры типа «Полная защита»;
- Соблюдать рациональный режим труда и отдыха в течение рабочего дня в зависимости от вида и категории трудовой деятельности. [15]
- *Отклонение показателей микроклимата на рабочем месте.* Микроклимат производственных помещений - Микроклимат производственных помещений – это климат внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха. Лаборатория является помещением, относящимся к категории помещений, где выполняются легкие физические работы, поэтому должны соблюдаться требования, приведенные в таблице 6.3 в соответствии с СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [14].

Таблица 6.3 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений для категории работ Ia

Период года	Наименование параметра			
	Температура воздуха, С°	Температура поверхностей, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с.
Холодный	22-24	21-25	40-60	0,1
Теплый	23-25	22-26	40-60	0,1

6.4 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды сводится к устранению отходов бытового мусора и отходам жизнедеятельности человека. В случае выхода из строя ПК, они списываются и отправляются на специальный склад, который при необходимости принимает меры по утилизации списанной техники и комплектующих.

Одним из самых распространенных источников ртутного загрязнения являются вышедшие из эксплуатации люминесцентные лампы. Каждая такая лампа, кроме стекла и алюминия, содержит около 60 мг ртути. Поэтому отслужившие свой срок люминесцентные лампы, а также, другие приборы, содержащие ртуть, представляют собой опасный источник токсичных веществ. [15]

6.5 Пожарная безопасность

Степень огнестойкости зданий принимается в зависимости от их назначения, категории по взрывопожарной и пожарной опасности, этажности, площади этажа в пределах пожарного отсека. Для устранения причин возникновения пожара в аудитории проводится комплекс профилактических противопожарных мероприятий:

- использование только исправного оборудования;
- проведение периодических инструктажей по пожарной безопасности;
- назначение ответственного за пожарную безопасность помещений;
- издание приказов по вопросам усиления пожарной безопасности;
- отключение электрооборудования, освещения и электропитания по окончании работ;
- курение в строго отведенном месте;
- содержание путей и проходов для эвакуации людей в свободном состоянии.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1.35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей. [15]

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

На сегодняшний день энергетические ресурсы, такие как нефть и газ играют ведущую роль в современной экономике. Уровень развития производительных сил каждой страны обычно определяется по масштабам потребления нефти и товаров нефтяного производства.

Одним из достоинств нефти и газа является сравнительно невысокая стоимость добычи, возможность безотходной переработки и получение многообразных видов топлива и сырья. Однако ресурсы нефти и газа ограничены, они значительно меньше, чем запасы других полезных ископаемых. Но, несмотря на это, добыча нефти и газа значительно превышает добычу других горючих ископаемых.

Такой высокий уровень потребления нефти в мире является основанием для высказываний ряду специалистов, ученых о неизбежности скорого истощения нефтяных запасов. Некоторые утверждают об исчерпании мировых нефтяных запасов к концу этого века.

Более того, такой быстрый темп уменьшения нефтяных запасов ведут к разработке трудно извлекаемых запасов. На основе данных проблем предпринимаются научные и технологические меры разрабатывать максимально больше объемов запасов нефти в недрах.

Наряду с такими проблемами стоит задача проведения более точной оценки нефтяных запасов, так как в первую очередь, чтобы уяснить объем нефти в недрах, а также, планирование расходов для выработки запасов. В каждом проекте первоначально определяется приблизительный объем нефти в пласте, а на основе этого будет оцениваться эффективность данного проекта. Следовательно, это требует более корректные данные о запасах, находящихся в недрах. Поэтому, необходимо рассчитать нужные параметры более точно, чтобы добиться получению тех запасов, которые действительно расположены в пласте.

Одной из нескольких целей данной работы является анализ влияния фациальной зональности на запасы в пласте Ю₁³. Поэтому необходимо было конкретизировать средние значения параметров, которые влияют на определения запасов нефти в пласте. Недоучет варьирующих значений по площади пласта, используя одно среднее значение по каждому параметру приведет к увеличению неопределенности подсчитанных запасов. Другими

словами, недоучет фациальных зон у которых петрофизические параметры отличаются, друг от друга может привести к получению заниженных либо завышенных значений запасов. Это непосредственно приведет к снижению доходов от выработки запасов, либо вообще разработка данного запаса может оказаться не эффективным.

В качестве оценки запасов из полученных значений петрофизических параметров с учетом фациальной зональности был подсчитан запас нефти для не большой зоны вокруг каждой скважины, т.к. данных о площади каждой зоны не было дано. (1 км²). А также, для сравнения как не значительная разница между значениями параметров могут повлиять на размеры запасов, был проведен анализ, на основе результатов полученных при расчетах, приведенных в предыдущих разделах.

Существует несколько способов подсчета запасов нефти и газа в пласте, такие как стохастические способы, детерминистические способы, метод Монте Карло (вероятность). В данной работе был выбран простой детерминистический способ для подсчета промышленных запасов на основе полученных данных из основного и второстепенного методов из каждого параметра:

$$STOIP = GRV \times NTG \times \phi \times S_o \times B_o$$

Где STOIP - первоначальный промышленный запас;

GRV - общий объем рассматриваемой зоны с площадью 1 км²;

NTG - песчанистость;

ϕ - пористость;

S_o - нефтенасыщенность;

B_o - объемный коэффициент нефти.

Таблица 7.1. Полученные запасы в каждой скважине в 1км² пространстве:

№	Зоны	Скважины	Извлекаемые запасы (стнд усл.)	
			баррель	
1	1a	202	484758,1	540304,4
2	1б	203	2016066,4	2129955,9

3	1в	191	1080705	1011733,7
4	2	220	3166636,4	3268785,9
5	2	223	4047198	3854474,3
6	3	197	1296441,4	750693,9
7	3	218	1448245,5	410427,7
8	4	196	1032999,1	-
9	4	212	1608089,5	-

В таблице приведены извлекаемые запасы нефти в стандартных условиях, которые были переведены из промышленных запасов с помощью умножения на средний коэффициент извлечения нефти (КИН) который равен 0.37 по месторождению:

$$Reserve = STOIP * RF$$

Где Reserve = извлекаемый запас нефти;

СТОИП- первоначальный промышленный запас;

RF- коэффициент извлечения нефти (КИН)

Из таблицы можно сделать вывод что, не корректный выбор метода определения петрофизических параметров, либо не значительная разница параметров, рассчитанных в предыдущих разделах, могут привести к значительной разнице запасов. В качестве примера, возьмем скважину № 202 из зоны 1а. Запасы, которые были подсчитаны на основе методов с высокой степенью корреляции, составили 2369769.9 баррель нефти, в то время как запасы, которые были подсчитаны на основе другого второстепенного метода, составили 3624234.9 баррель нефти. Таким образом, выбрав второй метод мы завышаем свои запасы на 1254465.1 баррель нефти, который на 52 % показывает завышенный запас для 1 км² площади. Это еще раз доказывает, что не значительная разница между параметрами, полученными разными методами показывают значительную разность в значениях запасов.

Проведем финансовые расчеты по полученным запасам из разных методов для оценки стоимости извлекаемых нефтяных запасов. В качестве примера возьмем ту же

скважину № 202, где объемы запасов отличаются между собой на 52 %. Стоимость 1 барреля нефти к 12.08.2017 составляет 51.99 \$. Следовательно, умножаем данную стоимость на объемы запасов. Стоимость извлекаемых запасов в скважине № 202, для первого случая 123204335 \$, для второго случая 188423971 \$. Таким образом, при не корректном выборе методов определения петрофизических свойств на примере скважины № 202, завышаем ожидаемые доходы от продажи нефти на 65219636 \$. Подобные же расчеты были проведены для остальных скважин. Они приведены в таблице ниже:

Таблица 7.2. Стоимость извлекаемых запасов

№	Зоны	Скважины	Стоимость нефти \$	
1	1a	202	25202573.57	28090424.4
2	1б	203	104815292.5	110736407.9
3	1в	191	56185854.41	52600032.73
4	2	220	164633425.5	169944181.1
5	2	223	2104413822.6	200394116.8
6	3	197	67401988.06	39028575.24
7	3	218	75294285.77	21338134.4
8	4	196	53705623.3	-
9	4	212	83604572.79	-

Подводя итоги, можно сделать вывод, что необходимо рассматривать каждую зону как отдельный фаций и выбирать корректные методы определения петрофизических параметров отдельно для каждой зоны. Недоучет фациальных зон, у которых петрофизические параметры отличаются, друг от друга может привести к получению заниженных либо завышенных значений запасов.

Заключение

Подводя итоги данной работы, была изучена пространственная закономерность изменения петрофизических параметров, которая зависит от литолого-фациальной зональности на примере Крапивинского месторождения. Для исследования данной работы продуктивный пласт Ю₁³ был выбран в качестве объекта исследования. В первую очередь, были изучены фациальные особенности месторождения, а также, проведен анализ методов определения таких параметров как глинистость, пористость, проницаемость и водонасыщенность в 6 выделенных фациальных зонах. Были рассмотрены разные методы для расчетов вышеперечисленных петрофизических параметров, которые могут выдать высокое сходство со значениями керновых данных. Среди них были рекомендованы определенные модели индивидуально для каждой зоны. Далее, была оценена степень влияния не корректно подобранных моделей на запасы и их влияние на экономические показатели месторождения.

