

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

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Сравнительный анализ применения методик определения фильтрационно-ёмкостных свойств верхнеюрских коллекторов терригенного типа (на примере Казанского нефтегазоконденсатного месторождения, Томская область)

УДК 622.276:532:551.762(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Красиков Андрей Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ГРНМ	Коровкин М.В.	д.ф.-м.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова О.С.	к.г.-м.н., доцент		

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки
 (специальность)

21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой ГРНМ
 _____ Чернова О.С.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Красикову Андрею Викторовичу

Тема работы:

Сравнительный анализ применения методик определения фильтрационно-ёмкостных свойств верхнеюрских коллекторов терригенного типа (на примере Казанского нефтегазоконденсатного месторождения, Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

24.07.2017, 6174/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:

15.08.17

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Геологическое описание месторождения

Каротажные данные

Описание керна

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Интерпретация данных ГИС</p> <p>2. Подбор оптимальной методики для адаптации данных ГИС-керна для пористости, проницаемости и водонасыщенности</p> <p>3. Сравнение и анализ результатов</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Кросс плоты с корреляцией, проинтерпретированные планшеты и графики зависимостей</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Профессор Белозеров В.Б.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент Мищенко М.В.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>3. Core matching</p>	
<p> </p>	
<p> </p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>26.06.2017</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ГРHM	Коровкин М.В.	д.ф-м.н		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2TM51	Красиков Андрей Викторович		26.06.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Красикову Андрею Викторовичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01.Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочая зона – аудитория</p> <p>Вредные факторы – повышенный уровень шума</p> <p>Недостаточное освещение</p> <p>Пониженная влажность</p> <p>Электромагнитное излучение</p> <p>Опасные факторы –, электрический ток</p> <p>Негативные воздействия на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы.</p> <p>Чрезвычайные ситуации – пожары</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Нормативно-правовые акты международного сообщества, нормативно-технические документы, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>По ГОСТ 12.0.003-74 определены опасные и вредные факторы, возникающие при проведении буровых и исследовательских работ.</p> <p>1.1. Опасные производственные факторы</p> <p>Электрический ток;</p> <p>Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</p> <p>Пожароопасность.</p> <p>При камеральных работах:</p> <p>Электрический ток.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Вредные производственные факторы</p> <p>Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</p> <p>Превышение уровня шума;</p> <p>Превышение уровня ионизирующих излучений</p> <p>При камеральных работах:</p> <p>Недостаточная освещенность</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 	<p>Во время проведения геофизических работ вредному воздействию может подвергнуться окружающая среда, чтобы не допускать</p>

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>этого проводятся природоохранные мероприятия. При проведении буровых и исследовательских работ подвергаются загрязнению водоёмы, недра, нарушается почвенный и растительный покров, изменяется среда обитания растений и животных.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, а также при нарушении различных мер безопасности. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>При проведении буровых и исследовательских работ на Федоровском месторождении рабочие должны следовать требованиям по охране труда и промышленной безопасности.</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<p>Схема действий при возникновении ЧС.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ГМ51	Красиков Андрей Викторович		26.06.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Красикову Андрею Викторовичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Затраты на проведение геофизических исследований</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Методические указания по разработке раздела</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Сборник сметных норм на геологоразведочные работы. ССН. Вып.9: Топографогеодезические работы. ССН. Вып.3: Геофизические работы. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Расчёт затрат времени и труда по видам работ</i>
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Нормы расхода материалов</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Общий расчёт сметной стоимости</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>нет</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Красиков Андрей Викторович		26.06.2017

Результаты обучения

Код	Результаты обучения
1	2
P1	Способность использовать естественнонаучные, математические, экономические, юридические и инженерные знания в области геологии, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
P2	Способность определять, формулировать и решать междисциплинарные инженерные задачи в области нефтегазовых технологий с использованием профессиональных знаний и современных методов исследования
P3	Способность планировать и проводить исследования в сложных и неопределённых условиях с использованием современных технологий, а также критически оценивать полученные данные
P4	Способность анализировать нестандартные ситуации и быстро выбирать оптимальные решения при разработке нефтяных и газовых месторождений
P5	Способность использовать творческий подход для разработки новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса, а также модернизировать и совершенствовать применяемые технологии нефтегазового производства
P6	Способность разрабатывать многовариантные схемы для достижения поставленных производственных целей, с эффективным использованием имеющихся технических средств
P7	Способность анализировать и систематизировать современные технологические и научные достижения нефтегазовой отрасли, а также выявлять их актуальные проблемы
P8	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, а также руководить командой, формировать задания, распределять обязанности и нести ответственность за результаты работы
P9	Способность самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в своей профессиональной деятельности
P10	Владеть иностранным языком как средством профессионального общения, на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

БК – боковой каротаж

ВНК - водонефтяной контакт

ГГК-П – плотностной каротаж

ГИС – геофизические исследования скважин

ГК – гамма каротаж

ГНК – газонефтяной контакт

ИК – индукционный каротаж

НГО – нефтегазоносная область

ПС - каротаж самопроизвольной поляризации

FZI – flow zone indicator, плотность гидравлического потока

HFU – hydraulic flow unit, гидравлическая единица потока

RQI – reservoir quality index, показатель качества коллектора

РЕФЕРАТ

Ключевые слова: геофизические исследования, каротаж, адаптация, корреляция, синтетическая, глинистость, пористость, проницаемость, прогнозирование.

Цель работы данного проекта заключается в нахождении оптимального метода адаптации данных ГИС на данные керна и проведении сравнения между обычными методами увязки керна и выбранным оптимальным, что в дальнейшем позволит применить выбранный метод для адаптации в других скважинах данного месторождения

В процессе исследования проводились интерпретация данных ГИС по 14-ти скважинам, анализ и сравнение результатов различных методик по адаптации ГИС-керн.

В результате исследования были определены и предложены наиболее оптимальные методы адаптации каротажных данных.

ABSTRACT

Key words: formation evaluation, log, matching, correlation, synthetic, shaliness, porosity, permeability, prediction

Aim of investigation: to find the enhanced method of matching of the core and formation evaluation one and show the comparison between standard routine well-logging interpretation techniques and enhanced interpretation methods. As the result the adaptation between logging and core data allows to use these methods on other wells of the same field.

During the investigation: interpretation of logs was performed, analysis and comparison of results of various methods of core matching.

As a result of the research, the most optimal methods for core matching data were identified and proposed.

Оглавление

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки.....	8
Реферат	9
Abstract.....	10
Введение	13
Литературный обзор.....	15
1. Общие сведения о месторождении	23
2. Геологическое строение месторождения	25
2.1 Стратиграфия	26
2.2 Тектоника	35
2.3. Геологическое строение юрских отложений	36
3. Core matching	39
3.1 Shaliness determination.....	39
3.2 Porosity determination.....	41
3.2.1 Porosity matching by the conventional methods.....	41
3.3 Porosity matching by unconventional methods.....	44
3.4 Technique of N.Z. Zalyaev - reconstruction of density log from acoustic , neutron log data.....	46
3.5 Creation of the synthetic density porosity curve	50
3.6 Permeability matching	53
3.6.1 Permeability matching of U_1^1	54
3.6.2 HFU approach for U_1^2 formation.....	56
3.6.2.1 Theory of HFU approach.....	57
3.6.2.2 Geological meaning of fzi	59
3.6.2.3 Correction of input data.....	59
3.6.2.4 Classification of reservoir types by core data.....	59
3.6.2.5 Prediction of hfuf for further wells	62
3.6.3 Matching of water saturation.....	64
4. Критерии отсечения	68
5. Результаты проведенного исследования	70
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	74
6.1 Расчет на затраты труда, времени, материалов и оборудования	75
6.2 Структура подразделения и ее структура	79
6.3 Смета.....	80
7. Социальная ответственность.....	82
7.1 Анализ вредных факторов при разработке проектируемого решения.....	84

7.2 Освещение рабочего места	84
7.3 Воздействие шума	85
7.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений и повышенное напряжение электрического поля.....	86
7.5 Отклонение показателей микроклимата от нормы на рабочем месте.....	87
7.6 Напряженность труда.....	87
7.7 Электробезопасность	89
7.8 Экологическая безопасность	90
Заключение.....	91
Список литературы.....	92
Приложение 1. Планшеты скважин	94
Приложение 2. Планшеты скважин	95
Приложение 3. Планшеты скважин	96
Приложение 4. Планшеты скважин	97
Приложение 5. Планшеты скважин	98

ВВЕДЕНИЕ

В нефтегазовой промышленности бурение скважин производится не только для добычи сырья но и для поиска и разведки углеводородов. Поэтому для изучения геологического строения в разрезе скважины, технического состояния скважины и контроля разработки проводятся геофизические исследования скважин (ГИС).

С помощью геофизических исследований скважин проводится изучение геологического разреза, например определение глубины и последовательности залегания стратиграфических единиц которые можно выделить по их характерным параметрам, глубину залегания продуктивных пластов, а также их литологию, петрофизические свойства и степень их насыщения газом водой или нефтью. По данным геофизических исследований скважин определяются важнейшие количественные параметры пласта, которые необходимы для дальнейшего подсчета запасов нефти и газа, а также для моделирования геологической модели пласта и гидродинамической модели. К таким параметрам можно отнести:

- пористость
- проницаемость
- водонасыщенность
- глинистость
- эффективная мощность пласта
- положение ВНК, ГНК

Для того чтобы наиболее точно представлять геологический разрез и качественно определить петрофизические свойства пласта необходимо выполнить отбор керна из скважины, однако не всегда удается полностью извлечь необходимый интервал проходки [1,2]. Также при выносе керна на поверхность свойства породы и флюида заметно отличаются от пластовых условий, поэтому результаты анализа керна не дают полного представления о продуктивном пласте. Но для определения некоторых физических параметров этого достаточно (упругость, пористость, проницаемость, различные коэффициенты и.т.д.). Но вынос керна выполняется только на начальном этапе разработки месторождения в разведочных скважинах и иногда в ходе эксплуатации месторождения, поэтому отбор керна заменяется спуском геофизических приборов, которые регистрируют физические параметры горных пород, а затем с помощью каротажных диаграмм ведется интерпретация данных ГИС с помощью которых и определяются все вышеперечисленные параметры. Поэтому необходимо как можно качественнее выполнить адаптацию данных геофизических исследований скважин на данные керна для того чтобы используя

полученные петрофизические параметры и уравнения связей можно получить качественные петрофизические параметры в безкерновых скважинах и применение этих данных в геологической модели, а затем и в гидродинамической. Геофизические исследования скважин важны, так как это каркас, на котором строится дальнейшая модель пласта. Поэтому от того как хорошо будет выполнена данная часть работы зависит насколько точно будут определены запасы месторождения следовательно и экономика проекта. Также при расчете гидродинамической модели участвуют все ранее определенные петрофизические параметры некорректность которых приведет к неверным расчетам дебита нефти или газа а следовательно и коэффициента извлечения. Далее будут рассмотрены методики для определения петрофизических параметров.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Проблема с адаптацией керновых данных и каротажных не нова и данное месторождение не исключение, поэтому основная задача данного проекта заключается в нахождении оптимального метода адаптации данных геофизических исследований скважин на материалы керна и проведении сравнения между стандартными методами интерпретации ГИС с наиболее оптимальными. Для начала потребовалось решить проблему адаптации пористости керновых и каротажных данных, так как от нее зависит дальнейшая адаптация проницаемости и водонасыщенности. Но перед ее решением необходимо определить глинистость пород, так как от этого зависит насколько корректно будет определена эффективная пористость пород.

Для определения свойств коллектора необходимо учесть влияние глинистости. Выделяют три наиболее сильно влияющих на фильтрационно-емкостные свойства параметры это минеральный состав глин, структура глин и содержание глинистых компонентов в породе. Наибольшее влияние глинистость оказывает на пористость посредством ее распределения. Наиболее благоприятный случай, когда глинистость распределена структурно, то есть произошло замещение минералов скелета глинистыми разностями. А самое нежелательное распределение, когда глинистость локализуется в поровом пространстве – дисперсная глинистость [3].

Для определения объема глин традиционно используют два метода: методы самопроизвольной поляризации (ПС) и метод естественной радиоактивности (ГК) [4, 5, 6].

Метод ПС. Основан на теории о электрическом поле возникающем в результате электрохимических процессов, происходящих на границе скважина-порода или на границе пород с разной литологией. К основным электрохимическим процессам относят процессы диффузии и адсорбции [3].

$$V_{shSP} = \frac{U - U_{min}}{U_{max} - U_{min}}$$

Где: U – значения снятые с кривой ПС, U_{min} – минимальное значение кривой ПС соответствующее пескам, U_{max} – максимальное значение соответствующее глинам. Данный метод расчета глинистости не был использован в работе, так как каротаж ПС присутствует не во всех скважинах.

Метод ГК. Данный метод основан на регистрации гамма излучения которое создают глинистые минералы, так как глины это отличный адсорбент и они обычно содержат самое большое количество радиоактивных веществ. Поэтому с помощью метода ГК можно идентифицировать прослой битуминозных глин, аргиллитов и пород с высоким содержанием органического вещества они дают высокие значения ГК, в то время

как прослой песчаника, углей и карбонизированного песчаника дают низкие значения ГК [6]. С помощью данного метода был определен двойной разностный параметр который в дальнейшем был применен при расчете глинистости по модели В.В. Ларионова так как данное уравнение наиболее точно описывает литологию песчано-глинистого разреза в Западной Сибири [7,8]. Доказательство этому является посчитанная кривая глинистости, которая отображает регрессивно-трансгрессивный разрез месторождения и дает похожие значения пористости после коррекции.

$$V_{sh} = 0.083 * (2^{3.7I_{gr}} - 1) \text{ где } I_{gr} = V_{shGR}$$

Адаптация пористости. Для того чтобы адаптировать пористость на данные керна были рассмотрены методы описанные В.П. Меркуловым и многими другими исследователями [3,5,6]. Сперва пористость была рассчитана по методу гамма гамма каротаж плотностной, в данном методе измеряется эквивалентная плотность горных пород. Данное измерение основано на эффекте Комптона, то есть рассеяние гамма квантов в горной породе. С помощью полученной плотности возможно рассчитать общую пористость горных пород по предлагаемой формуле $\varphi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$.

Где: ρ_{ma} - плотность матрицы ρ_b - значение с каротажа ρ_f - плотность флюида

Затем пористость была рассчитана по методу нейтронного каротажа, принцип действия которого основан на излучении в породе нейтронов высокой энергии. После излучения нейтроны сталкиваются с ядрами атомов породы и при каждом их столкновении нейтроны теряют свою скорость до момента пока их не схватят ядра атома водорода. Ядра, захватившие нейтроны, излучают гамма-лучи.

Также пористость была рассчитана по методу акустического каротажа, суть которого состоит в том что зонд измеряет интервальное время пробега в породе, которое связано с пористостью горных пород и может быть рассчитано по формуле Вилли.

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

Применение данных методов не всегда позволяет добиться желаемого коэффициента корреляции, поскольку в разных условиях осадконакопления каротажные данные могут вести себя по-разному. Поэтому было принято решение обратиться к более сложным методам определения пористости с помощью применения совокупности каротажей, а именно нейтронного и плотностного, так как во всех скважинах присутствовали только они.

Robert Desbrandes [9] для расчета пористости предложил использовать формулу, состоящую из двух основных методов определения каротажа (плотностной и нейтронный)

и с коэффициентами предложенными компанией Шлюмберже в зависимости от типа прибора.

$$\varphi = \frac{\alpha\varphi_N + \beta\varphi_D}{1 + \gamma S_{hr}}$$

Где: φ_N – нейтронная пористость, φ_D – плотностная пористость, $S_{hr} = 1 - S_w$ коэффициенты $\alpha=0.22$, $\beta=0.78$, $\gamma=0.1$ – для прибора типа CNL; коэффициенты $\alpha=0.28$, $\beta=0.72$, $\gamma=0.1$ – для прибора типа SNP.

Joseph R Hearst [7] также предложил формулу, состоящую из двух методов определения пористости. Данный метод это просто среднее значение между плотностной и нейтронной пористостью.

$$\varphi_{average} = \frac{\varphi_D + \varphi_N}{2}$$

Где: φ_N – нейтронная пористость, φ_D – плотностная пористость

Данные методы хороши тем, что каждый из этих каротажей учитывает литологический состав пород в разрезе. Соответственно когда мы используем функцию в которой присутствует эти каротажи, то мы выделяем литологические особенности по всем используемым методам.

Им же была предложена формула, которая учитывает минералогический состав породы который можно получить при исследованиях породы.

$$\varphi = \varphi_{N1}f_1 + \varphi_{N2}f_2 + \varphi_{Nf}\varphi$$

Где: φ_{N1} и φ_{N2} – нейтронная пористость f_1 и f_2 – фракционный состав породы, φ_{Nf} – нейтронная пористость флюида.

Также в данной работе была принята попытка рассчитать пористость через создание синтетической кривой, так как было установлено, что пласт Ю₁¹ имеет хорошую корреляцию между данными керна и пористостью рассчитанной по методу плотностного каротажа, но на данном месторождении имеется всего 6 скважин, где проводился данный метод. Поэтому для того чтобы рассчитать синтетическую кривую плотностного каротажа было принято решение воспользоваться методикой Н.З. Заляева описанной в «Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин» [10].

Данная методика подразумевает, что показания нейтронного каротажа можно преобразовать в показания акустического каротажа, а показания кривой акустического каротажа можно перевести в показания плотностного метода. Перед тем как использовать данную методику нужно подобрать такие коэффициенты k и m чтобы полученная синтетическая кривая отображала поведение реальной кривой акустического каротажа. А для того чтобы применить данные коэффициенты в формуле необходимо тщательно

выполнить литологические расчленение разреза и для каждого типа породы подобрать соответствующий коэффициент который наиболее точно будет отображать поведение реальной кривой.

$\Delta Tr = -90 \cdot \ln 10(NK-k)+m$ – формула для перевода из нейтронного каротажа в акустический, где k и m нормализующие коэффициенты, NK - показания нейтронного каротажа в условных единицах.

После того как коэффициенты подобраны а синтетическая кривая отображает поведение реальной кривой тогда можно приступить к созданию синтетической кривой плотностного каротажа, для этого требуется синтетическая либо реальная кривая АК. Где опять применяя формулу и коэффициенты Гарднера-Кастанья соответствующее определенному типу породы производится перевод из акустической кривой в кривую плотностную.