Данная работа имеет важную научную и практическую значимость, так как, литолого-фациальная зональность может напрямую влиять на объем промышленных запасов любого месторождения. Поэтому необходимо в первую очередь увеличить количество и улучшить качество источников, которые выдают исходные данные для расчетов. Для реализации данного действия рекомендуется:

- Корректная оценка минералогического состава породы;
- Проведение исследования по изучению минералогический состав и тип глины в породе;
- Организовать дополнительные измеряющие работы для получения более достоверных входных информации об исследуемом объекте:
 - а) В лабораторных условиях: -
 - Литологический и петрографический анализ;
 - Электронно-микроскопический анализ;
 - Рентгенно-структурный анализ;
 - Томография керна.
 - б) В полевых условиях:
 - Проведение плотностного каротажа;
 - Проведение ядерно-магнитного каротажа;
 - Использование микросканеров в скважине.

А также, использование разных моделей для определения петрофизических параметров обеспечивают получение более корректных значений в каждой фациальной зоне. В результате, рекомендованные выше действия помогут получить более адекватные значения при подсчете промышленных запасов.

Список использованных источников

1. Белозеров В.Б. «Седиментационные модели верхнеюрских резервуаров горизонта Ю₁ Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции как основа для оптимизации систем их разведки и разработки» Новосибирск, 2008г.
2. В. П. Меркулов, Л. А. Краснощёкова «Фациальный анализ в нефтегазовой литологии: труды II Регионального совещания, посвященного 100-летию доктора геолого-минералогических наук Л. Н. Ботвинкиной», Томск. 2012 г.
3. Анализ разработки Крапивинского нефтяного месторождения, Томск, 2004г.
4. Шлюмберже, «Elan Plus theory» Техас, 1999
5. Джозеф Херст, Филип Нелсон, Фредерик Паиллет «Well logging for Physical properties» второй выпуск, Торонто, 2002 г.
6. Роберт Десбрандс «Encyclopedia of well logging» Париж, 1983 г.
7. Марк Алберти, «Wireline methods» AAPG store, 1999 г.
8. Марк Алберти, Халид Хашми «Wireline methods-Difficult lithologies» AAPG store, 1999 г.
9. Чернова О.С. «Седиментология резервуара» Томск: Издательство ЦППС НД. 2004.
10. Чернова О.С., Жуковская Е.А., «Биостратиграфическая характеристика отложений горизонта Ю₁ Крапивинского месторождения», Известия Томского политехнического университета, 2010.
11. Кравченко Г.Г. «Модель формирования продуктивных пластов горизонта Ю₁ Крапивинского месторождения нефти: юго-восток Западной Сибири», Томск, 2010.
12. А.А. Кочнев, С.Н. Кривошеков «Литолого-фациальное строение и характеристика коллекторских свойств верхнедевонско-турнейских рифов Березниковского палеоплата», Магистерский журнал, Пермь, 2010.
13. Филькина Наталья «Вероятностно-статистическое обоснование фациальной зональности девонских терригенных отложений юга Пермского края
14. Научная библиотека диссертаций и авторефератов «Вероятностно-статистическое обоснование фациальной зональности девонских терригенных отложений юга Пермского края» Пермь, 2011.
15. Гильманов Ян «Повышение достоверности определения подсчетных параметров сложно построенных коллекторов на основе литолого-фациального анализа по данным ГИС» Тюмень. 2013.

Приложение
(обязательное)

**OPTIMIZATION OF THE DETERMINATION FORMATION
FILTRATION-CAPACITY PROPERTIES FOR RESERVES
CALCULATIONS BY THE EXAMPLE OF THE KRAPIVINSKOYE OIL
FIELD**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Пономарев Олег Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Максютин К.Ю.	к.п.н.		

4. Calculation Part

Initial data

One of the resources of obtaining information about a reservoir in field conditions is logging. Its analysis allows receiving petrophysical parameters of the reservoir which is a crucial value for calculating STOIP and to confirm sedimentology probabilities. In general, several logging tools were lowered into wells of the Krapivinskoe field. They are:

- Gamma-Ray (GR) log
- Spontaneous potential (SP) log;
- Calliper (DS) log;
- Neutron (NKTD) log;
- Density (RHOB) log;
- Acoustic (DT) log;
- Lateral convention logs (LLD. GZ1. GZ2.GZ3. GZ4. GZ5);
- Induction (IK) log;
- Micropotential (MPZ) and microgradient (MGZ) logs

Furthermore, data from some laboratory investigations is available which contains some core information about:

- the interval of coring and depth of samples;
- open porosity;
- permeability;
- oil saturation;
- density.

Moreover, some data about mineralogical composition of the formation U_1^3 where wells were drilled are given to make deeper research in this report.

On the base of obtained data above some log interpretation works were organized. The sequence of works and results will be presented here.

The lithology results were gained by set of logs such as:

Gamma ray (GR) log which measures the presence of such radioactive elements as Uranium, Thorium and Potassium. It is known that usually counted elements are met in high proportions in mudstone, argillites (bituminous). The little amount of these elements may be met in sandstone, siltstone rocks.

Spontaneous potential (SP) method is based on the measurement of the natural permanent electrical field of the Earth in boreholes. It allows getting information about the granulometric size of the rock grains. In sandstone interval where grain size is larger, it displays low values, while in clay interval the value in SP curve is higher. [6]

Due to caliper data, one is able to get information about the diameter of the borehole. Usually, in reservoir intervals, the diameter decreases due to mud cake thickness. In coal intervals the diameter increases as coal are nesh and it is easy to be broken.

Moreover, such porosity determining logs as neutron, acoustic and density logs may give information about lithology. On the base of considered theory above lithology of the cross sections in all 9 selected wells in 6 facial zones were determined. Furthermore, the saturation in these wells were identified due to some electrical logs like:

Lateral convention logs (LLD, GZ1, GZ2, GZ3, GZ4, GZ5) also Induction (IK) log which characterizes the properties of the rock to conduct through electric ions launched by electric logs.

Micropotential (MPZ) and microgradient (MGZ) also measure rocks resistivity in wellbore area or in other words flushed zones.

In such manner, interpretation was done for all 9 considered wells. As a sample of done work sketch board of 220 well is illustrated below:

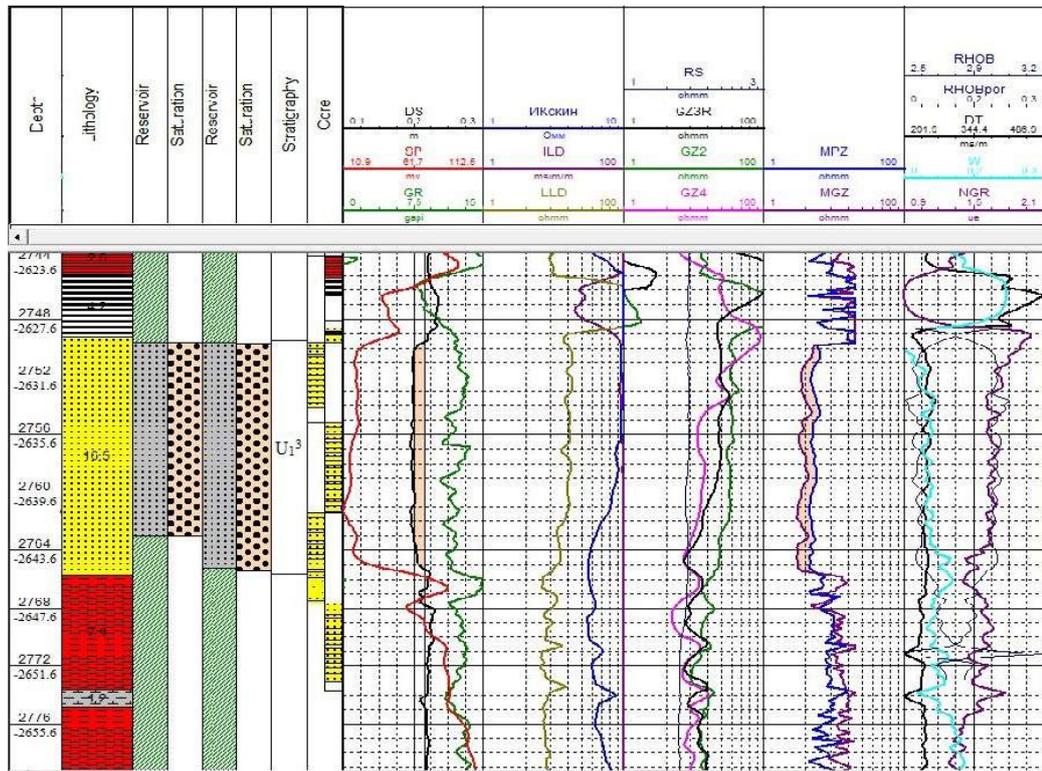


Figure 4.1 Sketch board of 220 well

Moreover, as mentioned in the geological part, U_1^3 formation consists of 6 facial zones and to analyze all these zones 2 wells per each zone were considered as objects. Here is another sketch board of second well № 223 in the same facial zone with almost the similar lithology is presented:

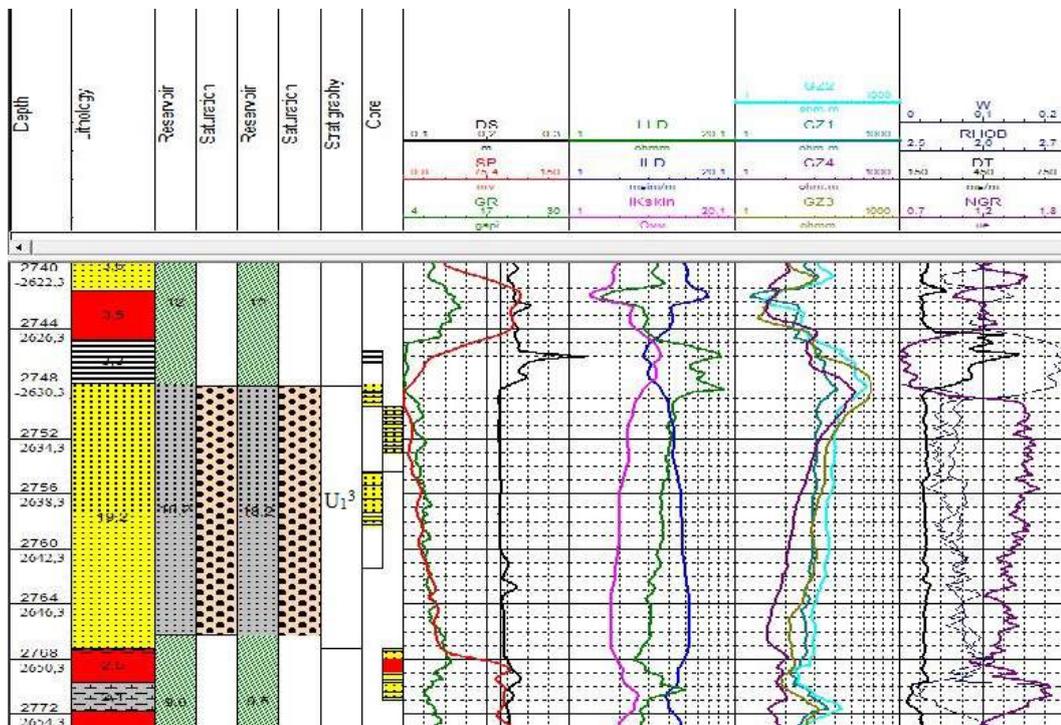


Figure 4.2 Sketch board of 223 well

All calculations of 9 wells will be presented as an example of well № 220. As the objective is U₁³ formation, all quantitative calculations will be conducted only for this formation on the base of core and log data in well № 220.

4.1. Shaliness estimation

Before estimation of effective porosity, shaliness of the rock needs to be determined. There are several methods of calculating this parameter which is considered in this work.

The first model is built from SP curve:

$$V_{sh} = \frac{U_{sp} - U_{spmin}}{U_{spmax} - U_{spmin}}$$

where U_{sp} – SP logging tool response, U_{spmin} – tool response to clean sand, U_{spmax} – tool response to shale.

According to wells № 220, 223 for this zone SP method of calculating shale volume in the rock is more applicable and effective porosity calculated due to this equation shows the highest correlation with core data. Determination of other parameters such as porosity, permeability and saturation are based on this model.

The second model is based on Gamma Ray curve. All necessary values are obtained from GR curve:

$$V_{sh} = I_{gr} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

where GR – GR logging tool response, GR_{min} – tool response to clean sand, GR_{max} – tool response to shale.

Furthermore, a parameter of shaliness of the formation was identified with several equations which were created for special oilfields:

8. $V_{sh} = 0.33(2^{2 \times I_{gr}} - 1)$ - Larionov model which was considered in the 1969 year for Mesozoic and older rocks.
9. $V_{sh} = 0.083(2^{3.71 \times I_{gr}} - 1)$ - Larionov model which was considered in the same year for tertiary rocks.
10. $V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (I_{gr} + 0.7)^2}$ - Clavier model.

11. $V_{sh} = 0.5I_v / (1.5 - I_v)$ - Steiber model.

12. Shaliness of the particular interval can be also specified from the neutron log curve

$$V_{sh} = \phi N / \phi N_{cl}$$

where ϕN - value in neutron log curve, ϕN_{cl} - value from neutron log curve in shale zone.

13. $V_{sh} = (\phi N - \phi D) / (\phi N_{cl} - \phi D_{cl})$ - neutron and density logs combination.

where ϕN - value in neutron log curve, ϕN_{cl} - value from neutron log curve in shale zone, ϕD the value in neutron log curve, ϕD_{cl} - value from neutron log curve in shale zone. [7]

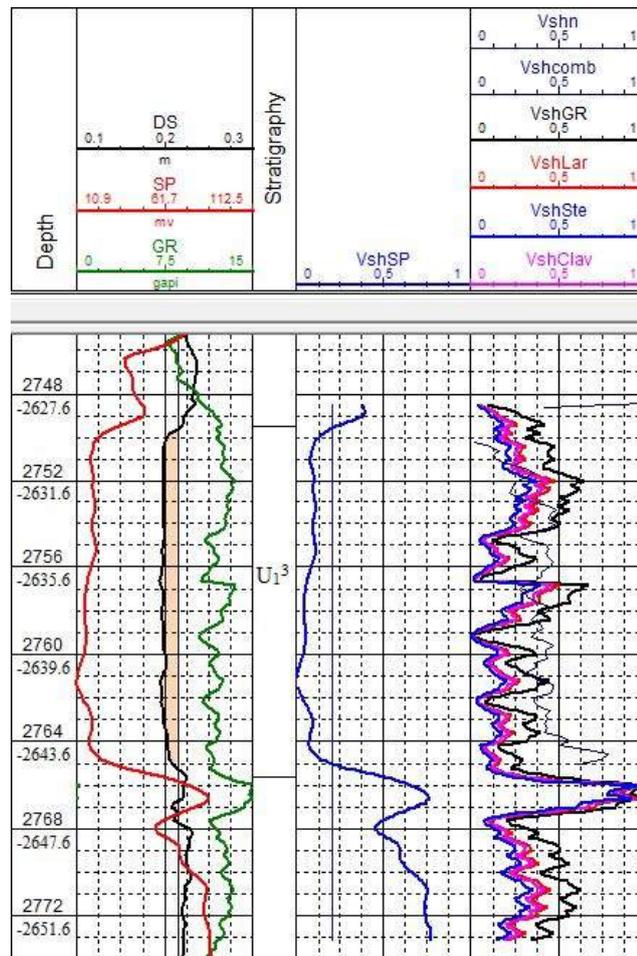


Figure 4.3 Shaliness curves constructed by all considered methods

In this zone as mentioned before shale volume determined with SP method gives best results, however, in other facial zones other shaliness calculating method shows better results in identifying some reservoir parameters.

The total table of applicable shaliness determining methods will be shown for all considered 9 wells above in chapter of “Results”.

4.2. Porosity determination

Porosity parameter of the formation was calculated by several different methods. First of all, total porosity is figured out from the available porosity curves. Secondly, effective porosity values were received applying shaliness calculation methods discussed in part above. Finally, obtained effective porosity values by several porosity logs and methods using different models of calculating shaliness are correlated with open porosity values given from core analysis. The method which shows the highest similarity with core data is selected as most reliable and in future calculations, these values will be used as porosity data of the zone. Equation with the highest correlation level for this facial zone (second) is a method which considers the mineralogical composition of the formation. The sequence of applying this method will be shown below:

Firstly, as a neutron log curve characterizes the hydrogen index, one needed to convert this data into total porosity values. Consequently, two points were chosen where the first one in coal depth with 0.88 hydrogen index and 0.22 porosity value, while the other point is in tight sand depth where hydrogen index 1.73 with 0.04 porosity value. Also, the third point in clean sand depth is selected with 0.185 porosity value and 1.4 h.i. Using these three points one built a graph relation porosity to hydrogen index to obtain an equation which characterizes total porosity value gained from neutron log.

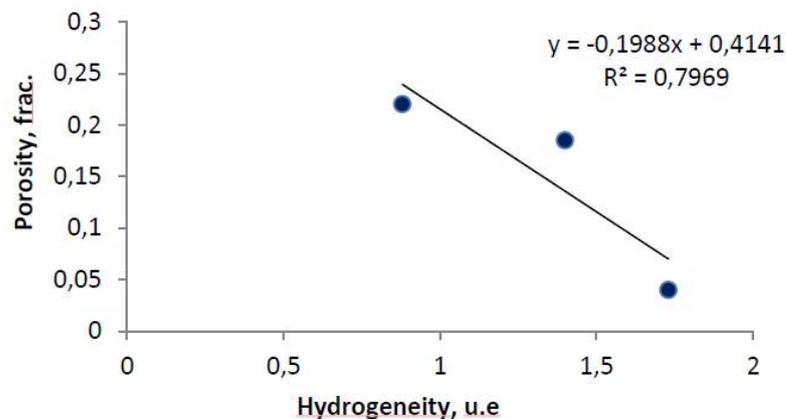


Figure 4.4 NGR unit's vs porosity relation

Having obtained total porosity value, one needs to eliminate shale volume calculated by SP method to figure out effective porosity by the following equation:

$$\phi_{N_{eff}} = \phi_N - \phi_{sh} \cdot V_{shSP}$$

In the next stage some mineral composition of the formation where well № 220 entered is analyzed due to figure 4.5:

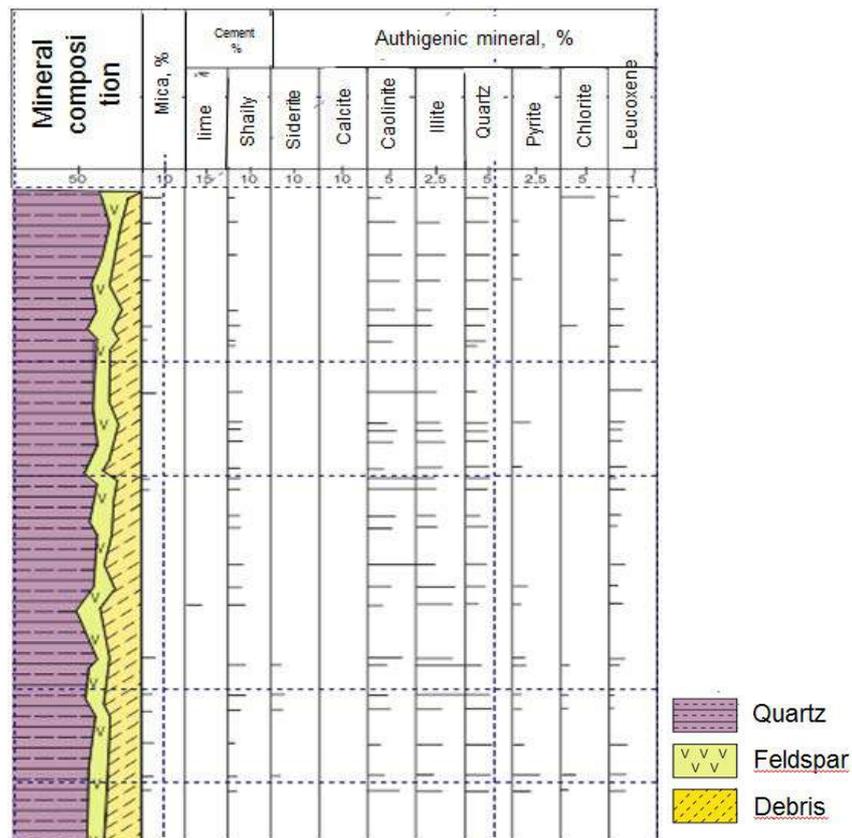


Figure 4.5 Mineral composition of the core obtained from well № 220

and effective porosity equation which considers the mineral composition of the rock is:

$$\phi_{N_{eff}} = \phi_{N1} \times f_1 + \phi_{N2} \times f_2 + \phi_{Nf} \times \phi_t$$

where ϕ_{N1} - effective porosity value, f_1 - fraction of mineral in that depth, ϕ_{Nf} - neutron log value in fresh water (usually it equals 1), ϕ_t - total porosity value.

The equation has favorable application under special conditions, for example:

- Rock advantageously consists of 2-3 minerals;

Actually, the figure 4.5 illustrates that U_1^3 formation where core had been taken out composes advantageously quartz and feld spar.

- Homogenous distribution of minerals in the rock;

The consistence of minerals doesn't change significantly in this area.

- High content of shale (Caolinite)

The figure 4.5 displays that maintenance of shale (caolinite) in cross section is high enough.

To sum up, a condition for which method was created completely fits conditions observed in facial area № 2. Therefore, the correlation of values gained by this equation and core data has the highest level of matching 85% which was proved by the figure below:

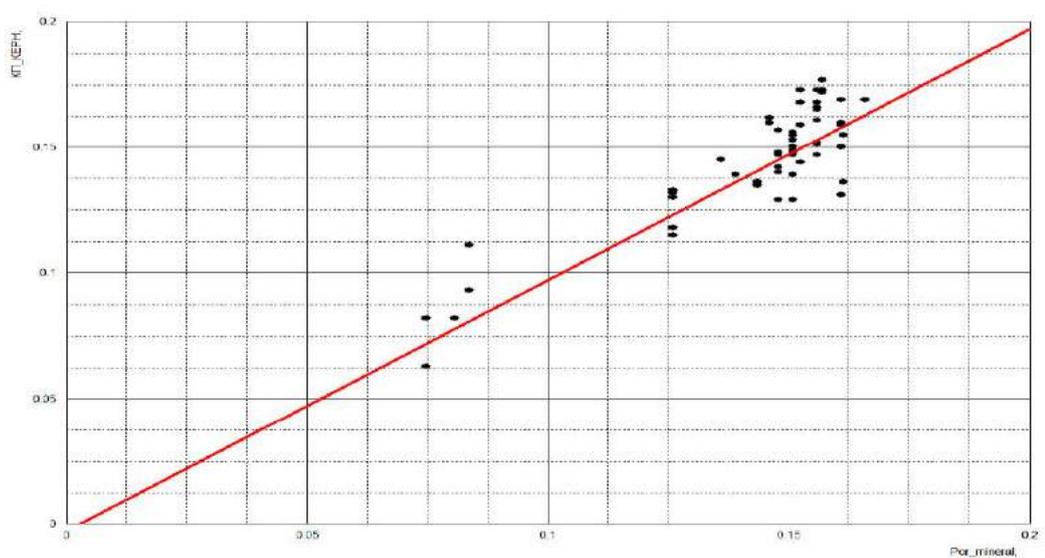


Figure 4.6 Correlation of Neutron effective porosity (SP) vs Core porosity

Another considered method is created by Willie. The equation requires data from the acoustic log. First of all, one needs to calculate some values which will be necessary for determining total porosity value. Therefore, a graph of the relationship of acoustic wave velocity and rock porosity was constructed identify travel time of wave through the rock.

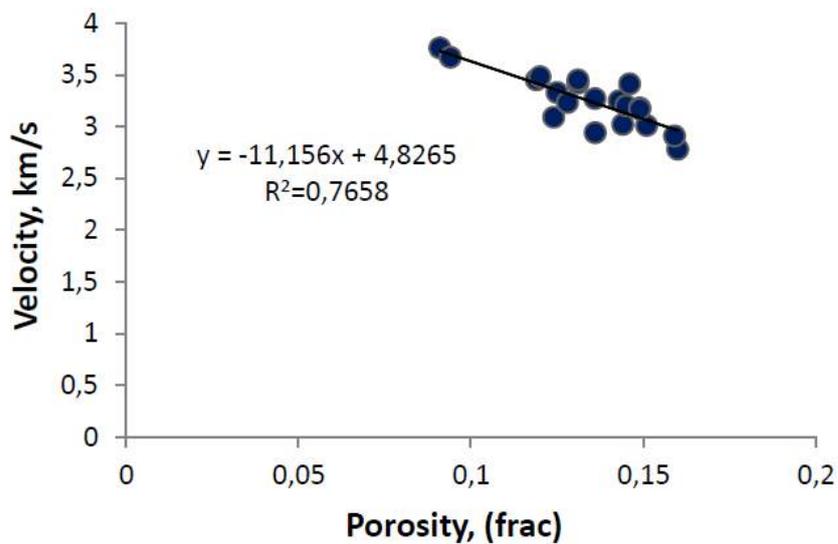


Figure 4.7 Wave velocity vs porosity relationship

Obtained value 4.75 from graph equation is applied to determine travel time data in rock matrix:

$$\Delta t_{ma} = \frac{1000(km/s)}{4.8265} \approx 207.18 \frac{\mu s}{m}$$

Having calculated travel time value in the matrix, one may determine the total porosity of the rock by the following equation:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

where Δt - travel time in a formation, Δt_{ma} - time in the matrix, Δt_f - time in fluid
Then effective porosity value is identified with consideration of shaliness:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} - V_{sh} \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

In the next stage calculated effective porosity value correlated with core data. This method shows the second result on correlation level after the main method recommended for this zone. This is proved on the cross plot below:

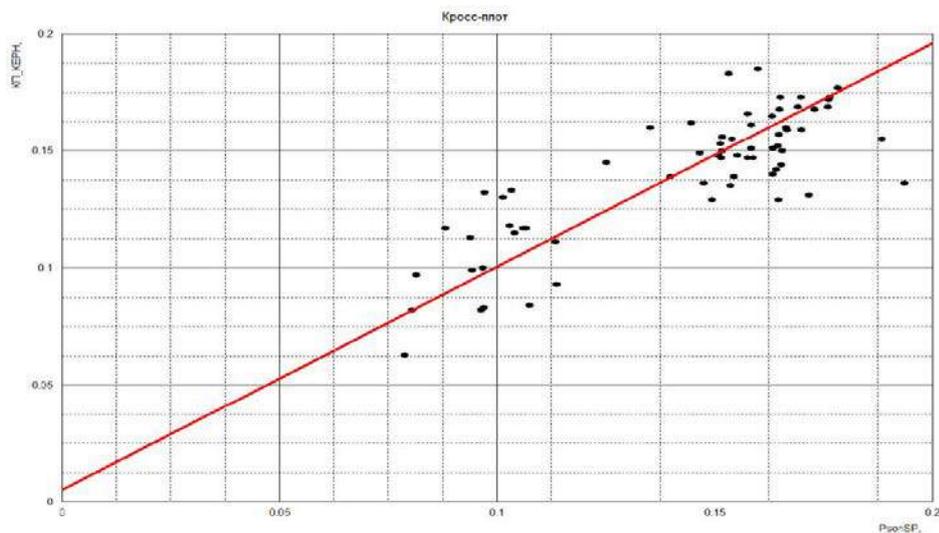


Figure 4.8 Correlation of Acoustic effective porosity (SP) vs Core porosity

As one can see the correlation level is less than the main model discussed above, on the other hand, enough to consider it as an applicable method for this zone, as it has repeatability level 74 % with core porosity values. The results of the main and this second applicable model will be compared in the next stages to estimate the difference between these methods.

Moreover, there are some equations which were considered during the porosity determination:

- Density log

In cases where there was no any density log data (as the tool was not lowered to measure) in some wells like well № 220, the method applied by following:

Firstly, a graph density parameter and porosity values from core data was constructed

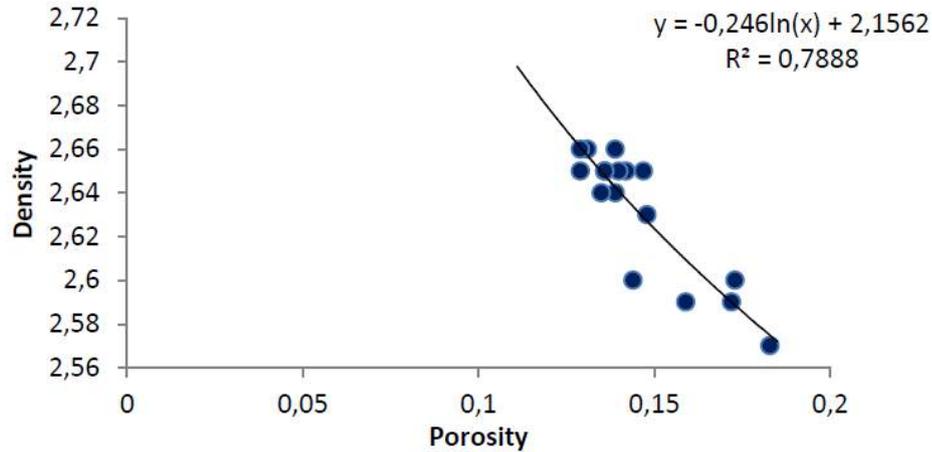


Figure 4.9 Core density and porosity relationship

The obtained relation equation $RHO_b = -0.246 \ln(\phi) + 2.1562$ characterizes density log data which can be used in calculation total porosity:

$$\phi_{Dt} = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f)$$

Where ρ_{ma} - density of rock matrix, ρ_b - formation density and ρ_f - fresh water density.