$\rho_{рас} = \rho + V_{shale}$ – формула для перевода из акустики в плотностной каротаж, где $\rho = aV_p^2 + bV_p + c$, V_p - скорость продольных волн, V_{shale} - двойной разностный параметр, a, b, c - коэффициенты Гарднера-Кастанья. Данная методика достаточно хорошо воссоздает кривую плотностного каротажа при условии, если присутствует акустический каротаж в качестве эталона для нормализующих коэффициентов k и m так как от них сильно зависит дальнейшее поведение синтетической кривой, также нужно геологическое описание керна для детального литологического расчленения от которого тоже зависит окончательный результат. К минусам данной методики следует отнести большую трудоемкость при построении литологической колонки и высокий субъективный фактор при работе.

Прогноз проницаемости по данным геофизических исследований скважин был выполнен на основе нелинейной зависимости проницаемости от пористости для пласта Ю₁¹. При прогнозе проницаемости по данным ГИС необходимо учесть изменчивость коэффициентов уравнений в зависимости от литотипа пород и обстановки осадконакопления. Поэтому обязательна последовательная интерпретация, которая позволит

- определить литологию по комплексу ГИС
- уточнить границы литофациальных границ
- определить пористость пород
- выбрать конкретные уравнения зависимости проницаемости от пористости
- сделать расчет прогнозной проницаемости

В своей работе Итенберг С.С. «Интерпретация результатов геофизических исследований скважин» описал что данный метод прогнозирования проницаемости

является традиционным, но его реализация говорит о том, что из-за того что происходит дисперсия коэффициентов уравнений связи то прогнозная кривая проницаемости может определяться с большой погрешностью. Но иногда наблюдается достаточно хорошая корреляция между kernовыми данными и данными ГИС. Также в литературе говорится о экспериментальных статистических уравнений связи такие как проницаемость и нормированные значения альфа ПС или двойной разностный параметр ГК, но работа данных месторождений ограничена частными месторождениями [5,6,7,].

Поэтому более общие уравнения для прогнозирования проницаемости были предложены зарубежными специалистами и требуют учесть остаточную водонасыщенность пород. К этим уравнениям относятся: Тиксьер, Тимур и Коатс.

1. Tixier relation: $k^{0.5} = \frac{250 \cdot \phi^3}{Swi}$;
2. Timur relation: $k^{0.5} = \frac{100 \cdot \phi^{2.25}}{Swi}$,
3. Coates-Dunamoir relation: $k^{0.5} = \frac{300}{w^4} \cdot \frac{\phi^w}{Swi^w}$,
4. Coates relation: $k^{0.5} = 100 \cdot \frac{(1 - Swi) \cdot \phi^2}{Swi}$,

Где Swi- остаточная водонасыщенность, ϕ - пористость эффективная.

Прогнозирование проницаемости для пласта Ю₁² проводилось с помощью нетрадиционного метода, а именно с применением гидравлических единиц потока, применение данного метода обусловлено высокой неоднородностью коллекторских свойств. В связи с попытками рассчитать проницаемость традиционным методом то есть используя зависимость пористость-проницаемость не оказались успешными что хорошо видно на рисунке (3.6.2.2). Для того чтобы решить данную проблему для дальнейшего прогноза проницаемости была использована методика гидравлических единиц потока.

Данный метод детально описали SPE 63254 Stephen A. Holditch, SPE 30158, Maghsood Abbaszadeh и SPE 69458, Porras, J.C., Campos, O. [11,12,13]. В своих исследованиях они выделяют и классифицируют породы с близкими характеристиками порового пространства, то есть предполагают существование нескольких характерных типов породы, которые были сформированы в похожих седиментационных условиях и имеющие близкие физико-химические свойства и геометрию пор.

Гидравлическая единица коллектора определяется как «представительный элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны

от свойств других пород» [14]. Основные задачи, которые выполняют гидравлические единицы потока это:

- Классификация пород по типам, связанные по петрофизическим параметрам и экспериментальными измерениями на керне.
- Прогнозирование типа коллектора по данным геофизических исследований в скважинах где нет отбора керна.

Теория метода основана допущении, что пористая среда представлена в виде пучка капилляров благодаря ему можно получить теоретическое выражение проницаемости для модели идеального грунта сочетая в себе уравнение Дарси и Пуазеля.

$$k = \frac{r^2}{8} \varphi_e.$$

Данное отношение показывает, что параметр пропорциональности между пористостью и проницаемостью зависит от порового пространства а именно радиусом и формой. Затем Козени и Кармен вывели модифицированное отношение для реальной пористой среды, для этого они использовали гидравлический радиус пор выраженный через удельную поверхность пор и коэффициент извилистости каналов.

$$k = \frac{\varphi_e^3}{(1 - \varphi_e)^2} \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2}$$

В данном уравнении константа Козени являлась основным ограничением для прогнозирования проницаемости, так как ее значения были неизвестны для конкретных пород и величина удельной поверхности не учитывалась в этой константе.

Для обхода этого ограничения, в качестве альтернативы выступает индикатор гидравлического типа коллектора FZI, который включает в себя основные параметры порового пространства и является главной характеристикой классификации пород. Также вспомогательным компонентом является индекс качества коллектора.

Классификация типов коллектора по керну осуществляется с помощью графических и аналитических методов

- **Графический анализ графиков** (зависимость RQI и нормализованной пористости) Здесь могут быть выявлены группы образцов с похожими свойствами, но бывает что на таких графиках сложно выделить отдельно группы коллекторов.
- **Графический анализ гистограммы** выделяет отдельные единицы потока, так как FZI имеет логнормальное распределение. По оси икс выделяется некоторое количество нормальных распределений с характерным средним значением, которое соответствует гидравлическим единицам, бывают случаи наложения этих распределений, что не позволяет точно оценить разделение.

- **Графический анализ накопленной функции вероятности.** Данный метод наиболее предпочтителен, так как график получается более гладким и уменьшается разброс данных. На таких графиках по оси абсцисс нормальное распределение образует типичную прямую линию и на данном графике можно уверенно выделять гидравлические единицы.

- **Модифицированный график Лоренца** характеризуется распределением проводимости внутри объема породы. Для этого строится отношение фильтрационной характеристики коллектора от емкостной характеристики коллектора. По сути данный график является аналогом скважинного расходомера, где места перегиба кривой характеризуют границы гидравлических единиц.

- **Кластерный анализ** аналитический способ выделения единиц, где используется иерархический метод выделения Варда, при котором все образцы объединяются в группы до тех пор, пока не достигнется желательное число кластеров.

- **Анализ зависимостей капиллярного давления** с помощью метода Винленда классифицирует породу исходя из радиуса пор, соответствующей 35% насыщенности несмачивающей фазы, которая является знаком крупнейших взаимосвязанных пор.

- **Детальное описание и текстурный анализ зерна** дополняет всю классификацию гидравлических единиц потока седиментологическим и геологическим смыслом.

- **Микрофотографический анализ зерна** позволяет выделить группы исходя из размера зерен, их типа и содержанию глинистого цемента.

Использование нескольких из этих методов дает высокую вероятность выделения верного количества единиц потока.

После определения числа гидравлических единиц потока и их средние значения FZI то встает вопрос о необходимости распределения их в каждой скважине, где не имеется выноса зерна. Для этого необходимо найти связь между FZI и показаниями доступных методов ГИС в интересующем нас интервале. Наиболее часто для предсказания проницаемости применяются каротажи ГК и ПС они имеют наилучшую корреляцию между значениями FZI, в то время остальные каротажи имеют корреляцию хуже.

Для прогноза типа коллектора по ГИС используются различные статистические методы, среди которых наиболее распространены: множественная регрессия, оценка условной вероятности по теореме Байеса и нейронные сети.

Для определения водонасыщенности был выбран подход, описанный в Латышова М.Г. «Практическое руководство по интерпретации диграмм геофизических исследований скважин». Описывают, что водонасыщенность в отличие от нефти либо газонасыщенности является наиболее сложным для определения, так как вода может быть в различных формах, таких как связанная либо подвижная. Связанная вода образуется в порах за счет поверхностно - молекулярных и капиллярных сил и в чистых неглинистых слоях ее содержание минимально, в то время как в глинистых породах ее содержание намного увеличивается. Ее определение является первостепенным, так как объем запасов УВ напрямую зависит от этой величины (1-Sw) [6].

Водонасыщенность для чистых неглинистых песчаников определяется с помощью формулы Арчи-Дахнова, для расчета по формуле должны быть известны следующие параметры:

Archi model:
$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}}$$

- Удельное электрическое сопротивление пласта
- Эффективная пористость
- Сопротивление пластовой воды
- Коэффициенты Арчи a.m.n

Также существуют и другие модели для определения водонасыщенности:

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

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

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

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении месторождение, находится в южной части Томской области на территории Парабельского района (рис.1.1). Ближайшим крупным населённым пунктом является село Пудино, расположенное в 35км севернее месторождения на реке Чузик, которое имеет аэропорт, причал, почту, больницу, школу и лесозавод. В 5 км к востоку от него находится город Кедровый. Расстояние от месторождения до областного центра – города Томска – около 340 км.

Площадь лицензионного участка составляет около 484 км². На востоке и на юге л.у. граничит с Сомовским л.у. На севере – с Северо-Пудинским лицензионным участком, в пределах которого распложены три нефтегазоконденсатных месторождения: Калиновое, Северо-Калиновое и Нижнее-Табаганское. Северо-Пудинский участок принадлежит ОАО «Томскнефть» (Роснефть). На западе участок граничит с Южно-Пудинским лицензионным участком. Залежи месторождения на востоке частично выходят на территорию Сомовского участка. Лицензией на право пользования недрами Сомовского участка с целью геологического изучения, разведки и добычи УВ сырья владеет также ОАО «Томскгазпром».

По территории участка протекает река Казанка и ее притоки. Река Казанка впадает в реку Чузик, вдоль которой проходит грунтовая дорога в сторону села Пудино.

Транспортировка грузов автомобильным транспортом осуществляется по грунтовым дорогам. Транспорт грузов из г.Томска производится до районного центра г.Бакчар по дороге с асфальтовым покрытием, далее до п. Кенга по грунтовой дороге. Движение от п. Кенга до г. Кедровый по грунтовой дороге возможно только в сухое время года и зимой. Перевозка грузов авиационным транспортом выполняется круглый год.

Электроснабжение района осуществляется Калиновой ЛЭП, находящейся в 50 км на северо-запад от месторождения. К северо-западу в 50 км от месторождения проходит ведомственный нефтепровод и к северо-востоку в 220 км магистральный нефтегазопровод. В мае 2009 г. запущен нефтепровод сообщением Северо-Останинское НМ - Лугинецкое НГКМ» протяженностью 120.6 км. В настоящее время осуществляется строительство газопровода, которое будет завершено к концу 2011 года.

В соответствии со схемой физико-географического районирования Западной Сибири территория рассматриваемого лицензионного участка расположена в пределах Васюганской провинции, занимающей значительную часть Обь-Иртышского междуречья, и относится к зоне преимущественно таёжного ландшафта. По существующему физико-географическому районированию в пределах Томской области выделяют три

ландшафтные зоны, из которых рассматриваемая площадь относится к южной переходной зоне.

В орографическом отношении район работ представляет собой плоскую и полого-холмистую равнину, почти полностью покрытую лесом, часть площади занимают непроходимые болота. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +94 до +144 м/с уменьшением к руслам и поймам рек. Залесенность составляет 50-70%. Сплошные лесные массивы преимущественно хвойных пород (ель, кедр, сосна), а водораздельные пространства заболочены и покрыты растительностью и лиственным редколесьем. Из животных встречаются бурый медведь, волк, в редколесье - зайцы, в лесах - белки

Гидрографическая сеть представлена рекой Чузик, правым притоком которой является река Казанка, образующаяся в результате слияния рек Большая и Малая Казанка. Реки являются равнинными со спокойным течением (скорость течения 0.4-0.6м/сек) и извилистым ("блуждающим" по равнине) руслом. Ширина рек составляет порядка 5–7 м, уклон порядка 70 см на 1 км. Основным источником питания рек - атмосферные осадки и болотные воды, которые составляют около 90% годового стока.

Климат района континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким сравнительно жарким летом. Температура колеблется от минус 45–50 °С зимой до плюс 35 °С летом. Средняя температура воздуха в зимний период составляет –20 °С, весной – 8°С, летом +15 °С, осенью +8 °С. Преобладающее направление ветров летом юго-западное, зимой – северо-восточное. Средняя скорость ветра составляет 1.6-3.2 м/сек, иногда достигая 20м/сек.

Высота снежного покрова зимой в понижениях рельефа достигает 1,5 м, на водоразделах 0.5-0.6 м. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая. Продолжительность существования устойчивого снежного покрова определяет сроки использования «зимников». Глубина промерзания грунта составляет 1,8-2м и более, на заболоченных участках – не превышает 0.4м.

Среднегодовое количество осадков составляет 400-500 мм. Основная часть осадков (до 90%) выпадает в период с апреля по октябрь, чаще всего в виде дождей. По количеству осадков район месторождения относится к зоне избыточного увлажнения. Уровень грунтовых вод, приуроченных к пескам–плывунам, залегает на глубине 2–20 метров.

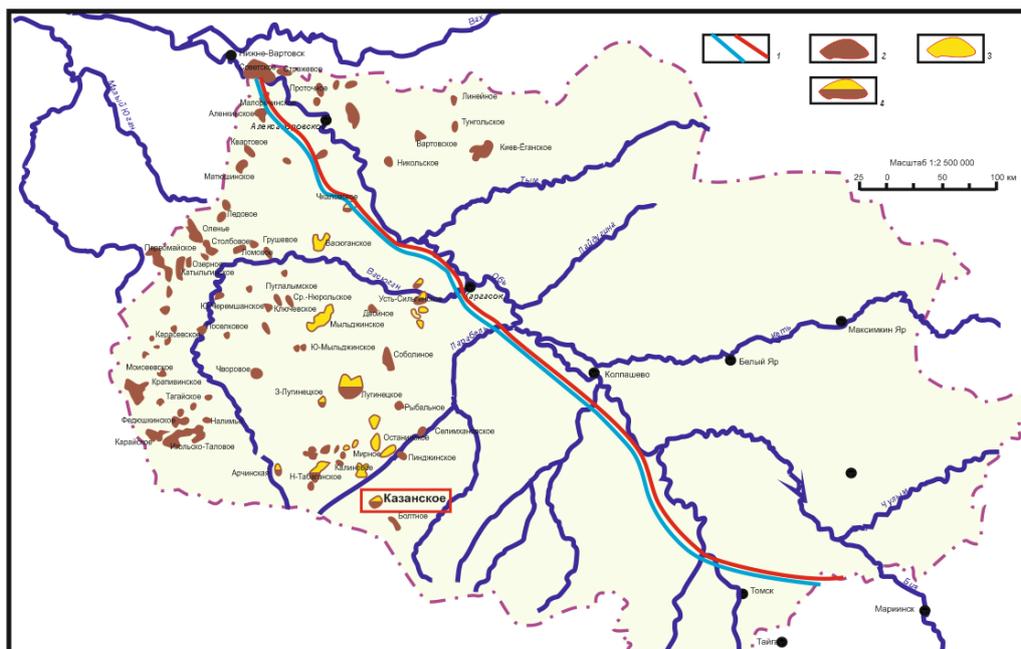


Рис. 1.1. Обзорная карта
Условные обозначения: 1 - магистральные трубопроводы; 2 - нефтяные месторождения,
 3 - газоконденсатные месторождения; 4 - нефтегазовые месторождения

Рисунок 1.1- Обзорная карта месторождения

2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в пределах Пудинского нефтегазоносного района Васюганской НГО (рис. 2.1). Этаж установленной нефтегазоносности месторождения связан с верхнеюрскими и с верхней частью среднеюрских терригенных отложений в интервале глубин -2280 – 2470м, что характерно для Васюганской НГО [17].

Площадь месторождения характеризуется сравнительно высокой степенью изученности в интервале верхне- и среднеюрских отложений. К моменту выполнения данной работы на площади участка пробурена 61 скважина, включая поисково-разведочные и эксплуатационные скважины, около 20% площади лицензионного участка покрыто детальными сейсмическими исследованиями МОГТ 3D, средняя плотность сейсмических профилей 2D, покрывающих площадь, превышает 2 пог. км на 1 км². Наиболее изученными по скважинным данным являются пласты васюганской свиты Ю₁¹ и Ю₁², которые введены в опытно-промышленную эксплуатацию. В меньшей степени изучен пласт Ю₁³⁻⁴ васюганской свиты, а пласты тюменской свиты Ю₃ и Ю₄, вскрытые единичными скважинами, остаются наименее исследованными из всего продуктивного разреза.



Рисунок 2.1- Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [16]

2.1 СТРАТИГРАФИЯ

В стратиграфическом отношении разрез месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента. Отложения платформенного чехла в пределах рассматриваемой площади до верхнеюрских пород включительно вскрыты всеми скважинами. Породы доюрского фундамента на площади работ вскрыты рядом разведочных скважин.

Доюрские образования (PZ)

Породы палеозойского основания вскрыты на территории месторождения восемью скважинами. Кровля отложений палеозойского возраста выделена в интервале глубин - 2542 м – 2780 м

В одной из скважин доюрские отложения представлены грейзенизированными-зелено-серыми порфиroidными породами, трещиноватыми, с кальцитовым заполнением, выше отмечается кора выветривания хлорит-сидеритового типа мощностью примерно 3-5 метров. В другой скважине доюрский комплекс сложен выветрелыми метаморфизованными аргиллитами, алевролитами, туфопесчаниками. Верхняя часть фундамента, разрушенная и сильно измененная, выделена в кору выветривания. Кора

выветривания представлена интенсивно выветрелыми, метаморфизованными обломочными породами мощностью порядка 15 метров. Доюрские образования, по описанию керна, представлены плотной темно-серой породой, трещиноватой с кальцитовым заполнением. Отложения представлены толщей, сложенной глинистыми сланцами, кремненными, сильно трещиноватыми, хлоритизированными, неравномерно углистыми и с пятнами возможной битуминизации, с прослоями темно-серых известняков толщиной до 0,5 м. В целом порода трещиноватая с кальцитовым заполнением, возраст вскрытых толщ по кораллам, мшанкам, брахиоподам, тентакулидам определяются как нижнедевонский (согласно заключению СНИИГГиМС, 1989г). В скважине доюрские породы представлены псефитовыми туфами, умеренно-щелочного, среднего, андезитового состава, мелко и повсеместно пористыми, туфоалевритами с рассеянным углеродистым веществом, аржиллитами кремнисто-хлорит-каолинитизированными, туфами псефито-псаммитовыми высокопористыми. Все породы разбиты сериями карбонатных прожилков сидеритового состава. Верхняя часть доюрских образований представлена метасоматитами кремнисто-гидрослюдистыми. Породы палеозоя представлены переслаиванием доломита известковистого, крепкого с глинистыми сланцами. Отмечаются зеркала скольжения и содержание органических остатков на контактах пород. Ниже залегает известняк серый, скрытокристаллический, плотный, крепкий, трещиноватый.