Consequently, effective porosity value is identified with considering shale volume of formation: [6]

$$\phi_{Deff} = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f) - \phi_D \cdot V_{shSP}$$

Calculated values displayed poor correlation level, therefore it is not applicable for this zone.

- Simple neutron equation

$$\phi_{Neff} = \phi_N - \phi_{sh} \cdot V_{shSP}$$

where ϕ_N -total porosity, ϕ_{sh} - total porosity value in shale depth, V_{shSP} – the volume of shale calculated by SP curve.

- Combination of density and neutron log data with hydrocarbon corrections.

$$\phi_{DNeff} = \frac{\alpha \times \phi_{Neff} + \beta \times \phi_{Deff}}{1 + \gamma \times S_{hc}}$$

where for compensated neutron log tool $\alpha=0.22$, $\beta=0.78$ and $\gamma=0.1$.

- A simple combination of density and neutron log:

$$\phi_{DNeff} = \frac{\phi_{Neff} + \phi_{Deff}}{2}$$

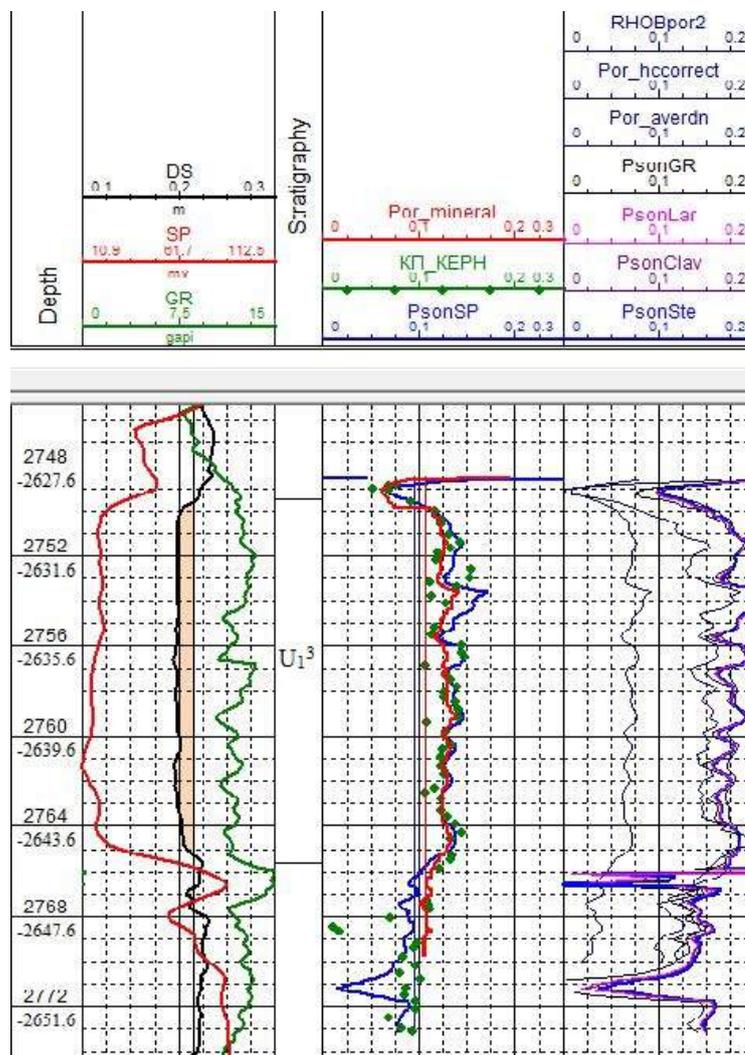


Figure 4.10 Matched and other Porosity curves constructed by all considered methods

As mentioned before, all these last equations have given poor results, therefore they can't be considered as porosity matching models in future calculations.

4.3. Permeability determination

Having finished the estimation of porosity values, it was necessary to figure out permeability values in the formation. To realize this several method including irreducible water and porosity were considered:

- Tixier relation: $k^{0.5} = \frac{250 \cdot \phi^3}{Swi}$;

- Timur relation: $k^{0.5} = \frac{100 \cdot \phi^{2.25}}{Swi}$,

- Coates-Dunamoir relation: $k^{0.5} = \frac{300}{w^4} \cdot \frac{\phi^w}{Swi^w}$,

- Coates relation: $k^{0.5} = 100 \cdot \frac{(1 - Swi) \cdot \phi^2}{Swi}$,

- Mineralogical composition: $Lgk = A_1 + 3 \times Lg\phi - 2 \times Lg(1 - \phi) + \sum B_i \times M_i$

where A-const = F + $\sum B_i \times M_i$. F- (4-6), B_i - mineralogical composition, M_i - a mass of minerals [6].

However, neither of the methods given above gave favorable results in correlation.

Then due to core data one constructed a graph relation of permeability (corrected by Klinkinberg method) to porosity:

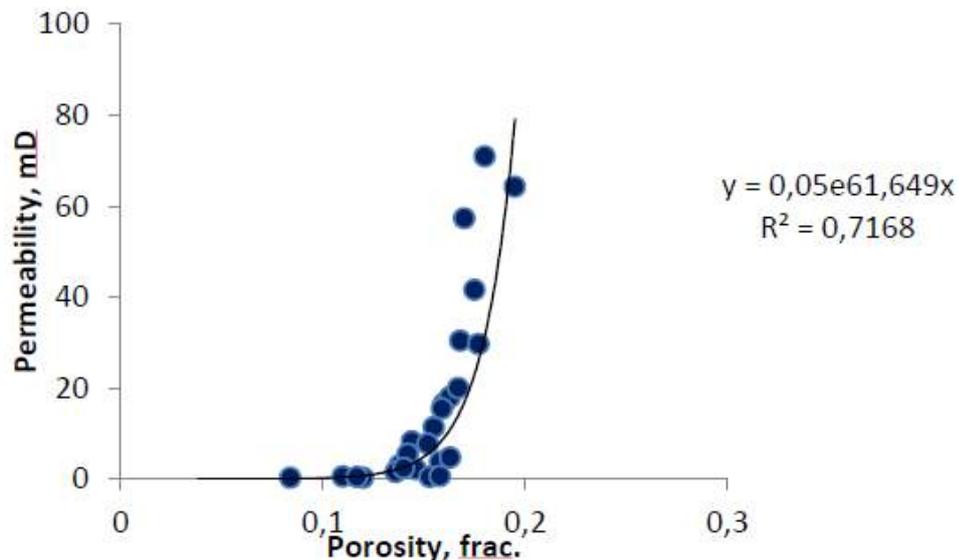


Figure 4.11 Core permeability and porosity relationship

Obtained equation from this graph:

$$K = 0.05 \times 2.71^{61.649}$$

was used as base model and it has the highest correlation level (76 %) in cross plot:

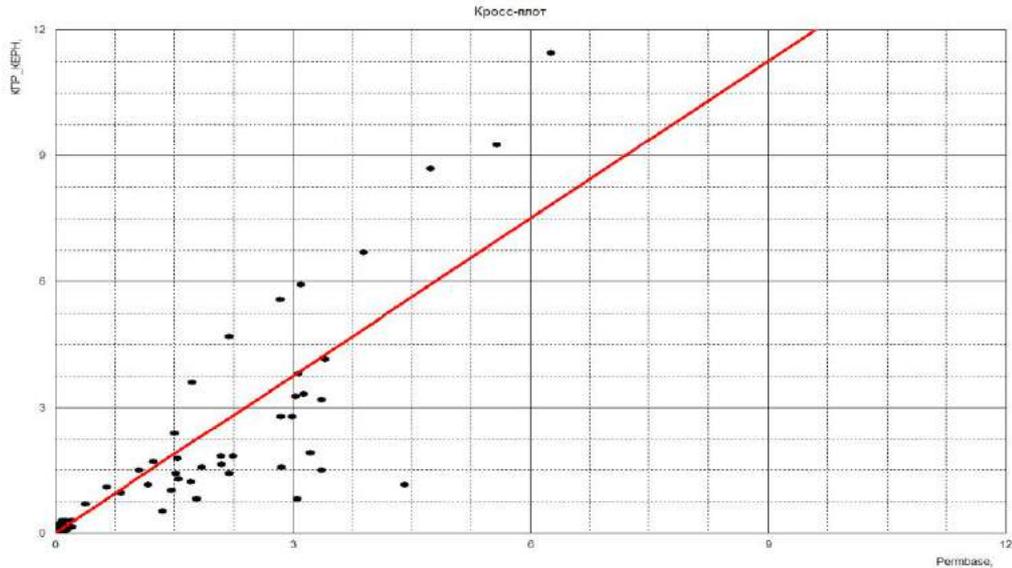


Figure 4.12 Correlation of base permeability value vs core permeability data

The next method used to match log permeability values with core permeability is permeability determining equation from irreducible water saturation:

$$K = \frac{C_{perm} \times (\phi^{D_{perm}})}{S_{wir}^{E_{perm}}}$$

Where C_{perm} - permeability const=62500, D_{perm} - Porosity exponent=6.0, E_{perm} - irreducible saturation exponent=2.0, ϕ -matched effective porosity values. This method with correlation 72 % is regarded as the second method for its high enough repeatability level.