Вскрытая скважинами мощность палеозойских образований составляет первые десятки метров.

В соответствии с «Решениями межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины» территория месторождения относится к Нюрольскому структурно-фациальному району фациальной мегазоны II, имеющей субмеридиональное развитие в пределах Западной Сибири. В целом для мегазоны характерны мелководные карбонатно-терригенные отложения палеозоя, отличительной чертой которых является рифогенность известняков [18]. Область палеозойских образований в районе месторождения относится к обстановкам зарифового бассейна [19].

Отложения доюрского фундамента и залегающие на них мезозойские отложения осадочного чехла разделены значительным перерывом. В течение длительного периода эрозии формировались коры выветривания, отмеченные по керну в скважинах.

Мезозойская группа (MZ)

Юрская система

На отложениях палеозойского складчатого фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием залегают отложения юрской системы. Система представлена тремя отделами: нижним, средним и верхним. Нижний и средний отделы составляют терригенные породы урманской, тогурской, салатской свит, что характерно для Нюрольского структурно-фациального района, а также континентальные отложения тюменской свиты. Отложения верхнего отдела представлены континентальными, переходными, прибрежноморскими и более глубоководными породами васюганской, георгиевской и баженовской свит. На полную мощность отложения юрской системы вскрыты восемью скважинами месторождения.

Нижний и средний отделы

Граница между породами нижнего и среднего отделов в скважинах месторождения достоверно не установлена. Предполагается наличие отложений нижней юры в скважинах, вскрывших наибольшую толщину юрского интервала.

Отложения *урманской* свиты Нюрольского района (верхний геттангский–плинсбахский ярусы) с региональным перерывом залегают на доюрских образованиях. Урманская свита подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита, соответствующая группе пластов Ю₁₇, сложена разномиктовыми полимиктовыми песчаниками, алевролитами с пропластками аргиллитов. Средняя подсвита соответствует средней глинистой пачке и представлена темно-серыми аргиллитами с пропластками алевролитов, песчаников, углей. Верхняя подсвита соответствует группе пластов Ю₁₆ и представлена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов.

Песчаники серые, темно-серые, мелко-средне- реже крупнозернистые, с включениями гальки, зерен гравийной размерности, с растительным детритом. Алевролиты серые, светло-серые, крепкие, массивные, участками известковистые или песчанистые. Аргиллиты серые или зеленовато-серые, участками опесчаненные и алевролитистые, комковатые, трещиноватые. Слоистость горизонтальная, волнистая, косая за счет растительного детрита, галек пород, прослоев аргиллита.

Породы урманской свиты встречаются в наиболее погруженных зонах района, выклиниваясь к сводовым частям поднятий по кровле фундамента.

Тогурская свита в Нюрольском районе соответствует китербютскому горизонту (нижняя половина нижнего тоара). Отложения свиты представлены темно-серыми, серыми, зеленоватыми аргиллитами и алевролитами с прослоями песчанистых

алевролитов. Мощность свиты достигает 40 метров. С тогурской свитой обычно связывается отражающий горизонт Т4.

Салатская свита объединяет надояхский и лайдинский горизонты, которые соответствуют нижней и верхней (радомской) подсвита (нижний-верхний тоар, аален). Нижняя подсвита соответствует песчаному горизонту Ю₁₅ и представлена переслаиванием углистых алевролитов и темно-серых, серых, грубозернистых песчаников. Песчаник часто с прослоями гравелитов, конгломератов и сидерита. Верхняя подсвита (радомская), соответствующая лайдинскому горизонту, сложена уплотненными темно-серыми иногда битуминозными, углистыми глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Подсвита имеет сложное строение в связи с расщеплением или выклиниванием углей, появлением линзовидных прослоев аргиллитов, алевролитов и песчаников. Она может рассматриваться как единая пачка, индексируемая как У₁₄. Мощность свиты в парастратотипе скважины Пономаревская-2 составляет 132 метра. Салатская свита согласно залегает на глинах тогурской свиты и перекрывается песчаниками нижнетюменской подсвиты (группа пластов Ю₁₄).

Тюменская свита в Нюрольском районе подразделяется на три подсвиты – нижнюю, среднюю и верхнюю, которые соответствуют вымскому, леонтьевскому и малышевскому горизонтам (верхняя часть верхнего аалена-бат).

Нижняя подсвита тюменской свиты, представляющая вымский горизонт, сложена преимущественно песчаниками. С ней связывают начало нового этапа формирования мезозойского седиментационного бассейна Западной Сибири и крупного цикла осадконакопления. Для Нюрольского фациального района подсвита представлена существенно угленосной толщей преимущественно песчаников с угольными пластами У13-10, подстилается она глинисто-углистой пачкой У14 (в кровле салатской свиты), положение которой в разрезе не всегда стабильно. Верхняя часть подсвиты представлена углисто-глинистой пачкой У10. В целом для этой пачки характерно преобладание угольных пород, мощность которых иногда достигает 10-15 метров. Количество угольных пластов пачки может варьировать.

Средняя подсвита тюменской свиты соответствует леонтьевскому горизонту (верхняя часть нижнего - низы верхнего байоса). Описываемая толща сложена сложно и неравномерно чередующимися пластами песчаников, алевролитов, аргиллитов, углей. Здесь характерны более тонкозернистые разности пород, чем в ниже и вышележащих толщах. По всему разрезу обычно присутствуют значительные по мощности и выдержанные по простиранию угольные пласты У6, У8, У9. Песчаные пласты

среднетюменской подсвиты имеют значительную мощность, но не прослеживаются по площади.

Верхнетюменская подсвита (верхи верхнего байоса – низы верхнего бата), представляющая малышевский горизонт, сложена переслаивающимися сероцветными песчаниками, алевролитами, аргиллитами, часто углистыми. Здесь характерны маломощные многочисленные пласты углей. Верхняя граница подсвиты в значительной степени эрозионная. В состав пород верхнетюменской подсвиты входят углистые пачки У5-2 и песчаные пласты Ю₆₋₂. Широко распространены песчаные пласты Ю₆ и Ю₄. Песчаные пласты Ю₅, и Ю₂ имеют линзовидный характер и часто выклиниваются. Пласт Ю₃ выделяется на площади и прилегающих к ней площадях. Угольные пласты приурочены большей частью к погруженным участкам территории, наиболее выдержанными по простиранию являются угли У2 и У4 с небольшой мощностью. Песчаники на описываемой территории имеют косую, волнистую и горизонтальную слоистость [19].

Отложения тюменской свиты вскрыты большинством скважинам, средняя толщина свиты меняется от 150 до 500м. Разрез сложен неравномерным чередованием аргиллитов, песчаников и алевролитов.

В пределах месторождения в интервале тюменской свиты выявлены два продуктивных пласта, индексируемые как Ю₃ и Ю₄. Песчаные пласты представлены отложениями аллювиальных потоков и имеют сложное площадное распространение, характеризующееся высокой макронеоднородностью.

Верхний отдел

Верхний отдел юрских отложений на площади представлен васюганской, георгиевской и баженовской свитами. При этом интервал васюганской свиты охватывает диапазон отложений от келловейских средней юры до позднеоксфордских верхней юры.

Типичный разрез келлавей-оксфордских отложений в центральной части Западно-Сибирской нефтегазовой провинции, а именно в западных части Томской области, состоит из отложений, формирование которых происходило преимущественно в прибрежных и мелководно-морских условиях [20]. Морские отложения васюганской свиты на восток замещаются в основном континентальными отложениями наунакской свиты. Меридиональная граница, делящая зоны простирания васюганской и наунакской свит, проходит по населенному пункту Пудино, расположенному к северу от месторождения примерно на одной долготе. Учитывая, что смена условий формирования келловей-оксфордских отложений происходила постепенно, можно предполагать, что рассматриваемый район находится в «переходной» зоне, где существовали

полифациальные обстановки, среди которых отмечались прибрежно-морские, мелководно-морские, прибрежно-континентальные и континентальные [20].

Васюганская свита трансгрессивно залегает на породах тюменской свиты и по литологическому составу подразделяется на две подсвиты: нижнюю (глинистую) и верхнюю (песчано-глинистую).

Нижняя подсвита, представлена аргиллитами с немногочисленными маломощными прослоями песчаников и алевролитов (скв.5 пласт Ю₁⁵⁻⁶). Толщина подсвиты составляет 21 – 35 м.

Верхняя подсвита, представлена толщей переслаивающихся песчаников, аргиллитов и алевролитов с прослоями углей и углистых аргиллитов. Полный разрез верхневасюганской подсвиты обычно содержит 4-5 песчаных пластов, совокупность которых формирует на юго-востоке Западной Сибири регионально-нефтегазоносный горизонт Ю₁. На площади месторождения выделяется три пласта, относящиеся к горизонту Ю₁: Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁³⁻⁴.

До 2006г пласты васюганской свиты Ю₁¹ и Ю₁² считались единым объектом и индексировались, как пласт Ю-I. Пласт Ю₁³⁻⁴ относили к тюменской свите и индексировали, как Ю-II. Согласно решению 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири от 2003г [21] отложения келловей, к которым относился горизонт Ю-II, генетически связаны с верхнеюрскими и фиксируют начало существенно отличного этапа преимущественно морского седиментогенеза на территории Западной Сибири. Поэтому данный интервал разреза рассматривается в объеме васюганского горизонта, включающего в себя группу пластов Ю₁. При выполнении предыдущего подсчета запасов месторождения индексация пластов была изменена.

Наличие регрессивного и трансгрессивного циклов осадконакопления в эпоху формирования верхневасюганской подсвиты позволяет выделить в ее составе две пачки – подугольную и надугольную.

Разрез подугольной пачки представлен регрессивным песчаным пластом Ю₁³⁻⁴. Продуктивный пласт Ю₁³⁻⁴ сложен крепкоцементированными мелко-среднезернистыми полимиктовыми песчаниками аркозового типа и алевролитами от светло-серого до темно-серого цвета, часто с буроватым оттенком. Цемент хлорит-гидрослюдисто-каолининового и кальцит-сидеритового состава, иногда гидрослюдистый и лейкоксен-хлорит-каолининовый. Толщина пласта Ю₁³⁻⁴ в пределах площади изменяется от 19 до 29м.

Максимуму регрессивного цикла осадконакопления отвечает регионально-выдержанный угольный пласт У1, перекрывающий отложения пласта Ю₁³⁻⁴. Формирование угольного пласта происходило в типично континентальных условиях. В большинстве скважин угольный пласт У1 расчленяется на два пропластка – У₁¹ и У₁². Толщина угольной пачки составляет около 5-10м. Учитывая субконтинентальный характер отложений подугольной пачки, ранее (до подсчета запасов 2006 года) пласт Ю₁³⁻⁴ васюганской свиты принимался как пласт Ю₂ тюменской свиты.

Надугольная пачка залегает между угольным пластом У1 и подошвой георгиевской свиты. Разрез надугольной пачки включает песчаные пласты Ю₁² и Ю₁¹, формирование которых происходило в полифациальных условиях. Песчаники верхневасюганской подсвиты мелкозернистые, полимиктовые. Аргиллиты слюдистые, алевролиты массивные. Пласты разделяются реперным прослоем, хорошо прослеживающимся во всех скважинах площади и представленным аргиллитами и алевролитами с большим количеством известковистых раковин пелеципод, которые подстилаются незначительным угольным пропластком.

Породы пласта Ю₁² (нижнего из пластов надугольной пачки) представлены светло-серыми, слабослюдистыми, мелко-среднезернистыми крепкосцементированными песчаниками с обугленным растительным детритом. По вещественному составу преобладают полевошпатово-кварцевые и полимиктовые аркозового типа песчаники с глинистым, реже карбонатным цементом. Общая толщина пласта в пределах площади возрастает в северном направлении от 6 до 20 м. В северной части месторождения пласт делится на две пачки, которые различаются как по комплексу ГИС, так и по керновым данным. Породы верхней пачки, индексируемой Ю₁^{2a}, содержат песчаник мелко-среднезернистый серый, хорошей крепости, с чередованием прослоев мелкой и средней размерности зерен. Нижняя пачка - Ю₁^{2б} представлена песчаником мелко-тонкозернистым, хорошо сцементированным с глинистыми прослоями. Верхняя пачка формировалась в условиях нижнего пляжа и характеризуется лучшими фильтрационно-емкостными свойствами, по сравнению с нижней пачкой, для которой характерны условия приливно-отливной равнины. В северном направлении доля пород пачки Ю₁^{2a} в интервале пласта увеличивается за счет сокращения толщины пачки Ю₁^{2б}, что свидетельствует о постепенном фациальном переходе от прибрежно-морских к мелководно-морским осадкам.

В разрезе отложений пласта Ю₁¹ преимущественно развит светло-серый, мелко-среднезернистый среднесцементированный полевошпатово-кварцевый песчаник. Песчаники неравномерно переслаиваются алевролитами и аргиллитами. Цемент в

песчаниках полиминеральный, в составе которого присутствуют каолинит, гидрослюда, хлорит часто в ассоциации с кальцитом и сидеритом. Максимальная толщина пласта составляет 10 м. На юге и на западе площади пласт отсутствует за счет постседиментационного размыва. Граница зоны выклинивания пласта была околонуена по данным сейсмических исследований в 2006 г [22] и позже не пересматривалась, так как область выклинивания подтверждается данными последующего бурения. Наличие позднеюрского размыва, произошедшего на рубеже васюганского и георгиевского времени, подтверждается наличием в керне скважин на границе георгиевской и васюганской свит брекчии, конгломерата и гальки.

Георгиевская свита сложена аргиллитами темно-серыми до черных, плотными, тонкоотмученными, с включениями глауконита, содержащими фауну кимериджского возраста. Среди пород встречаются остатки аммонитов и белемнитов. Георгиевскую свиту отличает характерная особенность: в основании свиты отмечаются прослой глауконитовых отложений, которые хорошо определяются резким повышением значений по индукционному каротажу, что представляет собой характерный репер при детальной корреляции разрезов скважин. Общая толщина свиты изменяется от 4 м до 9 м.

Баженовская свита имеет распространение на большей части территории Западно-Сибирской плиты. С кровлей свиты связан сейсмический отражающий горизонт «Б». Породы баженовской свиты представляют собой наиболее глубоководные морские осадки юры: аргиллиты темно-серые, битуминозные, массивные, плитчатые, встречается фауна аммонитов и белемнитов титон-волжского и нижне-берриасского возраста. Отложения баженовской свиты хорошо выделяются как по керну, так и по каротажу. Средняя толщина свиты составляет 24-31 м.

Меловая система (К)

Нижний мел

Куломзинская свита. Отложения представлены уплотненными глинами, глубоководными темно-серыми аргиллитами и мелководно-морскими аргиллитами с прослоями серых песчаников и алевролитов. Толщина свиты 170-260 м.

Тарская свита. Свита образована мелководно-морскими песчаниками серого и светло-серого цвета, преимущественно известковистыми, с прослоями алевролитов и темно-серых аргиллитоподобных глин, полевошпатово-кварцевые, среднесцементированные, с остатками известковистых раковин. Толщина свиты меняется от 40 м до 200 м.

Киялинская свита. Свита представлена мелководно-морскими пестроцветными (кирпично-красными, зелеными, зеленовато-серыми) глинами, известковистых песчаников и алевролитов. Общая толщина свиты составляет 400-685м.

Нижний - верхний отделы

Покурская свита. К отложениям верхов нижнего и низов верхнего отделов меловой системы, объединенных в покурскую свиту, отнесены континентальные и частично прибрежно-морские осадки апт-альбского и сеноманского веков.

На площади свита вскрыта всеми пробуренным скважинами. Отложения представлены преимущественно серыми и темно-серыми глинами. Встречаются песчаники, пески и алевролиты светло-серые, полимиктовые. Характерен растительный детрит, остатки растений, сидерит, пласты бурых углей. Общая толщина свиты достигает 790 м.

Верхний мел

Кузнецовская свита трансгрессивно залегает на континентальных образованиях покурской свиты. Сложена она серыми и зеленовато-серыми глинами с прослоями глауконитовых алевролитов и песков. Толщина свиты 15-20м.

Ипатовская свита представлена песчаниками и алевролитами зеленовато-серыми, часто глауконитовыми, с глинисто-известковистым цементом, иногда кремнистым, с прослоями серых глин, с сидеритовыми конкрециями. Характерно наличие углистых растительных остатков. Толщина свиты 80-110 м.

Славгородская свита сменяет ипатовскую свиту. Сложена глинами серыми и зеленовато-серыми, с прослоями глинистых опок, глауконитовых алевролитов и песчаников, пиритизированных водорослей, включений пирита. Толщина свиты изменяется от 58 до 69 м.

Отложениями ганькинской свиты заканчивается разрез меловой системы. Накопление свиты происходило в морских условиях. Отложения свиты представлены серыми, реже светло-серыми, с зеленоватым оттенком глинами, с линзами и присыпками кварцево-глауконитовых песков и алевролитов. Средняя толщина ганькинской свиты составляет 100-120 м.

Кайнозойская группа (KZ)

Палеогеновая система (P)

Разрез палеогеновых отложений на месторождении представлен толщей палеоценового, эоценового и олигоценного возрастов. На месторождении породы кайнозойского возраста, залегают с размывом на мезозойском комплексе отложений. Здесь выделяются четыре свиты: талицкая, люлинворская, чеганская (морская) и

некрасовская (континентальная). Породы представлены чередованием темно-серых до черных глин, (местами опоковидными), кварцево-глауконитовых песчаников, пропластков алевролитов и бурых углей, голубоватых или желтоватых рыхлых мелко- и тонкозернистых песков. Общая толщина кайнозойских отложений может достигать 200 м.

Четвертичная система (Q)

На размытой поверхности палеогеновых отложений несогласно залегают отложения четвертичного возраста. Четвертичными отложениями заканчивается разрез осадочного чехла. Осадки разнообразны по своему литологическому составу, в основном, это аллювиальные, озерные, озерно-болотные, ледниковые отложения пойм и террас рек: пески, супеси, суглинки, глины, торф. Толщина отложений до 70м [19].

2.2 ТЕКТОНИКА

Согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты участок месторождения расположен в пределах положительной структуры первого порядка - Казанского выступа на северо-западном его окончании (рис. 2.2).

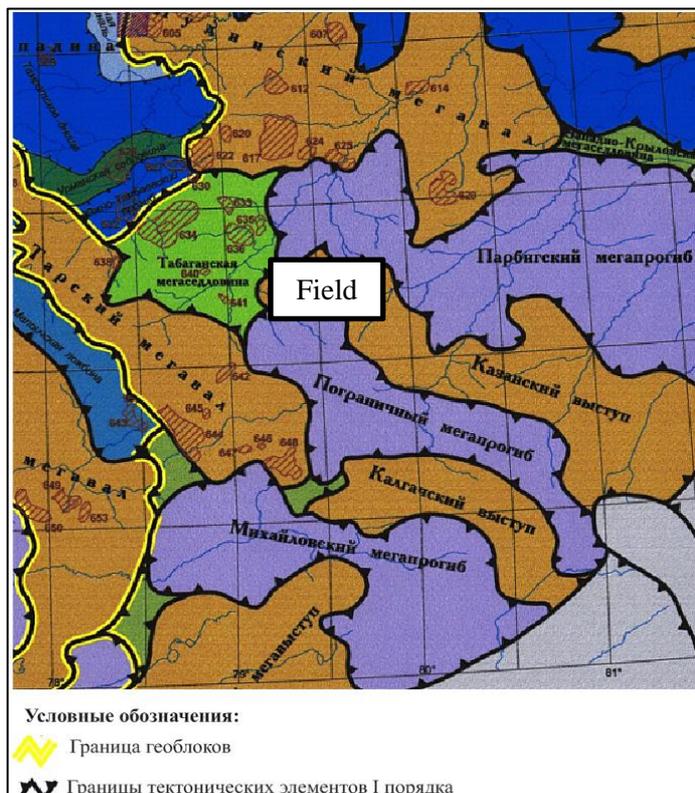


Рисунок 2.2- Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты [16]

К северо-западу от структуры расположена Табаганская мегаседловина, к северу – Парбигский мегапрогиб, к югу – Пограничный мегапрогиб. Более детально тектоническое строение района рассмотрено при создании тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла Томской области под редакцией А.Э.Конторовича

2.3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Отложения песчаных пластов тюменской свиты перекрываются углисто-глинистыми породами нижневасюганской подсвиты толщиной от 25 до 50м. Нижневасюганские аргиллиты формировались в условиях обширной озерно-болотной равнины. В породах повсеместно встречаются многочисленные растительные остатки и прослой углей от бурых до черных.

Выше по разрезу сформировались песчаные отложения пласта Ю₁³⁻⁴ подугольной толщи верхневасюганской подсвиты. Формирование отложений происходило в полифациальных условиях седиментации при периодическом проникновении моря на территорию участка. В целом этап формирования пласта Ю₁³⁻⁴ связан с региональной регрессией, завершившейся образованием угольной толщи. Седиментация отложений пласта Ю₁³⁻⁴ происходила на фоне слаборасчлененного рельефа. Наиболее погруженная область территории располагалась на северо-западе и к юго-западу от участка, куда в периоды локальных трансгрессий чаще проникало море. Южная и юго-восточная часть площади находилась в более континентальных условиях. Согласно описаниям керна отложения представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с большим количеством обугленного растительного детрита. В скважинах северной и северо-западной части территории количество растительных остатков уменьшается, чаще встречаются прослой известковистого песчаника В скважинах южной части встречаются мощные до 7м прослой углей что подтверждает доминирование субконтинентальных условий седиментации в южной части территории. Отложения пласта Ю₁³⁻⁴ перекрываются пачкой глинистых пород толщиной от 15 до 30 м, которая завершается прослоем угля, являющегося региональной реперной границей У1.

Последующее развитие территории в поздней юре происходило в условиях общей трансгрессии. Наугольная пачка васюганских отложений представлена песчаными пластами Ю₁² и Ю₁¹. Наиболее приподнятыми участками палеорельефа на этапе формирования наугольной толщи были области в центральной части площади.

Формирование отложений пласта Ю₁² происходило в полифациальных условиях на границе морских и континентальных условий с преобладанием первых. В разрезах

скважин в северной части территории месторождения в интервале пласта можно выделить два неразделяемых глинистой перемычкой песчаных прослоя. Песчаные пачки существенно различаются по характеристикам ФЕС и гранулометрическому составу. При этом верхний слой песчаника характеризуется улучшенными ФЕС. Песчаник мелкозернистый светло-серый, преимущественно с горизонтальной слабо выраженной слойчатостью. Образование пород верхнего пласта, индексируемого в разрезе как Ю₁^{2a}, связано с развитием приливно-отливных песков и пляжей. Нижний пласт Ю₁^{2б} формировался в условиях переходной зоны от морских к континентальным условиям осадконакопления. Породы нижнего интервала представлены частым неравномерным переслаиванием тонкозернистого песчаника и углистого аргиллита. Слои песчаника 1-7 см, слои аргиллита 1-5 см. Анализ разрезов скважин показывает, что в северном направлении доля песчаников Ю₁^{2a} в разрезе пласта повышается, т.е. доля отложений мелководно-морского генезиса становится преобладающей. На месторождении выделяют три зоны с разными условиями осадконакопления, где зона 1 это прибрежно-морская обстановка, зона 2 приливно-отливная обстановка и зона 3 марши и болота (рис. 2.3). В северной части месторождения преобладали морские условия осадконакопления с равномерным распределением песчаного материала по площади посредством волновой деятельности, то к югу месторождения осадки формировались в обстановке маршей, лагун и болот и представлены преимущественно глинистыми породами. Формирование отложений пласта Ю₁² завершилось обширной кратковременной трансгрессией, в период которой откладывались преимущественно глинистые осадки. Общая толщина аргиллит-алевролитового прослоя, отделяющего пласт от вышележащих песчаников пласта Ю₁¹, составляет от 6 до 11 м. В данном интервале повсеместно встречаются известковистые раковины пелеципод.

Отложения пласта Ю₁¹ сформировались в условиях мелководно-морской седиментационной обстановки. Песчаники пласта неравномерно переслаиваются алевролитами и аргиллитами [20].

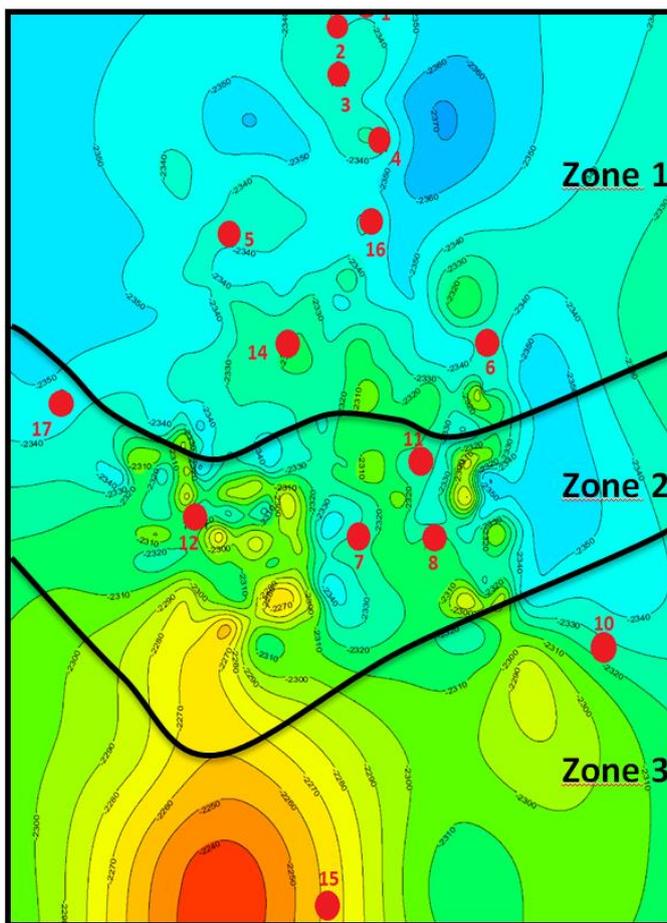


Рисунок 2.3- Разделение на зоны осадконакопления месторождения К

Продуктивные отложения юрского возраста перекрываются аргиллитами отложений георгиевской и баженовской свит, являющимися региональными покрывками

3. CORE MATCHING

In this chapter will be considered the methods for choosing the best way to match formation evaluation data (FE) and core data, but in order to begin interpretation of the FE data it is necessary to perform a lithology splitting of the section for all wells provided for this project. Lithology splitting according to formation evaluation data is one of the most complex and incorrect tasks since FE materials can not fully transfer the lithology of the section, in this case the core data directly transferred from wells can help to determine all the necessary physical properties of rocks that can be used in further Studies to create the most complete and correct geological model of the reservoir. In our case, there are 15 wells with core data, where 9 of them have a core description.

3.1 SHALINESS DETERMINATION

In order to correctly determine the reservoir properties of rocks, it is necessary to take into account the influence of clay material, since they can substantially change the reservoir quality of rocks due to:

- Mineral composition of clays
- Type of distribution of clay minerals in the rock
- Volume of clay in the rock

Clays in the reservoir greatly influence the porosity of rocks. As for the distribution of clays in the rock, there are three types where the most favorable case is when the matrix minerals are replaced by clay minerals-structural clay, while clay minerals concentrated in the pore space-dispersed clay are the most poor option, the third option is layered clay. Quantitative clay data can be obtained using the following methods. The simplest of them.[6]

Method SP (potentials of spontaneous polarization). Due to natural electric fields arising as a result of electrochemical processes appearing on the boundary between the rock and the well or on the boundary between the layers of different lithology. These processes include the process of diffusion, adsorption, oxidation and reduction. The formula for determining the clay content by the SP is presented below. [1]

$$V_{shSP} = \frac{U - U_{min}}{U_{max} - U_{min}} \quad (3.1.1)$$

Where U – reading from SP curve, U_{min} – minimum value of curve corresponding to sand, U_{max} – maximum value of curve corresponding to clay.

GR method (Gamma ray). A method based on recording gamma ray radiation that creates clay minerals, since there is usually the largest amount of radioactive particles, since clays are an excellent adsorbent for them (Figure 3.1.1). With the help of gamma-ray logging, clay layers can be identified on the basis of their high radioactivity. Argillites, bituminous clays, rocks rich in organic matter have high gamma logs. Sandstone, coal, limestone and dolomite have low gamma activity values. Formula for the determination of clayiness by GR.

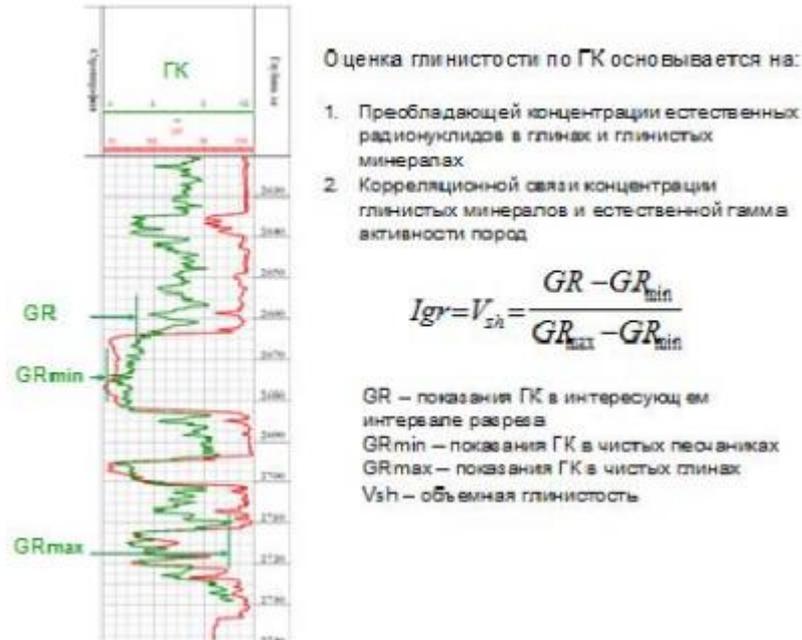


Figure 3.1.1 – shaliness determination by GR [3]

$$V_{shGR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3.1.2)$$

Where GR – reading from GR curve, GR_{min} – minimum value of curve corresponding to sand, GR_{max} – maximum value of curve corresponding to clay.

In this project V.V. Larionov model was used. This model is used for the calculation of shaliness and as experience shows, this formula most accurately describes the sandy-shale connection of the sections in Western Siberia [3]

$$V_{sh} = 0.083 * (2^{3.7I_{gr}} - 1) \quad (3.1.3)$$

Where $I_{gr} = V_{shGR}$

Also, there are various dependencies for determining the volume of clays such as Clavier, Steiber, etc. These dependencies were not considered because they were the least suitable for adjusting for clayiness in the adaptation of porosity (FE-core), the SP method was not considered in this project either, since not all wells present SP log.

3.2 POROSITY DETERMINATION

In the course of the work, the following methods were used to match the Core and formation evaluation data. First of all, measures were taken to match by traditional methods, namely, using the available neutron and density log curves, these methods showed an uncertain convergence of core and log data in the range of 0.55, besides, density logging is not present in all wells. Further, an attempt was made to match the porosity using non-traditional methods, including the using of both density and neutron logs, these techniques yielded an improved result but not so high. After this, the technique of N.Z. Zalyaev - reconstruction of density log from acoustic and neutron log data, as there was a tendency that the U_1^1 layer has a good formation evaluation- core matching from density log data, but this technique does not always yield good correlation levels. After that, it was decided to create a synthetic porosity curve representing the porosity behavior calculated from density logging (RHOB).

3.2.1 POROSITY MATCHING BY THE CONVENTIONAL METHODS

To begin with, the porosity curve was calculated using the methods of density and neutron log. In order to use the density log porosity formula, it is necessary to determine the density of the matrix. Figure 3.2.1, for this purpose, the density dependence on porosity was constructed, from which the average density of the matrix were taken (the free coefficient in the equation) 2.6889 g/cc

$$\varphi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} - V_{sh} \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3.2.1)$$

Where ρ_b – bulk density, ρ_{ma} – matrix density, ρ_{sh} – shale density и ρ_f – fluid density

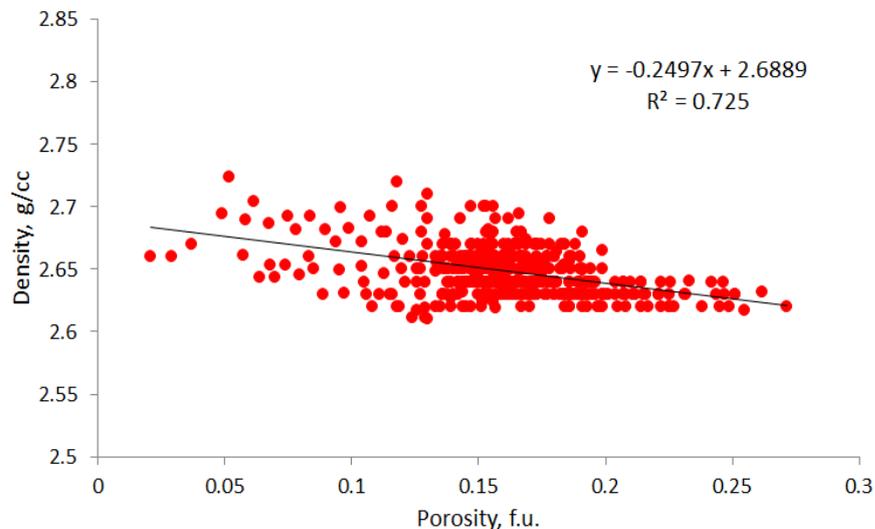


Figure 3.2.1- determination of matrix density

This method of calculating the porosity shows the uncertain convergence of the formation evaluation and core data, average values of correlation coefficient vary in the range 0.45-0.55 as shown in the example of one of the wells Figure 3.2.2

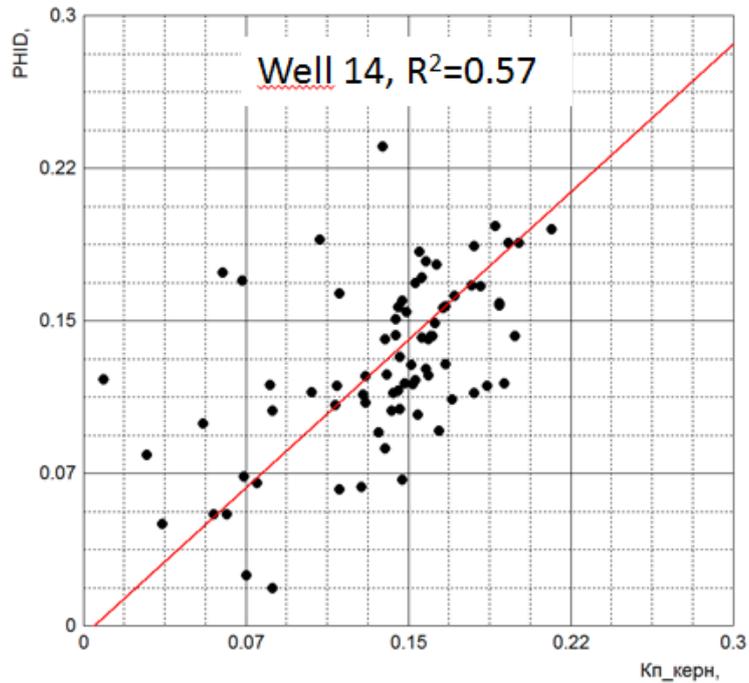


Figure 3.2.2 – Porosity correlation between core-FE

Then, using the neutron log method, the porosity was calculated from the formula

$$\varphi_{Neff} = \varphi_N - V_{shSP} \cdot \varphi_{sh} \quad (3.2.2)$$

Where φ_N total neutron porosity, V_{sh} - shaliness by Larionov model, φ_{sh} - porosity of shales

Since neutron log is given in the conventional units, it is necessary to transform it into porosity fractional units. For this purpose it is need to take values from the log curve from three reference layers such as tight sandstones, coal or clays and maximum porosity in the sandstone from core. After that construct the plot of dependance of NKT, conventional units and porosity fractional units (figure 3.2.3). Values of porosity in reference layers can vary in range: for clays up to 0.45, for coal up to 0.45 and for tight sand 0.03-0.05 (fractional units) [3]

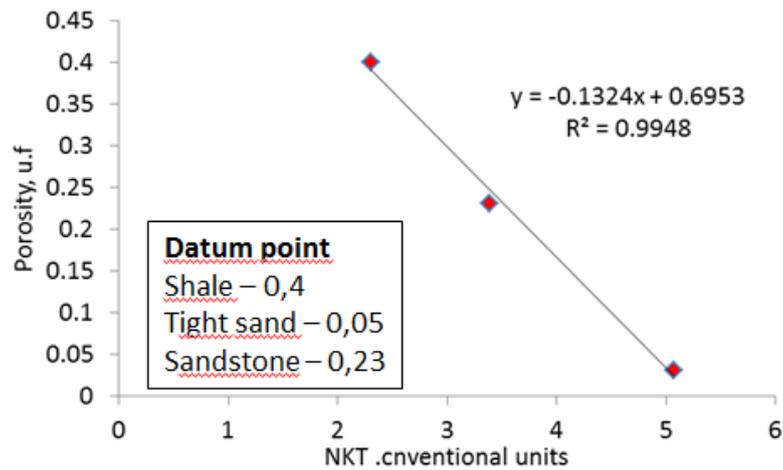


Figure 3.2.3 – plot of transformation from NKT conventional units into porosity f.u.