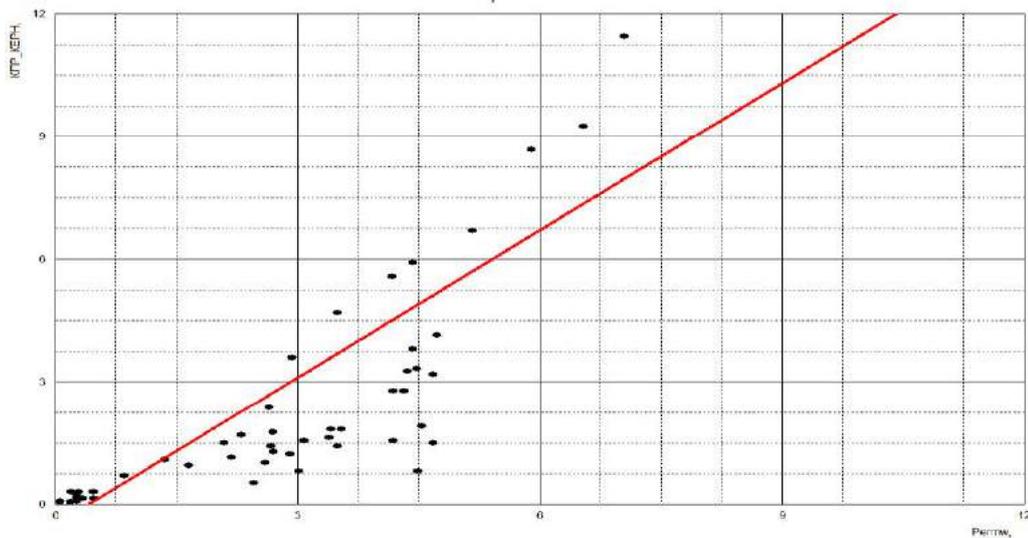


Figure 4.13 Correlation permeability value vs core permeability data

Moreover, the last method to identify permeability value was determination this parameter from formation factor which didn't give better results:

$$K = \frac{F_{perm}}{FF^{G_{perm}}}$$

where F_{perm} - permeability constant (fractional), G_{perm} - porosity exponent (fractional), FF - formation factor (from core).

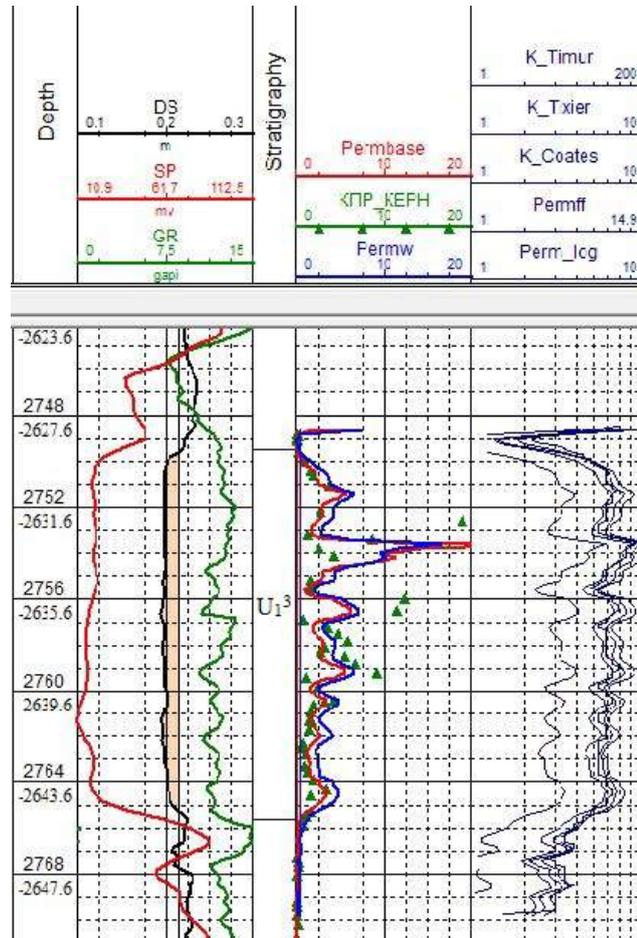


Figure 4.14 Matched and other permeability curves constructed by all considered methods

Although there were considered several different models, only two models display satisfied results main method with the highest correlation level (base) and secondary (irreducible water saturation) which may be used to determine net pay zones.

4.4. Water saturation determination

The last petrophysical parameter which should be determined and matched with core data is rock water saturation. First of all, to apply these methods some constants were identified which are used in several water saturation methods:

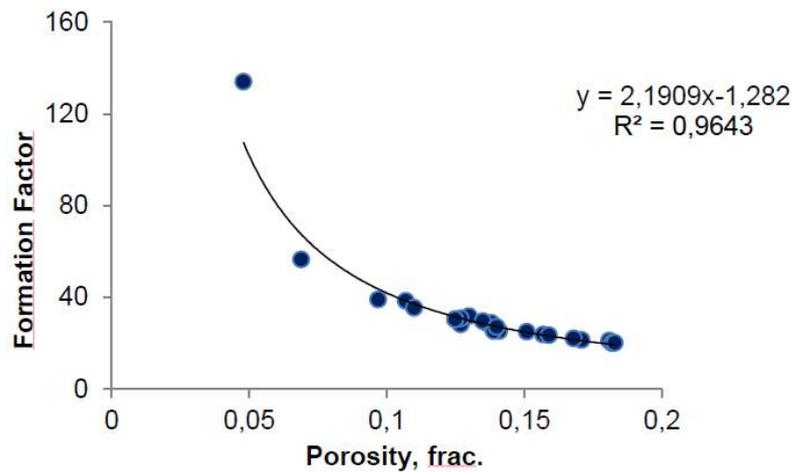


Figure 4.15 Formation Factor vs porosity plot for “a”, ”m” estimation

From the graph above tortuosity factor $a=2.19$ and degree of cementation $m=1.3$ were defined.

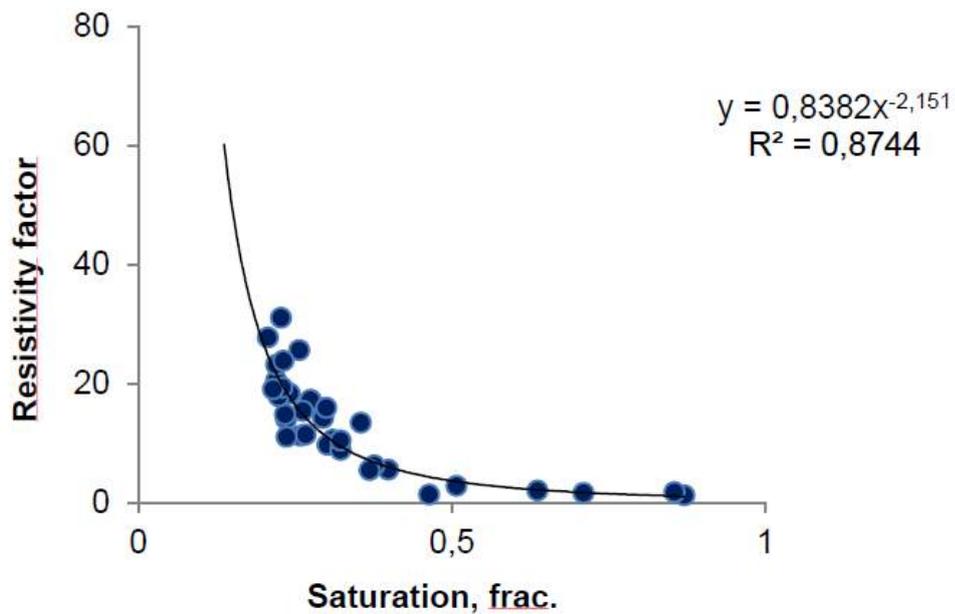


Figure 4.16 Resistivity index vs saturation plot for “n, b” estimation

From second graph’s equation water saturation exponents $n=2.1$ and $b=0.8$ were determined.

Resistivity of formation water was defined due to its chemical analysis (mineral composition) and formation temperature (95°C).