After that, the dependence obtained from the three points is used to convert from conventional units to porosity units, where instead of X, a value is substituted for the neutron log $\varphi_N = -0.1324 \cdot NKT + 0.6953$. Thus, the porosity corrected for the shaliness obtained by neutron log gives an uncertain convergence between the core and formation evaluation data (figure 3.2.4).

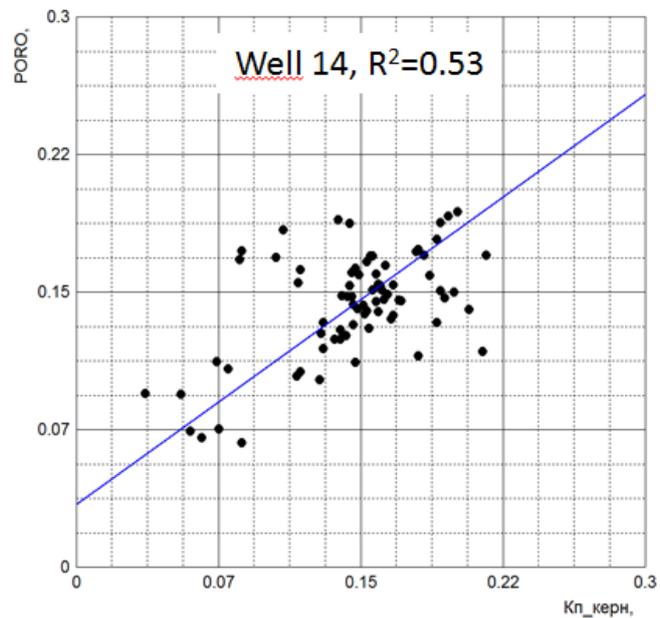


Figure 3.2.4- correlation between neutron porosity and core data

Thus, summing up the subtotal, we can say that the use of traditional methods of calculation does not give a confident convergence of formation evaluation and core data, so we need to apply a different approach for better core matching.

3.3 POROSITY MATCHING BY UNCONVENTIONAL METHODS

Here we will consider methods of matching by using a combination of two methods, namely density (RHOB) and neutron (NKT) logs. The following methods can be applied in wells where the neutron and density logs are presented.

Let's start with the model having the lowest correlation coefficient. The model take into account neutron, density log, saturation and type of the logging tool [9].

$$\varphi = \frac{\alpha\varphi_N + \beta\varphi_D}{1 + \gamma S_{hr}} \quad (3.3.1)$$

Where φ_N – neutron porosity, φ_D – density porosity, $S_{hr} = 1 - S_w$
coefficients $\alpha=0.22$, $\beta=0.78$, $\gamma=0.1$ – for neutron CNL coefficients $\alpha=0.28$, $\beta=0.72$, $\gamma=0.1$ – for neutron SNP

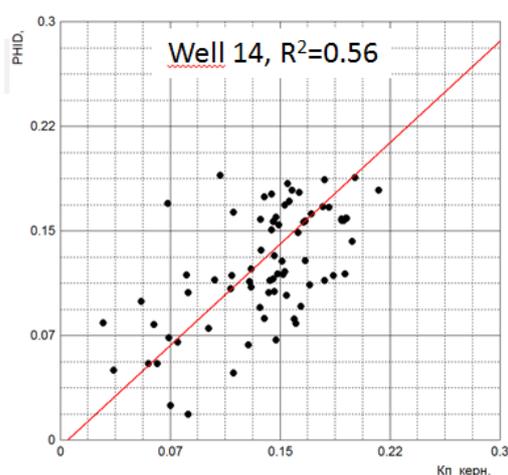


Figure 3.3.1- correlation between complex porosity and core data

Slightly better result has the formula [9].

$$\varphi_D = 1 - \frac{\rho_b - 1}{\rho_{ma}} \quad (3.3.2)$$

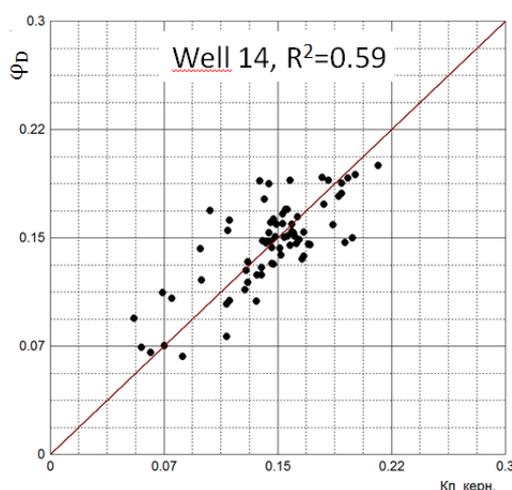


Figure 3.3.2- correlation between calculated porosity and core data

The best result among the combined formulas showed the average value of the neutron and density log [3]. It shows the correlation coefficient about 0.6

$$\varphi_{\text{average}} = \frac{\varphi_D + \varphi_N}{2} \quad (3.3.3)$$

Where φ_N – neutron porosity, φ_D – density porosity

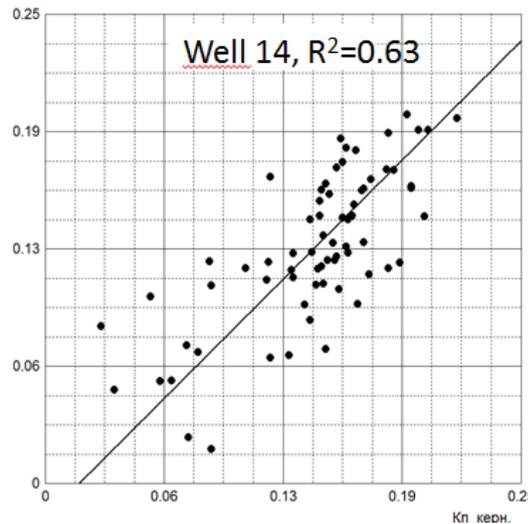
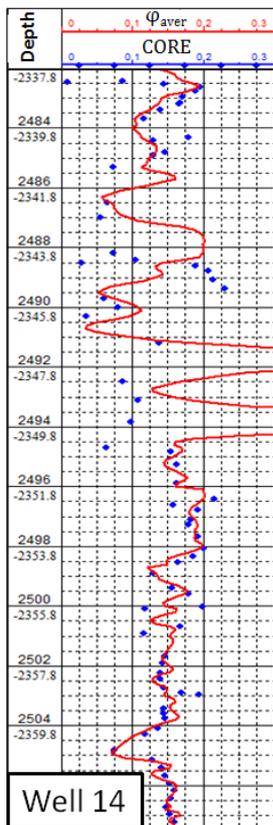


Figure 3.3.3- correlation between calculated porosity and core data



As a result the efficiency of the unconventional methods shows the average correlation coefficient in the range 0.55-0.6 it is better than conventional methods. The last method is the best from mentioned methods above, but its correlation coefficient and its curve profile are not sufficient, therefore we should use an alternative method of matching.

Table 3.3.1 – average values of correlation coefficients

Method/R2	Well number				
	10	14	15	16	17
$\varphi = \frac{\alpha\varphi_N + \beta\varphi_D}{1 + \gamma S_{HR}}$	0.53	0.56	0.6	0.6	0.51
$\varphi_D = 1 - \frac{\rho_b - 1}{\rho_{ma}}$	0.6	0.59	0.57	0.61	0.57
$\varphi_{\text{average}} = \frac{\varphi_D + \varphi_N}{2}$	0.61	0.63	0.57	0.61	0.55

3.4 TECHNIQUE OF N.Z. ZALYAEV - RECONSTRUCTION OF DENSITY LOG FROM ACOUSTIC, NEUTRON LOG DATA

In the course of interpretation of formation evaluation data in this field the following trend was identified, the wells that have density and neutron logs show good correlation between core and FE data, if these methods are applied separately for each layer. Density log shows good correlation if it is applied for the U_1^1 formation (Figure 3.4.1), while neutron log shows good correlation when it is applied for the U_1^2 formation (Figure 3.4.2).

As can be seen from the density log curve, it has a good correlation in the upper layer and a bad correlation in the lower layer. As for the neutron log it has a good correlation in the lower layer and a bad correlation in the upper layer. Due to the correlation coefficient is quite high the decision was made and both layers were matched separately by the different methods.

In case of layer U_1^2 it has a good correlation when the neutron log is applied, and neutron log is presented in all wells, therefore the problem of matching of the lower layer is solved. But in case of layer U_1^1 , density log is not presented in all wells, therefore the problem can be solved by the development of the synthetic density log curve.

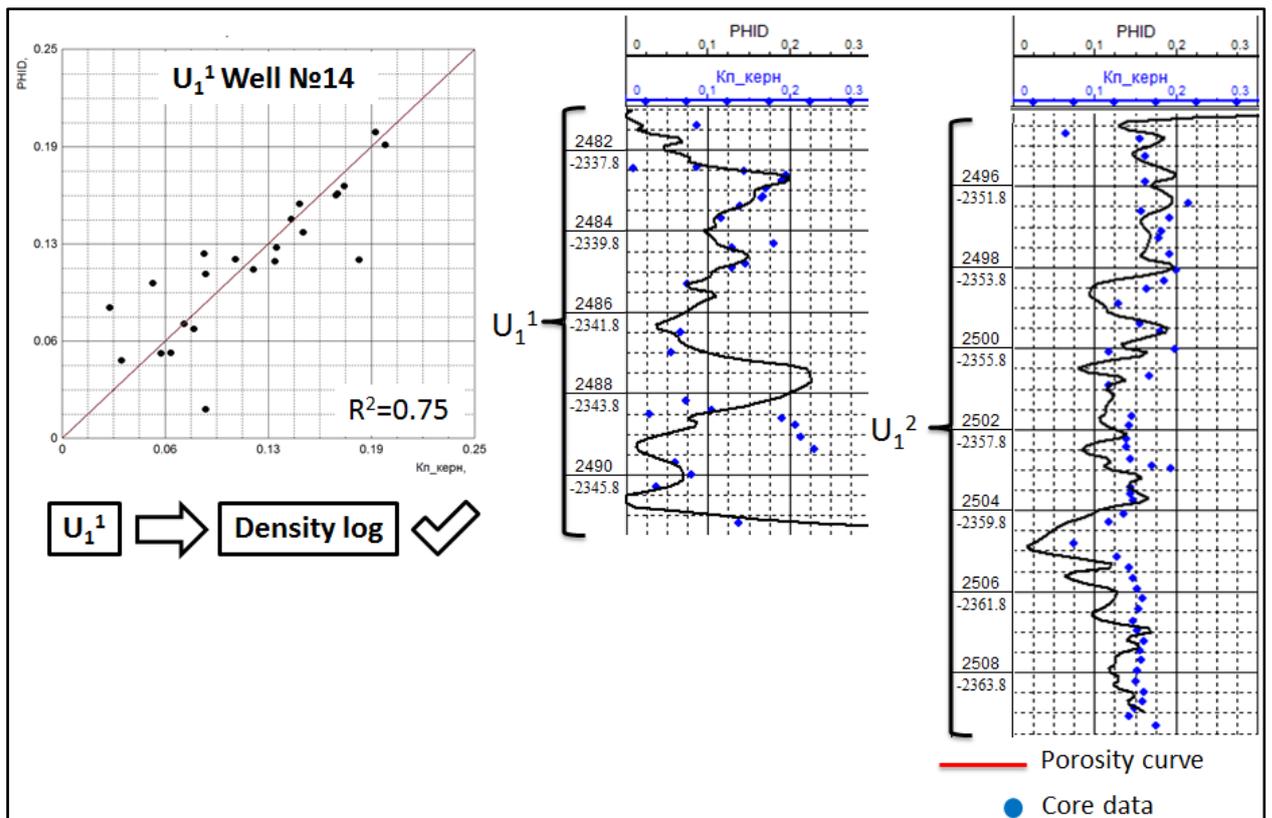


Figure 3.4.1 – Cross-plot core vs FE data and density porosity curve

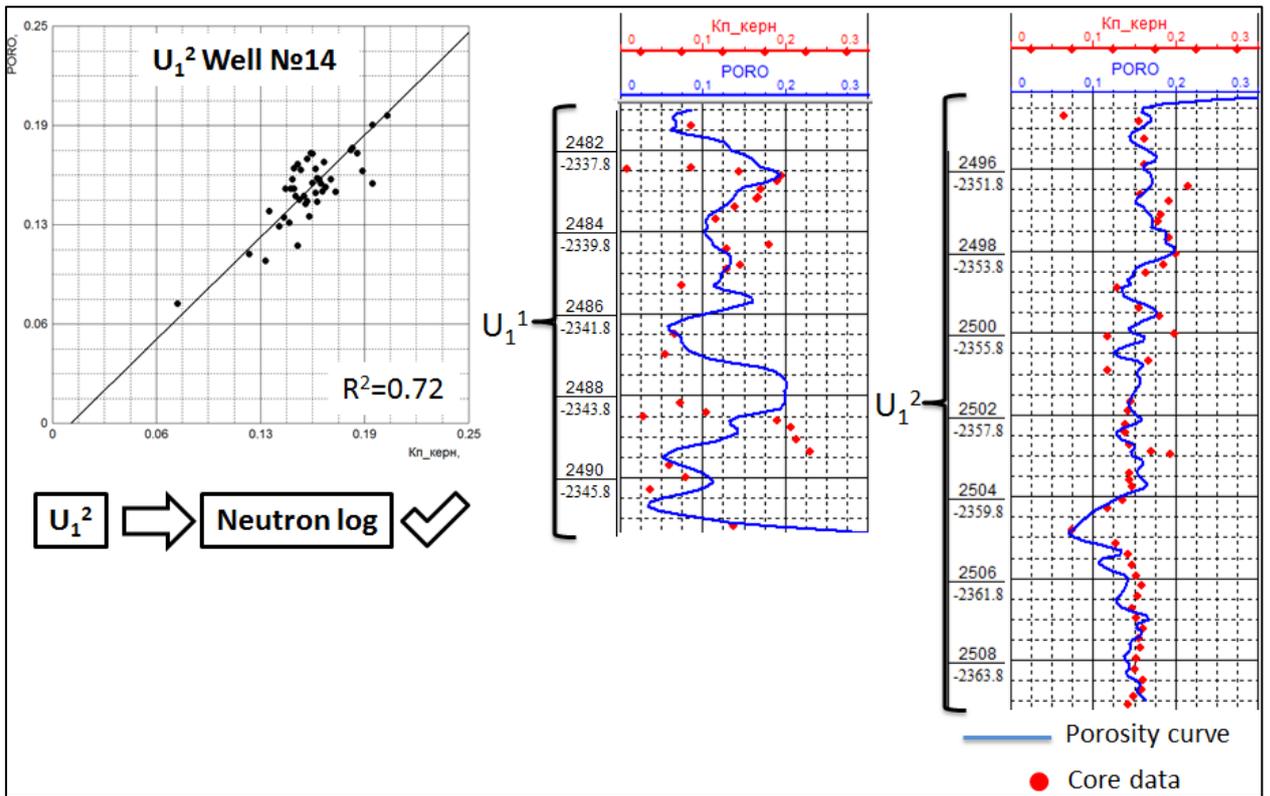


Figure 3.4.2 – Cross-plot core vs FE data and neutron porosity curve

In order to create synthetic density curve Zalyaev's method will be used. This method is based on the using of neutron log with the selection of normalization coefficients 'm' and 'k'. These coefficients are selected individually on the base of lithological information from core and log data.[10]

$$\Delta T_p = -90 \cdot \ln_{10}(NK - k) + m \quad \boxed{\text{Neutron log}} \Rightarrow \boxed{\text{Sonic log}} \quad (3.4.1)$$

Where k and m: normalizing coefficients, NK – reading of neutron log

After that optimal coefficients are selected, synthetic density curve is constructed with a help of formula.

$$\rho_{pac} = \rho + V_{shale} \quad \boxed{\text{Sonic log}} \Rightarrow \boxed{\text{Density log}} \quad (3.4.2)$$

Where: $\rho = aV_p^2 + bV_p + c$, V_{shale} – gamma ray index, $V_p = 1/\Delta T_p \cdot 1000$, and Greenberg-Castanian coefficients a,b,c that corresponds to lithology

In order to check the following method, we need to choose the well which has all required logs (neutron, sonic and density logs). In our case we have only one well that has sonic log (well №10)

First of all the transformation from neutron log into the sonic was performed (Figure 3.4.3) with a help of the formula (3.4.1), coefficients k and m were selected on the base of lithology. As a result correlation coefficient between the synthetic curve and actual is high, about 0.9 for the layer U_1^1 . Red synthetic curve, blue actual curve.

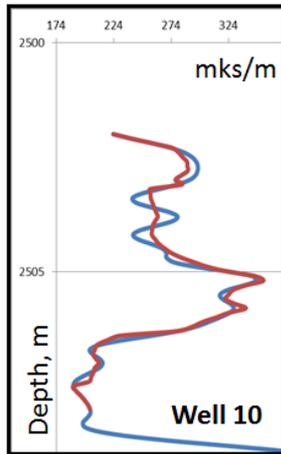


Figure 3.4.3- Synthetic sonic curve vs actual

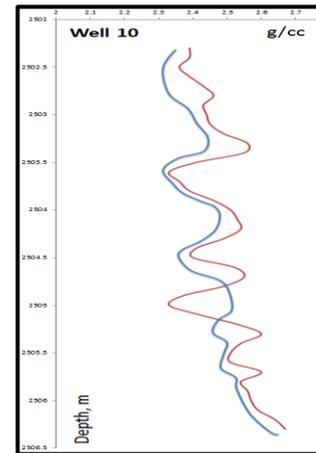


Figure 3.4.4- synthetic vs actual (density log)

Then using the synthetic sonic curve, synthetic density log was constructed with a help of formula (3.4.2) The synthetic density curve reflects the actual curve behavior, and shows the correlation between them at level 0.7 (Figure 3.4.4). After that synthetic density curve was used for the construction of the density porosity, where it shows the correlation 0.68 (Figure 3.4.5).

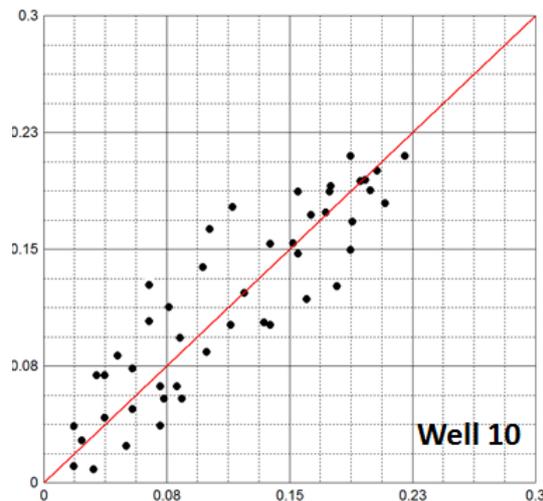


Figure 3.4.5 – correlation between synthetic density porosity vs core data (zone 3)

Then technique of N.Z. Zalyaev was checked in other wells which are situated in the different zones (zones are mentioned in section 2.3- geological structure). In other wells sonic log is not presented but density logs are presented in some wells. Using the individual coefficients k and m (table 3.4.1) for the 3.4.1 formula. Examples of correlation between the synthetic density porosity and core data are presented below.

Table 3.4.1- coefficients for 3 zones for equation 3.4.1

Zone	Sandstone		Tight sand	Mudstone	siltstone and shale mass
	medium	fine			
1	2.9/260	1.9/280	2/280	1.9/290	3.5/280
2	3.2/300	2.1/280	2.5/260	1.8/300	3.3/280
3	3/290	1.6/260	2.3/280	1.8/300	3.3/280

As can be seen from the correlation below well number 17, zone 2 has a sufficient correlation coefficient about 0.63 (fig. 3.4.6 B). 3.4.6 A – red curve synthetic density log, blue – actual density log.

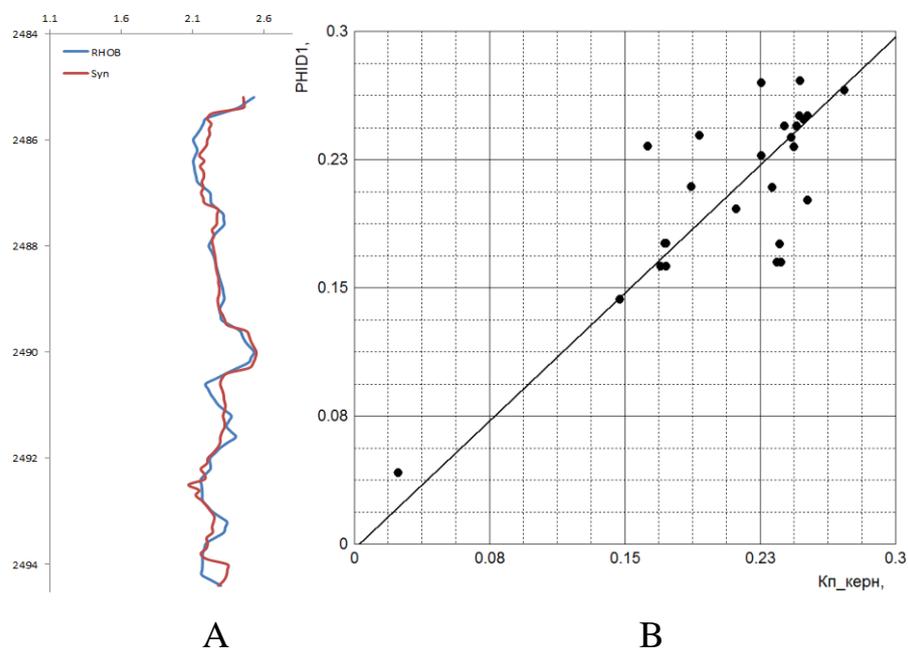


Figure 3.4.6- correlation between synthetic porosity curve and core data

As for the wells in zone2 they have an average correlation coefficient about 0.65

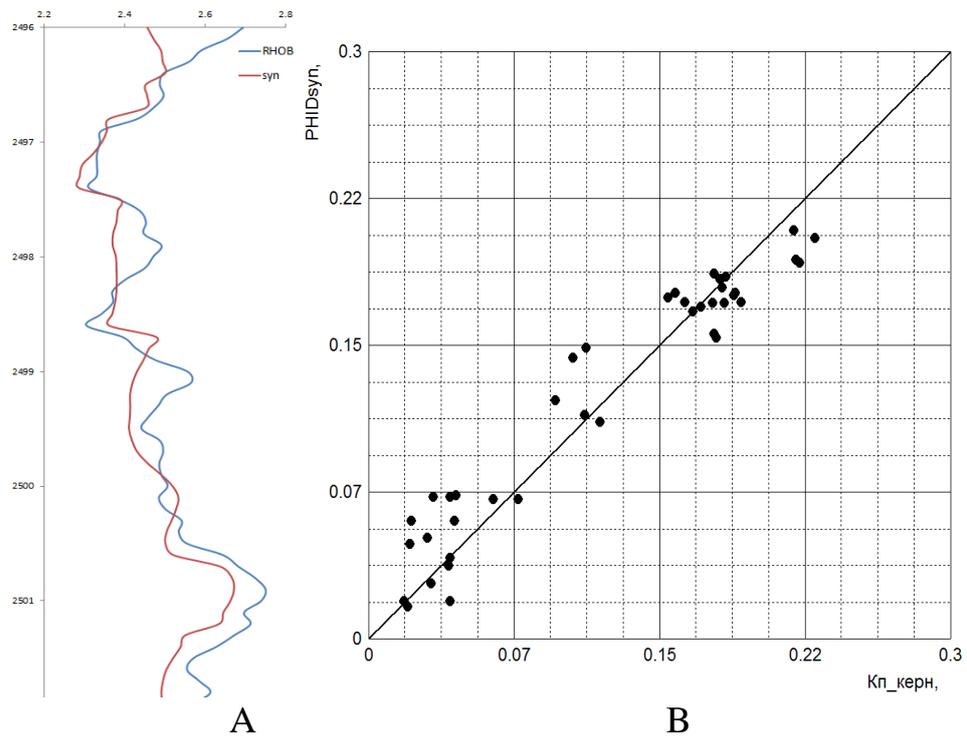


Figure 3.4.7- correlation between synthetic porosity curve and core data well №11
 $R^2=0.7$

Thus, summing up, we can say that the use of Zalyaev's technique of calculation gives quite good correlation in wells. Average correlation coefficient equal to 0.6-0.65. But it is labour intensive process to transform neutron log into the density log, in addition we should have at least some description of core in order to select optimal coefficients k and m. Therefore we need to offer a more reliable method of matching for wells in this field.

3.5 CREATION OF THE SYNTHETIC DENSITY POROSITY CURVE

As it was shown earlier, density log has good correlation for the U_1^1 formation. Therefore, it was decided to match with a help of density log. But since only 6 of the 15 wells have density log, the matching of the remaining wells is impossible. In order to create a curve reflecting the behavior of density porosity curve, the neutron and gamma ray log were used. Also these logs are presented in all wells.

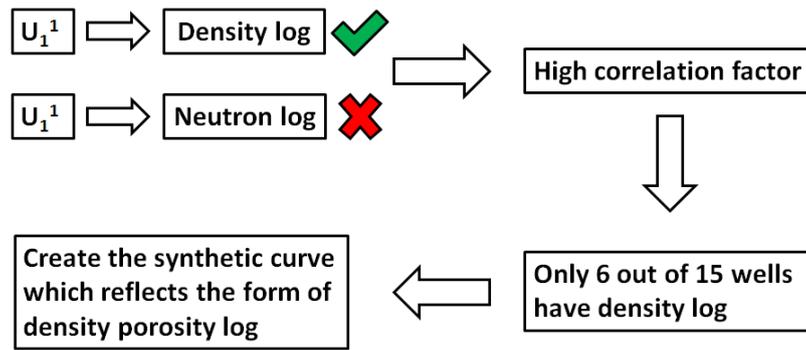


Figure 3.5.1 – block-scheme

The curve which will can reflects the behavior of density porosity curve can be calculated by formula (3.5.1), since when neutron porosity is divided by gamma ray log then each of these logs takes into account the lithological composition of the rocks in the section. Accordingly, when we use the function in which these logs are present, we distinguish lithological features by all the methods used.

The resulting formula:

$$\varphi_{ds} = \frac{xNPHI}{I_{gr}} - V_{sh} \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3.5.1)$$

Where: φ_{ds} - synthetic density porosity, NPHI- neutron porosity that is calculated from the dependence of conventional units and fractional units (see example figure 3.2.3), I_{gr} - gamma ray index, ρ_{ma} – matrix density, ρ_{sh} – shale density и ρ_f – fluid density and V_{sh} – shaliness calculated by Larionov method, x - zone dependent correction coefficient.

With a help of equation $\frac{xNPHI}{I_{gr}}$ we can achieve a repeat of the density porosity trend and correction coefficients 'x' help to control the position of the curve since the ratio overestimate or underestimate the core data. Coefficients 'x' were chosen by an iterative method individually for each zone. Facial zones were taken from geological description of the field (section 2.3). The field has three facial zones (figure 3.5.1): the first zone corresponds to coastal-marine depositional enviroment, the second zone is tidal deposits and third zone are marshland and swamp. The coefficient 'X' are 0.55, 0.37 and 0.35 respectievly.

In order to check the equation the wells which have both a neutron log and density log were used from each facial zone (14,17,10). When the equation was applied the constructed curve reflects the behavior of the density porosity curve and the correlation coefficient shows a good correlation between the synthetic curve and core data, also this correlation coefficient is similar to the coefficient obtained by the original density curve. Therefore, it can be applied in wells where there is no density logging.

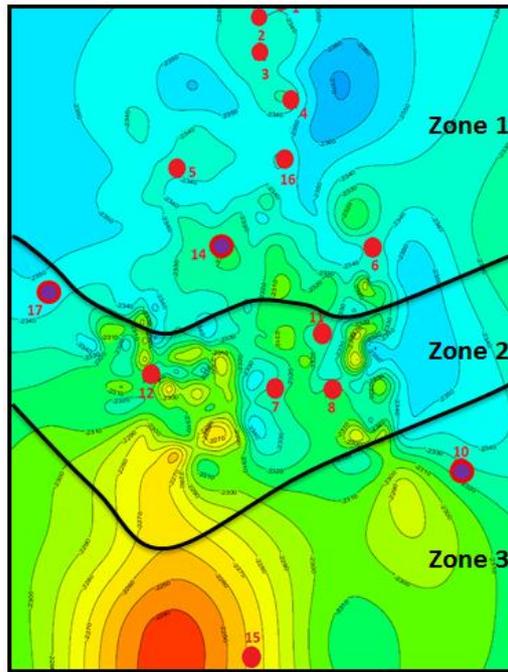
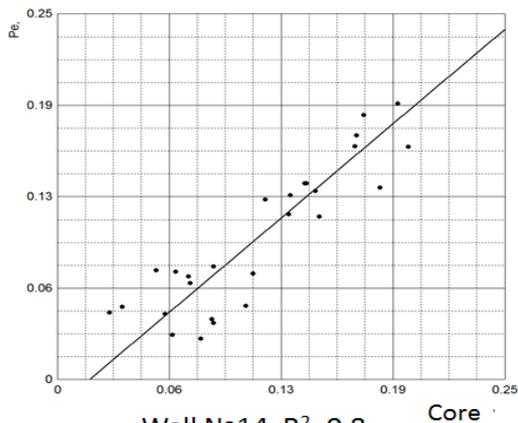
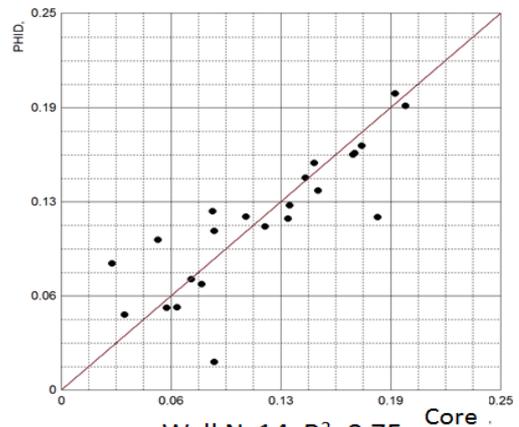


Figure 3.5.2- facies map

As can be seen from the plots the equation gives good correlation coefficients in the range 0.65-0.7 (figure 3.5.2).

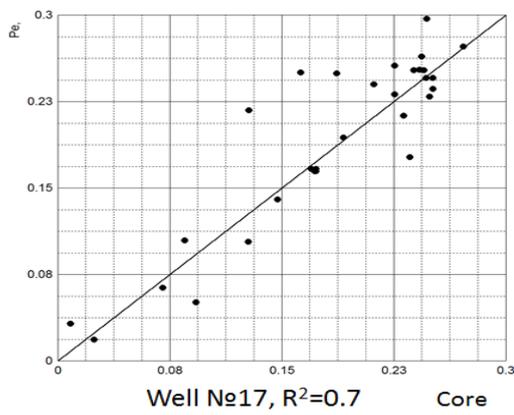


Well №14, $R^2=0.8$
Synthetic porosity curve from zone 1
Coefficient $X=0.55$

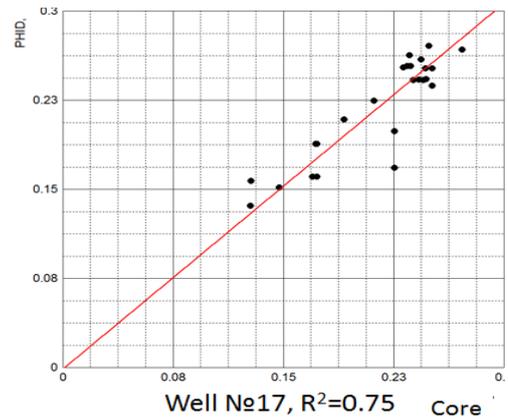


Well №14, $R^2=0.75$
Density porosity curve from zone 1

Figure 3.5.3 – Comparison of the synthetic porosity curve and actual density porosity

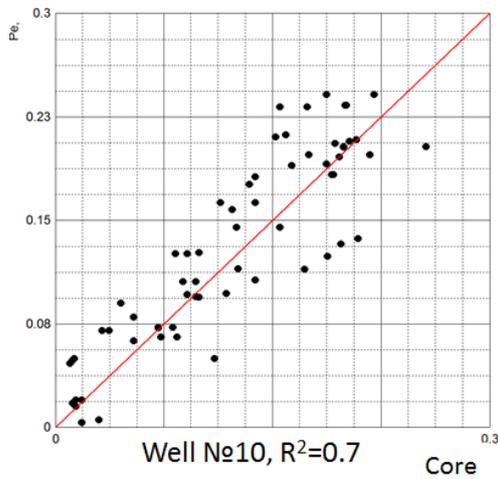


Synthetic porosity curve from zone 2
Coefficient X=0.37

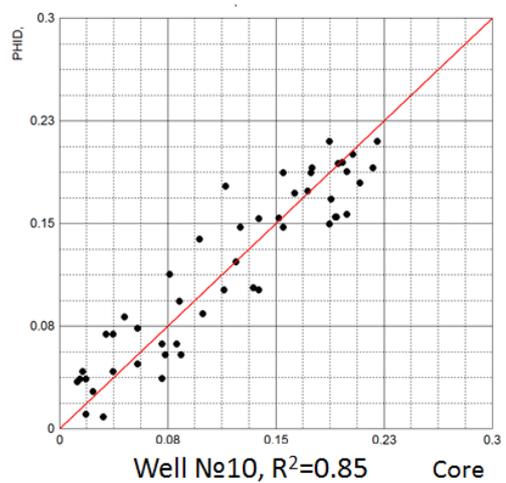


Density porosity curves from zone 2

Figure 3.5.4 – Comparison of the synthetic porosity curve and actual density porosity



Synthetic porosity curve from zone 3
Coefficient X=0.35



Density porosity curve from zone 3

Figure 3.5.5 – Comparison of the synthetic porosity curve and actual density porosity

3.6 PERMEABILITY MATCHING

The permeability prediction is as important as the porosity matching, if in the second case the porosity has a very strong effect on the reserves and, accordingly, on the economy of the project, then in the first case permeability prediction is very important for the further simulation model. The error in permeability is critical for the development strategy since it has a large effect on the oil rate and production operations. Therefore the accurate permeability prediction is necessary.

In order to have a good correlation between the core permeability and predicted one, the following parameters should be taken into account. Good correlation between the calculated and

core porosity since the conventional method of permeability prediction has the dependence (porosity-permeability relationship)- $y=ae^{b\phi}$ and a good correlation between the core porosity and permeability [6].

The field has two zones which are confirmed by geological description and FE data, the first zone is U_1^1 and U_1^2 . In the first case the permeability prediction was performed by conventional method i.e. by porosity-permeability relationship $y=0.0316e^{41.006x}$. For the second layer conventional method gives bad predicted permeability and Hydraulic Flow Units approach was applied.

3.6.1 PERMEABILITY MATCHING OF U_1^1

First of all the relationship (porosity-permeability) was constructed (Figure 3.6.1), after that the equation was applied for the prediction of permeability. The correlation between the predicted and core permeability show a good correlation coefficient above 0.7 (see examples 3.6.2).

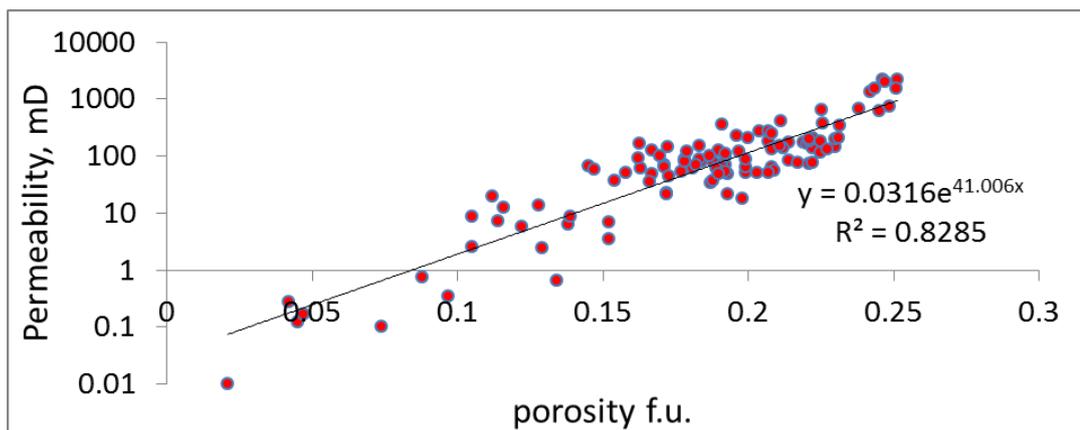


Figure 3.6.1- core porosity-permeability relationship

Results of permeability matching.