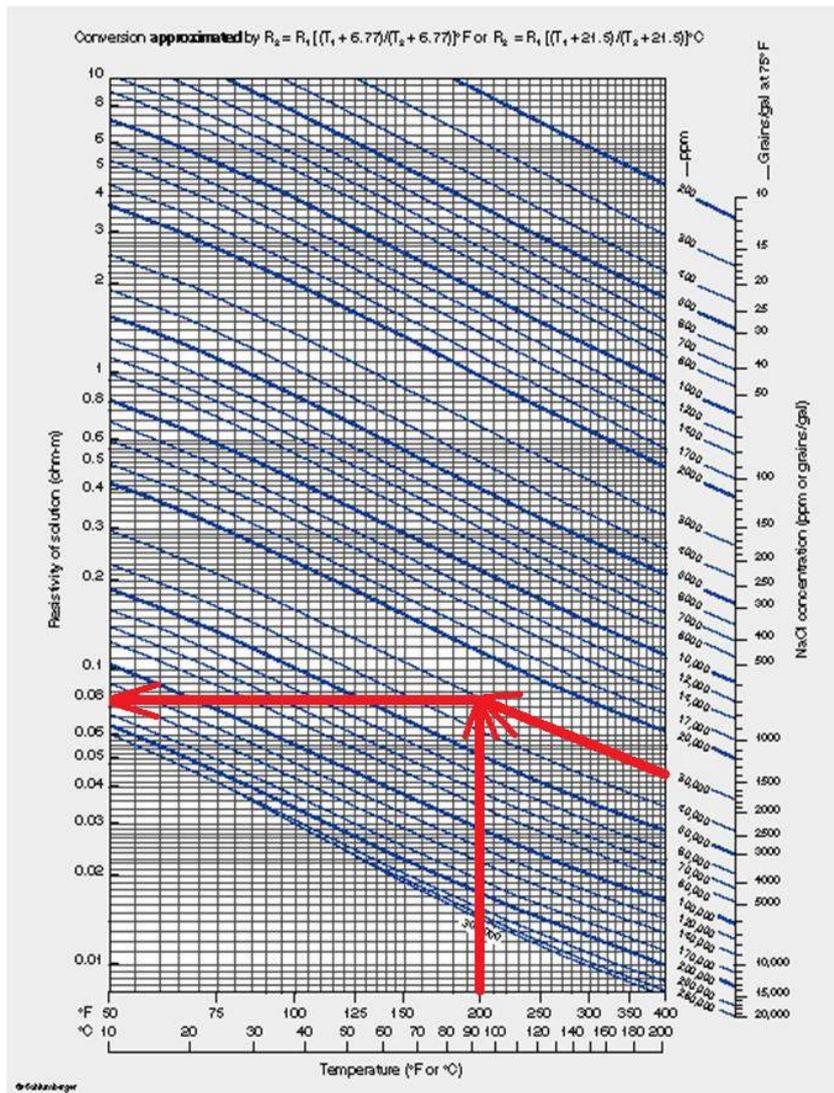


Figure 4.17 Plot for formation water resistivity determination

As the result formation water resistivity equals 0.069 Ohmm. Formation resistivity (R_t) was defined from LLD log and the results were corrected to skin in every well.

Having identified some necessary constants for future calculations several methods were considered to determine formation water saturation: 1. The method which has the highest correlation level (81 %) with core connate water data for this facial zone is calculated by Archie model:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a R_w}{\phi^m R_t}}$$

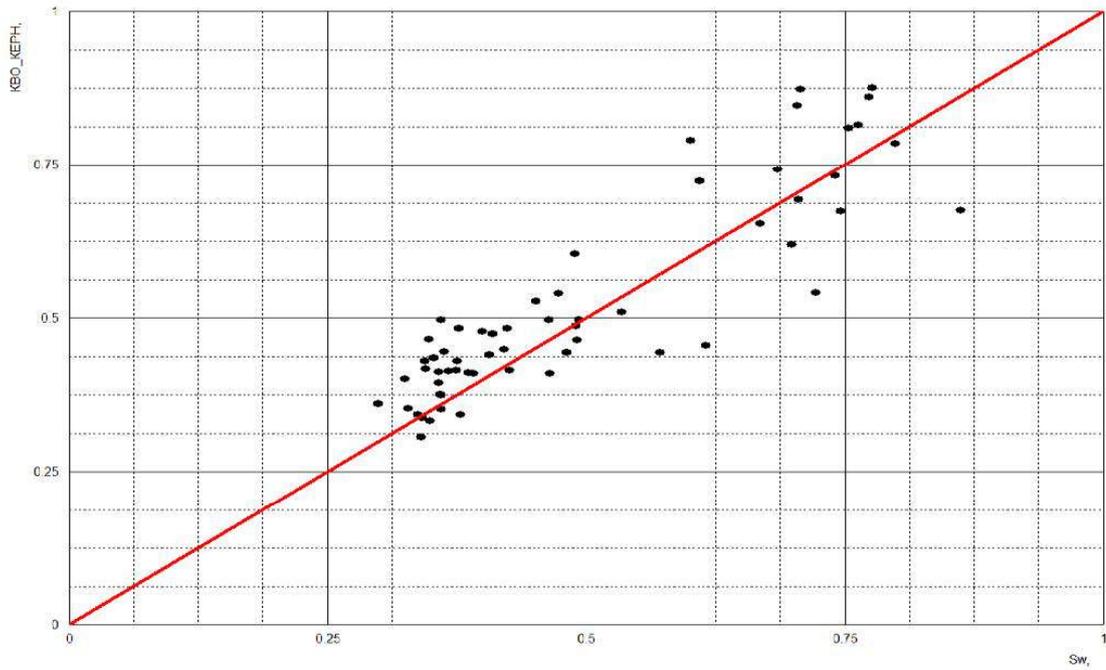


Figure 4.18 Correlation of Archie model water saturation vs core connate water saturation data

5. The second model on correlation level is total shale model with 77 % of repeatability:

$$S_w = \sqrt[n]{\left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}^2}{R_{sh}}\right) \cdot \left(\frac{a \times R_w}{\phi^m}\right)}$$

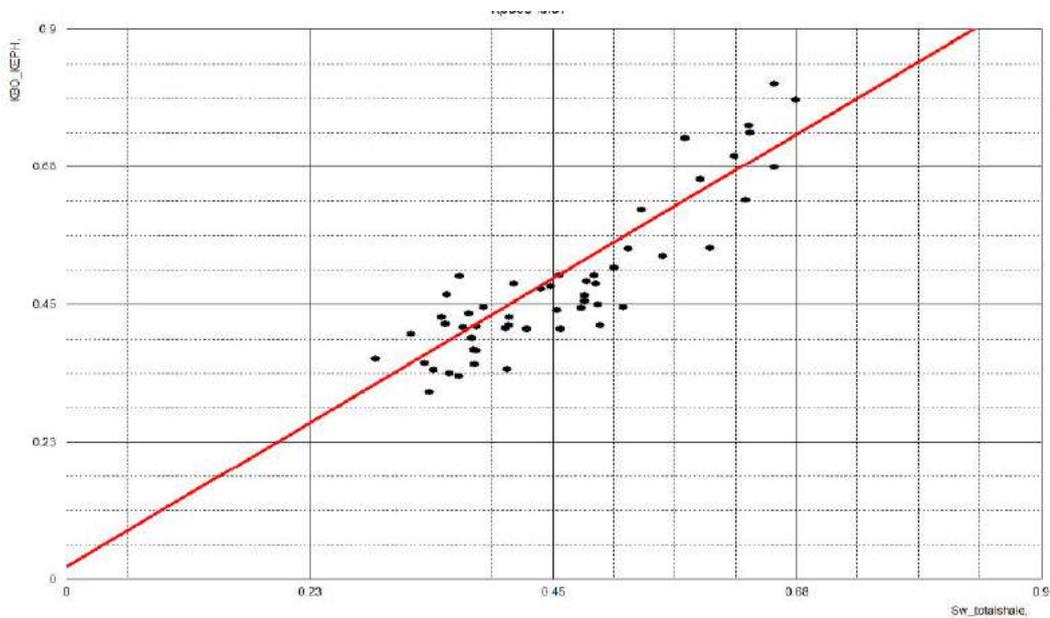


Figure 4.19 Correlation of Total shale model water saturation vs core connate water saturation data

Furthermore, there were other water saturation determination methods which correlation was poor:

- Simandoux model:
$$S_w = \sqrt[n]{\left(\frac{\phi^m}{\sqrt{a \cdot R_w}} + \left(\frac{V_{sh}^{(1-V_{sh}/2)}}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \right) \cdot \sqrt{R_t}}$$

- Indonesian model:
$$S_w = \frac{aR_w}{2\phi^m} \left(-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4\phi^m}{a \cdot R_t \cdot R_w}} \right)$$

- Poupon model:
$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \cdot \left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \cdot \left(\frac{R_w}{1-V_{sh}} \right)} \quad [7]$$

These last three models are not applicable to zone 2 and they weren't recommended for this facial zone. Similar results were obtained from well № 223.

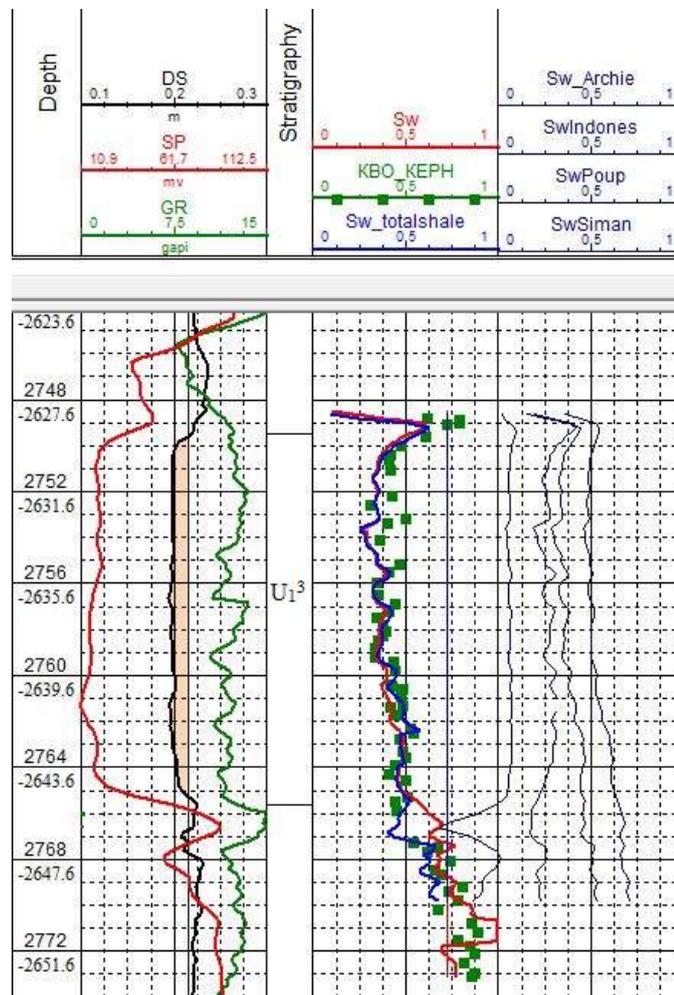


Figure 4.20 Matched and other water saturation curves constructed by all considered methods

It is proved one more time that these wells are located in the same facial zone and all matched models' results in determinations all parameters are similar.