Table 3.6.1 – correlation coefficients for U_1^1

Well	17	10	11	12	14	15	17
Correlation R2	0.7	0.72	0.76	0.7	0.68	0.65	0.72

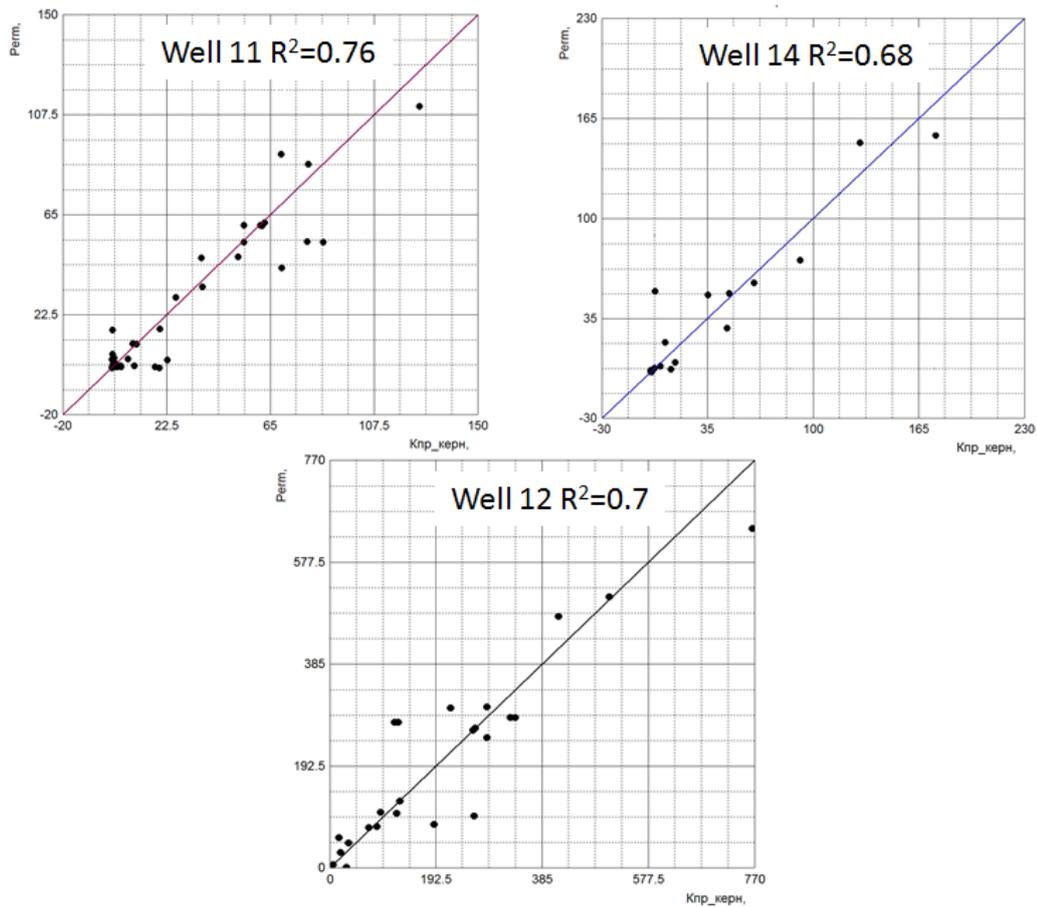


Figure 3.6.2 – examples of permeability matching for U_1^1

This approach is classical, but its implementation shows that because of dispersion of the coefficients of the coupling equations, the predicted permeability values can be determined with a sufficiently large error. In some cases, there is a fairly reliable correlation of permeability with data from various formation evaluation methods. For example, in the literature, a large number of experimental statistical equations for the relationship of permeability with normalized values of the SP field (α_{SP}) or gamma ray index of the field of natural gamma activity are presented. But the effect of these equations is limited to particular fields [6].

More general variants of the permeability prediction proposed by specialists require taking into account the residual water saturation of rocks, the determination of which according to the formation evaluation data also depends on the chosen calculation models and is problematic. Nevertheless, the most frequently recommended equations are

1. Tixier relation: $k^{0.5} = \frac{250 \cdot \phi^3}{Swi}$;
2. Timur relation: $k^{0.5} = \frac{100 \cdot \phi^{2.25}}{Swi}$,
3. Coates-Dunamior relation: $k^{0.5} = \frac{300}{w^4} \cdot \frac{\phi^w}{Swi^w}$,
4. Coates relation: $k^{0.5} = 100 \cdot \frac{(1-Swi) \cdot \phi^2}{Swi}$,

Where: Swi is the residual water saturation, K is permeability, ϕ is porosity

Application of these equations show correlation at the level 0.5 therefore conventional method of prediction of permeability was chosen

Table 3.6.1.1- correlation coefficients for emperical equations

Method of matching	Well number						
	2	3	4	5	6	7	8
Tixier	0.39	0.44	0.61	0.6	0.52	0.57	0.51
Timur	0.48	0.56	0.49	0.53	0.37	0.66	0.6
Coates-Dunamior	0.52	0.51	0.44	0.56	0.55	0.61	0.6
Coates	0.53	0.49	0.46	0.51	0.5	0.54	0.48
Method of matching	Well number						
	10	11	12	14	15	16	17
Tixier	0.62	0.49	0.56	0.54	0.51	0.65	0.55
Timur	0.52	0.53	0.48	0.41	0.54	0.3	0.46
Coates-Dunamior	0.58	0.6	0.56	0.49	0.43	0.39	0.37
Coates	0.6	0.46	0.52	0.53	0.6	0.43	0.33

3.6.2 HFU APPROACH FOR U_1^2 FORMATION

As can be seen from the plot 3.6.2.2 where the conventional method of permeability prediction (blue curve) shows a poor correlation between the calculated and core permeability, although porosity- permeability relationship has a good correlation (3.6.2.1). Therefore unconventional method will be used (HFU), which gives a good correlation (3.6.2.2) red curve.

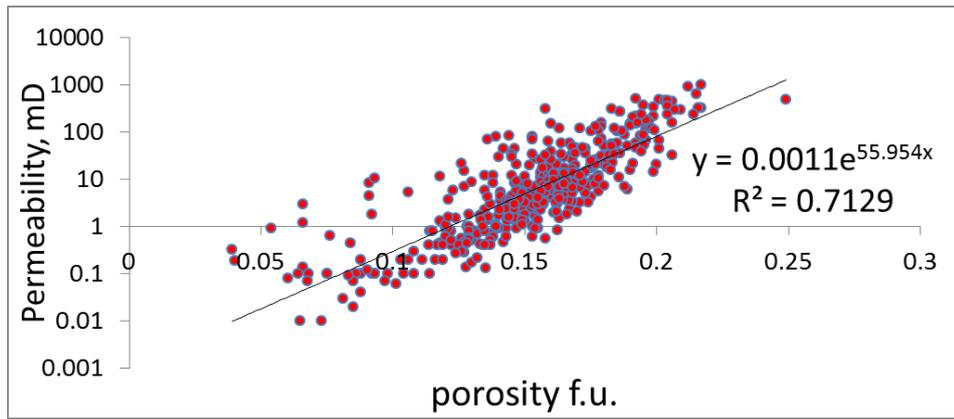


Figure 3.6.2.1- although porosity- permeability relationship for layer U₁²

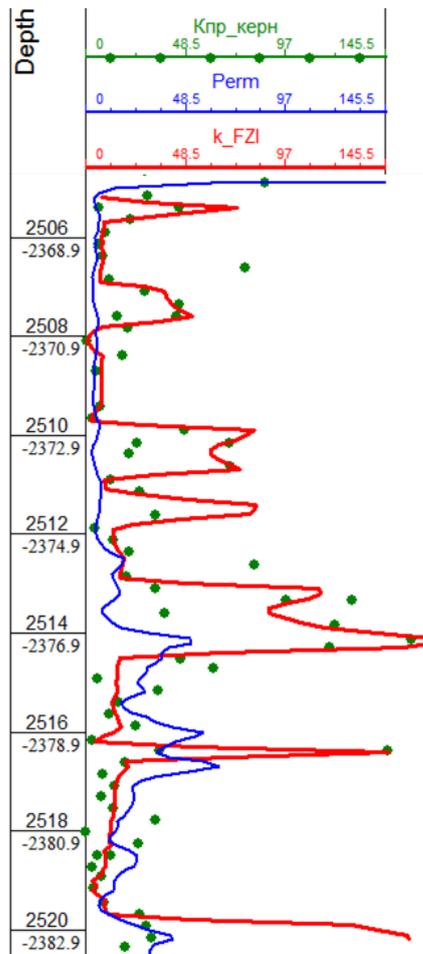


Figure 3.6.2.2- conventional and FZI method of prediction of permeability. Well 16

3.6.2.1 THEORY OF HFU APPROACH

The traditional approach used to predict permeability from FE data is based on equation $\ln k = a + b\phi$. The method ignores the observed scatter of the experimental data and predicts a smoothed permeability distribution that does not reproduce the observed permeability variation. Due to the reservoir properties depends on pore and throat geometry, texture and structure and depositional environment. (figure 3.6.2.1.1).

Correlation coefficients assume sufficient matching. However, exponential equations do not provide desired result while comparison of calculated and core data. Potential reason is local presence of reservoir with high permeability. Alternative method for permeability prediction is HFU approach that helps to identify volumes of rock similar in properties.

The technique is based on the concept of a porous medium as a bundle of capillaries. This assumption allows us to obtain a theoretical expression for the permeability of the ideal soil model by combining the Darcy equation and Poiseuil one.[13]

$$k = \phi_e r^2 / 8 \quad (3.6.2.1.1)$$

Where: k – permeability, r- pore radius, ϕ_e effective porosity.

This relationship shows that proportional factor between the porosity and permeability is defined by the radius and shape of pore throat. Then Carmen and Cozeny obtained a modified ratio (Karmen-Cozeny equation) using the average hydraulic pore radius expressed through the specific surface of the pores and the tortuosity factor.

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \times \left[\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right] \quad (3.6.2.1.2)$$

Where F_s - form parametr, τ - tortuosity factor, S_{gv} surface area per unit grain volume

Since the Cozeny constant $F_s \tau^2$ was the main restriction to use the equation (3.6.2.1.2) for permeability calculations, since the values of Cozeny constant were unknown for specific rock and value of specific surface was not considered in Cozeny constant.

Due to complexity of choice of constant, the alternative parameters are used – Reservoir Quality Index (RQI) which characterizes the average hydraulic radius of pore throat and it is inversely proportional to permeability square root and Flow Zone Indicator (FZI) which includes the main parameters of geometry of pore throat.

$$RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (3.6.2.1.3)$$

$$FZI = \frac{1}{(F_s \tau S_{gv})^{0.5}} \quad (3.6.2.1.4)$$

$$RQI = \phi_z * FZI \quad (3.6.2.1.5)$$

$$\text{Where } \phi_z \text{- normalized porosity } \phi_z = \frac{\phi_e}{1-\phi_e} \quad (3.6.2.1.6)$$

Using these equations the parameters RQI and FZI can be calculated from the known values of porosity and permeability. Graphically, at the RQI vs ϕ_z log-log plot there are certain points that lay on unit slope line and may be classified as 1 hydraulic unit having the same mean value of FZI (see plot 3.6.2.3.1).

3.6.2.2 GEOLOGICAL MEANING OF FZI

Experimental data confirm the relationship between the FZI and geometry of the pore throat. The larger the radius of pore throat the larger value of FZI and the smaller specific surface, the greater FZI. Also it is connected with grain composition of rock i.e. an increase in value FZI characterizes the increase of average size of grains and reduction of fine fraction.

The change in the mineralogical composition of the matrix and rock cement is naturally reflected in the value of FZI. Increase FZI characterizes the change in proportion matrix composition in the direction of an increase in the content of quartz and a decrease of feldspar.

The connection of FZI with the geometry of pore space and the mineralogical composition of the rock determines the correlation of FZI with the physical measurements of the logs. In particular, the volume and type of shales and specific surface are connected with reading of Sp log. In addition, the ratio of inert minerals and minerals containing radioactive isotopes of potassium must be directly related to gamma-ray readings.

3.6.2.3 CORRECTION OF INPUT DATA

The measurement of permeability was performed in surface conditions with a help of nitrogen, therefore the measurements should be corrected. In order to transform the permeability for gaseous phase into the liquid phase Klinkenberg equation was used.

$$K_{liq} = \frac{k_{gas}}{1 + 0.61/P_m} \quad (3.6.2.3.1)$$

Where: K_{liq} - liquid permeability, k_{gas} – gas permeability, 0.61 Klinkenberg coefficient for nitrogen and P_m - average pressure of experiment.

Table - 3.6.2.3.1 Average pressures of the experiments

Range of permeability, mD	Average pressure of the experiment, atm
>10	1,1
1-10	1,3
0,1-1	2,0
<0,1	2,7

3.6.2.4 CLASSIFICATION OF RESERVOIR TYPES BY CORE DATA

Since the concept of hydraulic units implies that there are a limited number of reservoir types which characterized by a unique mean value of FZI and the spread of FZI values around the mean, is caused by random experimental errors. Therefore first of all, it is necessary to determine the number of such types of the reservoir and the boundary FZI for each of them. For this purpose, all available experimental data of core and a lot of graphical and analytical methods can be used. In this project the following methods were used:

Modified Lorenz plot which is an analogue of inflow profile. Breaks on the plot correspond to reservoir type change. For this purpose, the filtration characteristic of the reservoir is constructed along the y-axis i.e. $\sum kjhj$ and storage capacity is constructed along the x-axis $\sum \phi hj$. Construct the plot $F_j = \frac{\sum kjhj}{\sum kihi}$ vs $C_j = \frac{\sum \phi hj}{\sum \phi ihi}$ (Figure 3.6.2.4.1) [15].

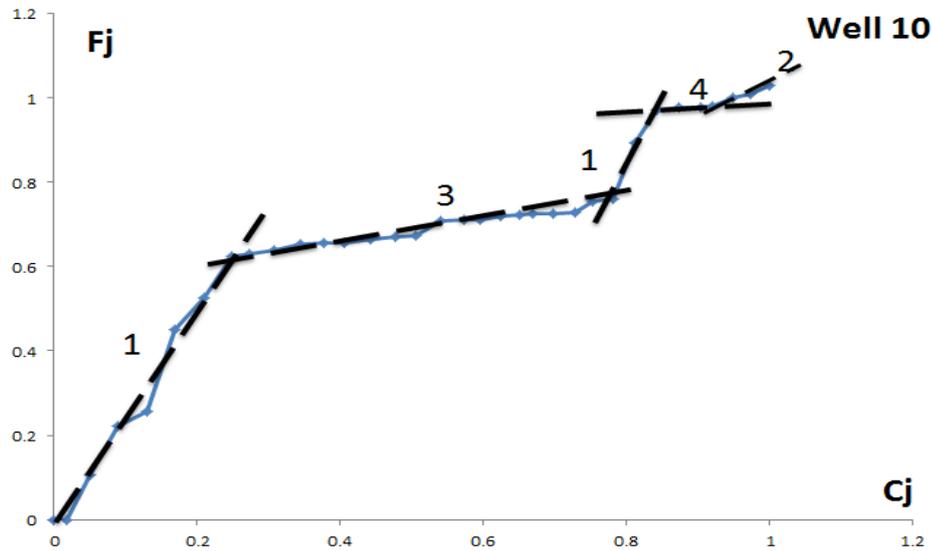


Figure 3.6.2.4.1- Modified Lorenz plot of well 10

The graph shows the number of hydraulic flow units over all wells. These data should be plotted on a linear plot as on Figure 3.6.2.4.2. Figure shows the number of hydraulic flow units in the reservoir in well 10 where 1st and 2nd are the reservoir with a good properties while 3 poor reservoir properties and 4 non reservoir. As can be seen from the plot 3.6.2.4.2 almost all wells have a poor reservoir properties at the lowest part. It can be confirmed by the geological description of the field since the lower part of layer U_1^2 has a poor reservoir properties.

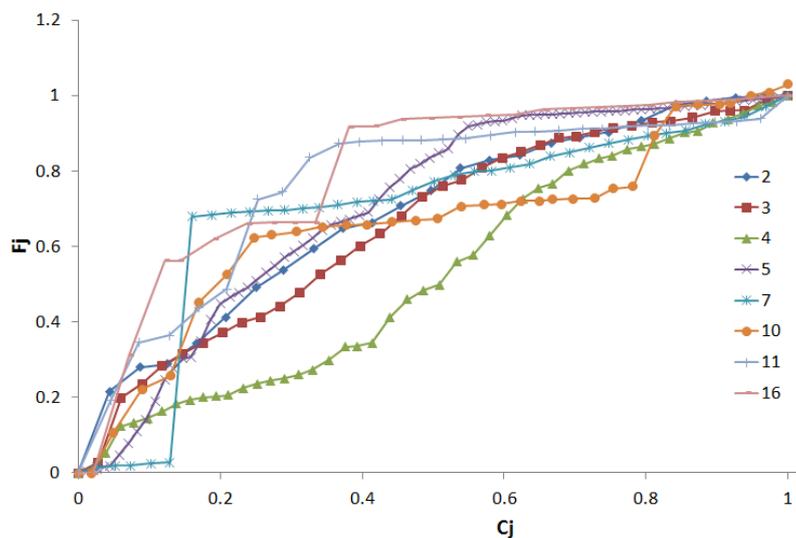


Figure 3.6.2.4.2 - Modified Lorenz plot for all wells

Graphical analysis of RQI vs normalized porosity on log-log plot. The points lying on a straight line of unit slope can be characterised as one HFU (3.6.2.4.3). As can be seen from the plot, reservoir can be splitted into 4 hydraulic flow units.