The table where results are shown for each selected well will be presented in chapter “Results” and determination sequence and principles are the same.

5.1 Net Pay determination

Cut off criteria calculations were conducted to identify net pay intervals of the formation and estimate average values of petrophysical parameters. This process includes figuring out critical values of parameters determined above such as shaliness, porosity, permeability and water saturation. The process provides to identify reservoir parts of the U13 formation.

5.1.1 Water saturation cut off

Critical value of water saturation was identified due to constructing graph where relation of fractional flow and water saturation. First of all, fractional flow parameter is identified on the base of available formation data by the following equation:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}}$$

where μ_w - water viscosity - (0.3 sPz), μ_o - oil viscosity – 1.16 (sPz), k_{ro} - relative permeability of oil, k_{rw} - relative permeability of water.

Consequently, one needs to build graph relation of fractional flow to water saturation:

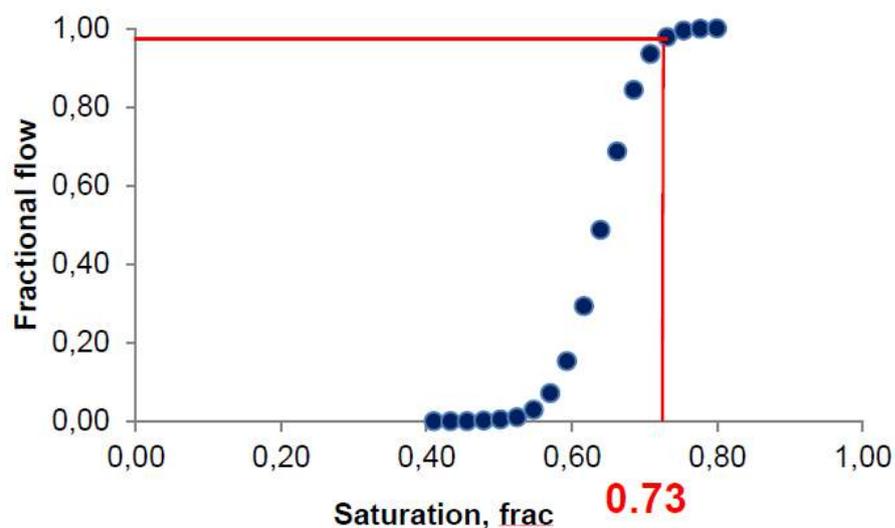


Figure 4.21 Water saturation critical value determinations

As one can see from the graph above, critical value of water saturation for U_1^3 formation is 73 % higher which formation doesn't have net pay properties.

5.1.2 Shaliness cut off

In next stage a critical value of formation shaliness was figured out from a graph of relation of frequency to shaliness:

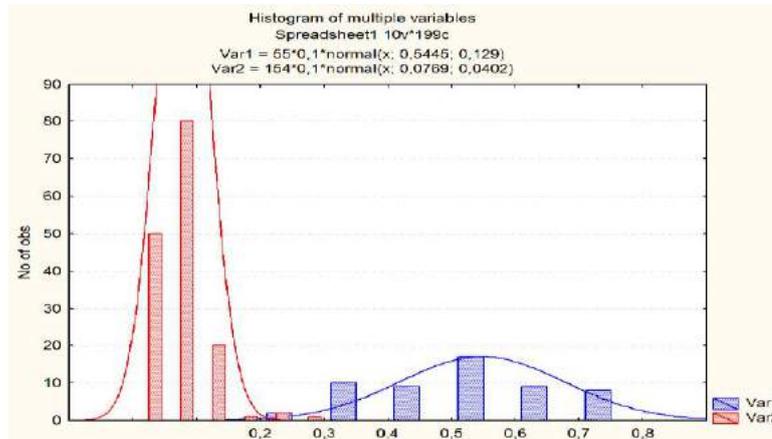


Figure 4.22 Shaliness critic value determination

To minimize dependence of this parameter on other parameters a critical value of this property was calculated in software Statistics. As the result, formation hasn't got net pay ability if volume of shale within a rock exceeds 21 %.

5.1.3 Porosity cut off

There are several methods to calculate critical value of rock porosity. One of methods includes constructing a graph of relation of porosity data obtained from matched log to dynamic porosity which is $\phi_{\text{Dyn}} = \phi \times (1 - \phi - S_{\text{wir}})$: [5]

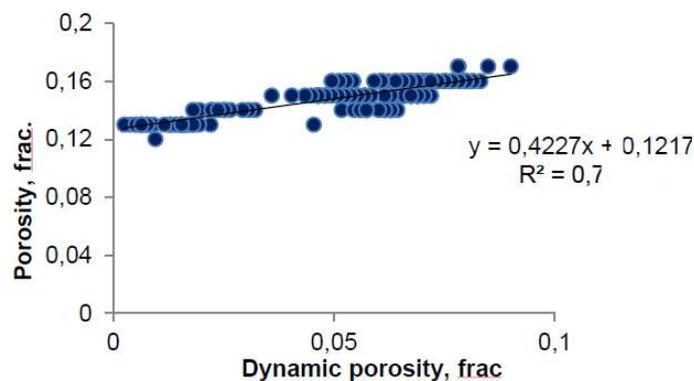


Figure 4.23 Porosity critic value determination

The value in the relation equation of the graph characterizes critical value of porosity. As rounded in the graph critical value for porosity equals 12 %. The method allows decreasing dependence of porosity on other parameters and as the result to obtain more adequate value.

5.1.4 Permeability cut off

The last parameter which critical value was identified was formation permeability. The method which was applied to gain a result is similar to porosity determination. However, permeability data was used instead porosity values:

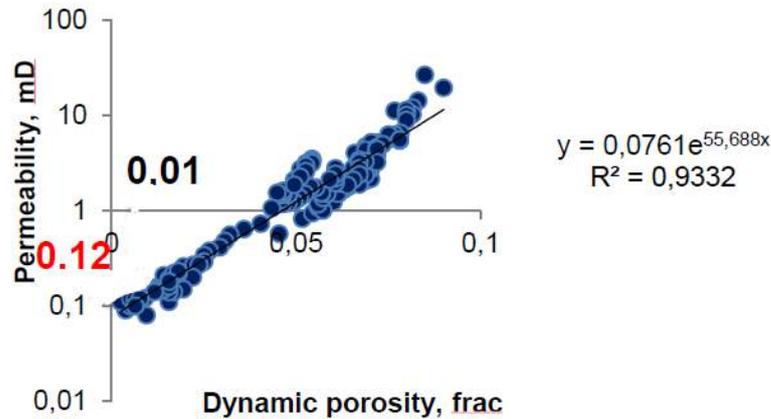


Figure 4.24 Permeability critic value determination

Having constructed the graph dynamic porosity constant 0.01 is selected and permeability value opposite of point of intersection with graph trend is fixed as critical value. Thus, parts of formation U_1^3 where permeability values are less than 0.12 mD, they aren't considered as net pay zones.

In such a manner, critic values of these parameters in all 9 considered wells were determined. The rules and sequence of processes are similar to those which were presented above. Finally, critic values for these parameters were identified on the base of main matched models for each parameter and secondary which can be applicable. The obtained results can be shown in the chapter "Results".

On the base of obtained results one cut off non-reservoir zones and identified net pay zones of the formation. Then, some average values were identified for the future calculations. Average value for all three parameters except permeability was figured out with simple arithmetic averaging method, while permeability is by arithmetic averaging method for flow parallel to layers.

Received results display that average values in every zone are similar to each other which is petrophysical proof that formation has several facial zones and average values over the area vary in the distance.

A correct estimation of petrophysical parameters provides adequately identify stock tank oil initial in place (STOIIP) which is crucial parameter for any process. Moreover, petrophysical parameters of each facial zonality of the formation should be estimated maximally correct which should reflect more close values of real zones. Accurate selection of petrophysical parameters identifying models provides to satisfy the requirement discussed in previous sentence.

One of the aims of the project was to show how inaccurate selected method may affect to petrophysical parameter and then change STOIIP value. As a sample one takes porosity average value of the well № 204 from facial zone number 1v. As mentioned before, in during determination this parameter, 2 models were selected with the highest correlation levels to compare the average values which are obtained from these methods. Average value figured out from values of equation with the highest repeatability with core porosity data (79%) is 15 %. while average value obtained from the second most applicable method (73%) is 20%. As the result, one can determine inadequate average porosity value in case the inaccurate choice of the methods. The mistake can be approximately 33% on the sample of well number 204. In other wells the difference is quite significant and this case correct selection of equation and determination of average value assist to avoid obtaining more adequate STOIIP value which will be analyzed in economical part of the report. Furthermore, decline uncertainties during production period as these average values will be put in geological model. Spatial distribution of these parameters, also simulation all requires maximal adequate petrophysical parameters which characterize real formation data.

Moreover, inaccurate estimation of reserves may be caused by if one uses a single equation in two different facial zones unintentionally during calculation petrophysical parameters and it shows the over or under estimated average values and reserves. To avoid these moments, one needs to have sufficient geological data, consider each facial zone as separate.