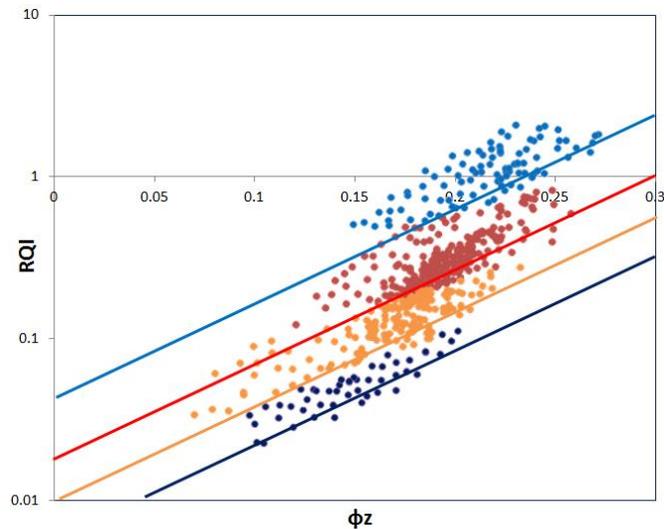


Figure 3.6.2.4.3- RQI vs Φ_z

Core data analysis – the analysis and description of core data was performed in 8 wells, the detailed core description helped to define hydraulic flow units and confirm it. To sum up, core analysis and graphical methods provide a sufficient information about the number of reservoir units which can help to predict permeability more accurate. Conducted core and structure analysis supplement classification with sedimentological meaning. Table shows (table 3.6.2.3.1) HFU that correspond to different facies. 1st unit is presented with medium grained sandstone with massive structure. Last reservoir unit is presented with fine grained sandstone with interlayering of siltstone. 4 unit is non-reservoirs and appear as cut-off criteria for this layer.

Table 3.6.2.4.1-Average characteristics for HFU

HFU	FZI (average)	Porosity, %	Permeability, mD	Lithology description
1	3.902	18	165.2	Medium sandstone with massive structure
2	1.298	16	12.64	Fine sandstone with massive structure
3	0.646	14	2	Fine sandstone with interlayering of siltstone
4	0.311	12	0.28	Mudstone/ Tight sand

Table 3.6.2.4.2- Correlation coefficients of wells predicted through average FZI

well	2	3	4	5	7	10	11	16
correlation R2	0.74	0.79	0.73	0.73	0.7	0.7	0.66	0.71

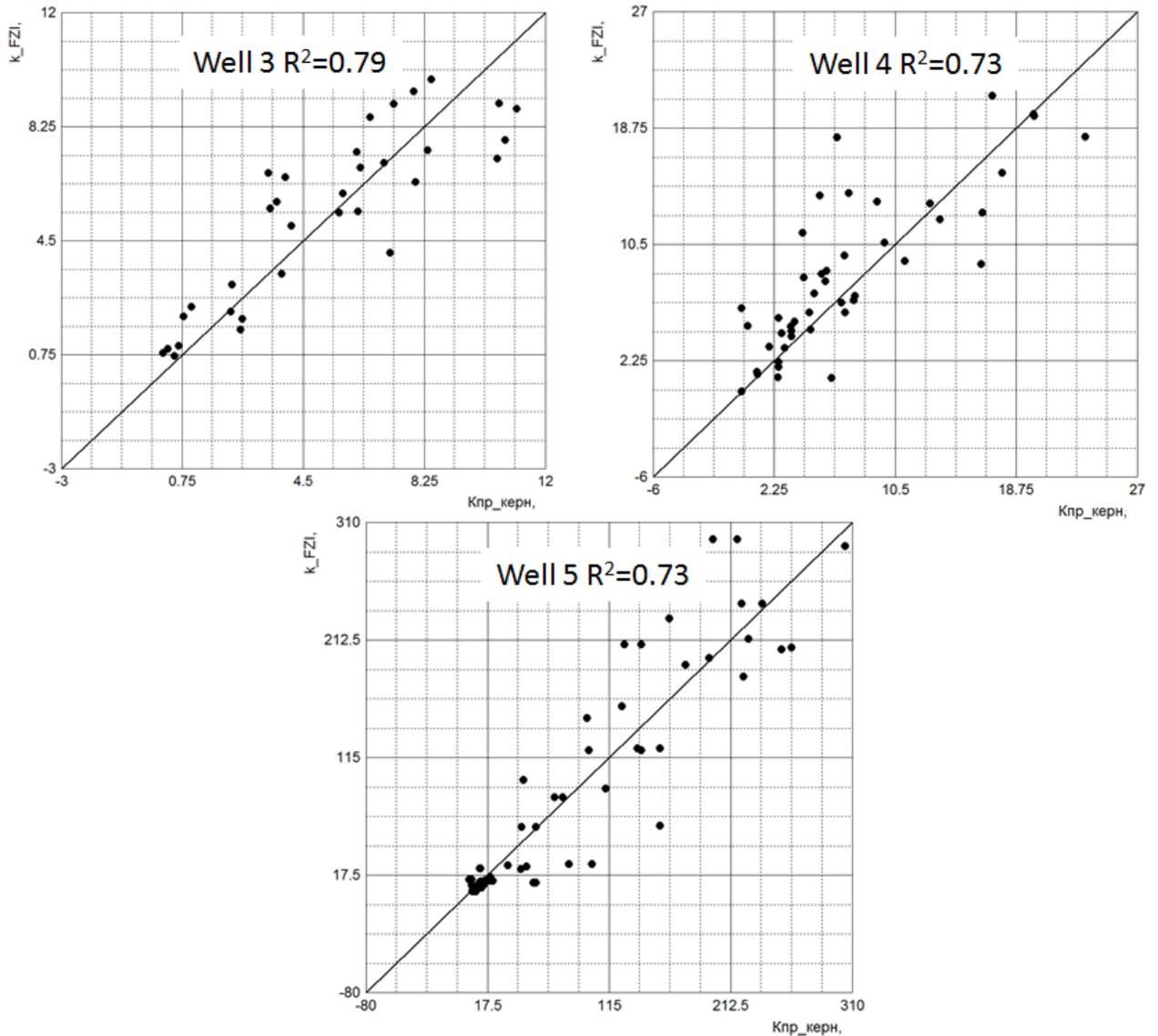


Figure 3.6.2.4.4- Examples of predicted permeability through average FZI

3.6.2.5 PREDICTION OF HFU FOR FUTHER WELLS

After the definition of reservoir types quantity in cored wells with description there is an issue on how to predict FZI values for uncored or wells without core description. Available data in these wells is log data. Thus, correlation matrices between presented logs and calculated FZI were constructed.[13] On the base of correlation coefficients multiple linear regression with 3 predictors and 3 conditions was obtained. 3 conditions of porosity were used in order to increase the correlation coefficient between the FZI and log. For this purpose porosity was sorted on three

groups ($\geq 18\%$; $14 - 18\%$ and $< 14\%$). The predictors were GR, ILD, GZ2, according to which a multiple linear regression was constructed.

Table 3.6.2.5.1- correlation of predictors

Log	Correlation
Gamma ray	-0.3646
ILD	0.273
GZ2	0.1645
LLD	0.0962

On the base of obtained predictors multiple linear regression was constructed.

$$FZI = a*GR + b*ILD + c*GZ2 \quad (3.6.2.5.1)$$

$$\text{Where } a, b, c = \begin{cases} (-0.4012; 0.01298; 0.00366) & \text{if porosity } \geq 18\% \\ (0.118; 0.0095; 0.0057) & \text{if porosity } 14 - 18\% \\ (0.1392; 0.03325; 0.00381) & \text{if porosity } < 14\% \end{cases}$$

After that the regression was obtained, it was checked in wells where core description is not presented, the results are shown below.

Table 3.6.2.5.2 – Correlation coefficients predicted through regression

well	6	8	14	17	12	15
correlation R2	0.7	0.7	0.71	0.83	0.74	0.67

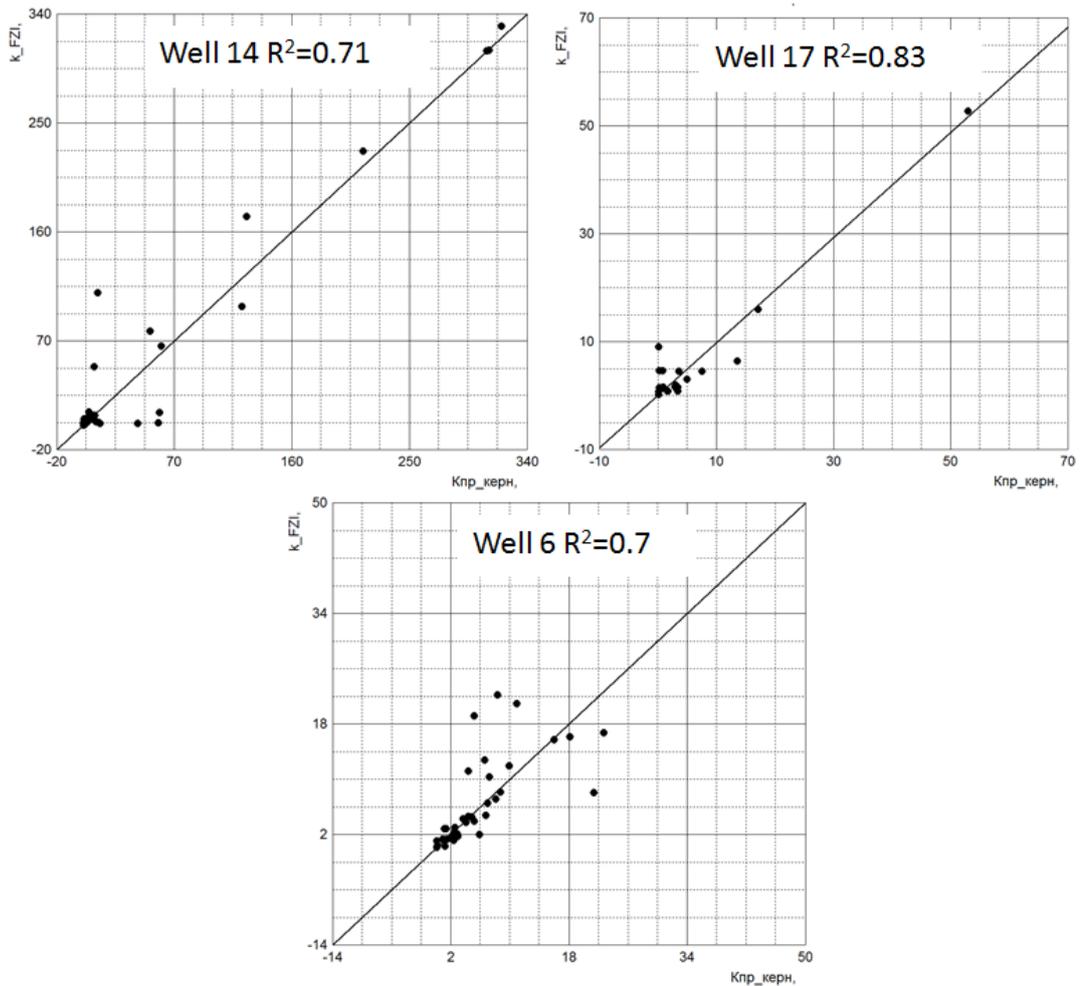


Figure 3.6.2.5.1- Examples of predicted permeability through regression

To sum up, the field has 2 layers which has different reservoir properties, in the first layer permeability was predicted by the conventional method. As for the second layer, conventional method is not appropriate since it gives a poor correlation between the cora and calculated data. Therefore HFU method was used. 4 hydraulic units with unique average FZI values were defined. For permeability prediction modified Carmen-Kozeny equation was used.

3.6.3 MATCHING OF WATER SATURATION

Fluid saturation of reservoirs is the volume of pore space filled with formation water, oil and gas. The water saturation determined by the coefficient which is equal to the ratio of the pore volume occupied by the fluid to the total pore volume. Water saturation is difficult to determine because water can be present in various forms, for example in the form of bound water or in the form of mobile water. Therefore it is important to correctly adapt the formation evaluation and core data since the volume of hydrocarbons in the pores will be determined as $(1-S_w)$

In order to determine water saturation coefficients a m n should be determined with a help of particular relationships. Coefficients a and m are determined by the porosity- formation factor relationship (figure 3.6.3.1) where coefficient a – tortuosity coefficient and m – cementation coefficient.

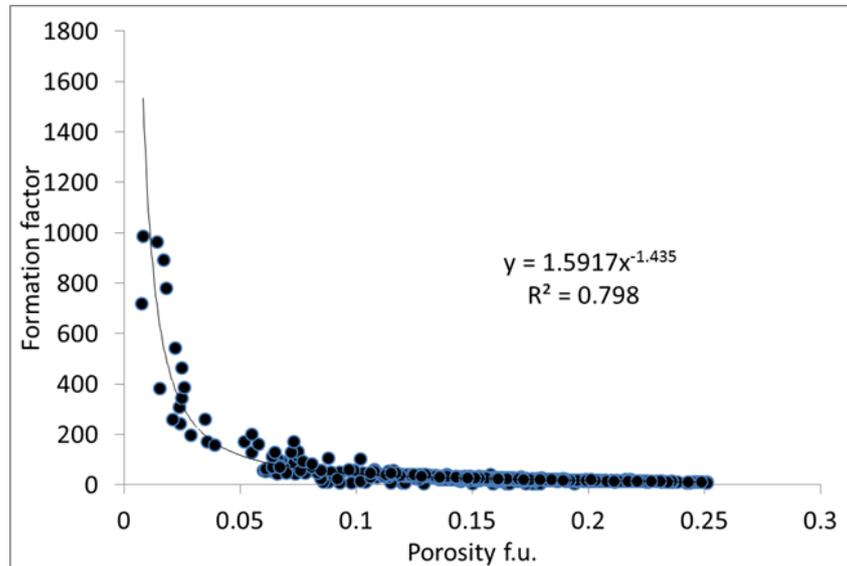


Figure 3.6.3.1- determination of a and m coefficients

As a result coefficients a and m are equal to 1.5917 and 1.435 respectively. After that coefficients were determined, coefficient n- water saturation exponent should be calculated with a help of relationship water saturation – resistivity index. Coefficient n = 1.997

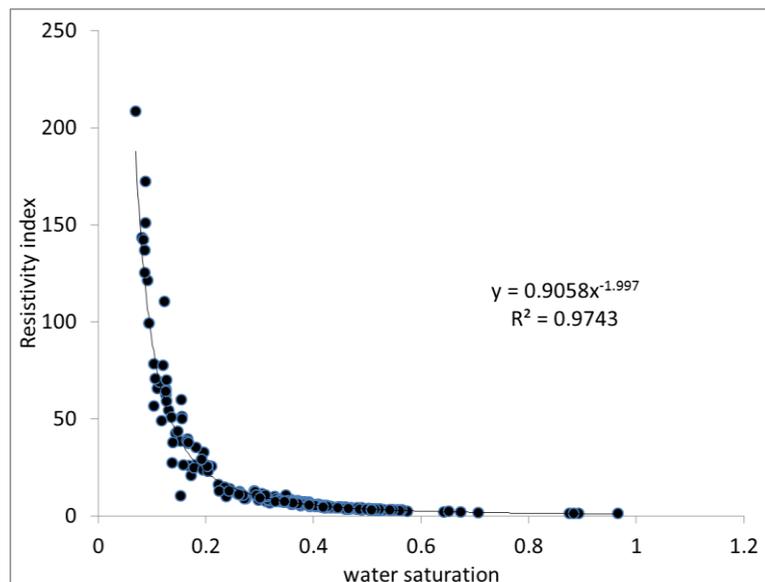


Figure 3.6.3.2- determination of coefficient n

The next parameter that is needed to determine the water saturation is the formation water resistance. Resistivity of formation water was obtained on the base of chemical analysis reservoir fluid probe and formation temperature. During the analysis of data the water salinity was calculated (29890ppm at reservoir temperature 92 C) for future identification of resistivity of water, (Figure 3.6.3.3). Obtained resistivity equal 0.08 Ohm*m. During determination of resistivity charts Gen-8 and Gen-9 was used (Schlumberger ©)

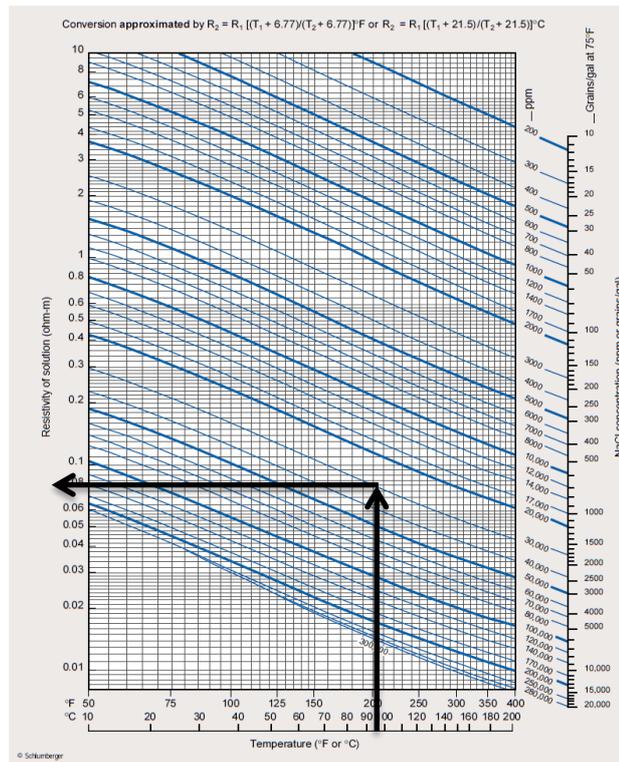


Figure 3.6.3.3- Gen 9 plot for formation water resistivity estimation

The last step before water saturation determination is correction of induction log for skin effect. This procedure was performed in Prime software. When the preparation was performed water saturation can be calculated. In this project the most effective equation for water saturation estimation is Archie equation (average $R^2=0.7$), while other models for S_w estimation have much less correlation coefficient (Simandoux, Poupon and Indonesian model).

Archi model:
$$S_w = \frac{n \sqrt{aR_w}}{\phi^m R_t} \quad (3.6.3.1)$$

Simandoux model:
$$S_w = \frac{1}{\sqrt{\frac{n}{2} \left(\left(\frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right) + \left(\frac{V_{sh} (1 - \frac{V_{sh}}{2})}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \right)} \cdot \sqrt{R_t}} \quad (3.6.3.2)$$

Indonesian model:
$$S_w = \frac{aR_w}{2\phi^m} \left(\left(-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4\phi^m}{a \cdot R_t \cdot R_w}} \right) \quad (3.6.3.3)$$

Poupon model:
$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \cdot \left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \cdot \left(\frac{R_w}{1 - V_{sh}} \right)} \quad (3.6.3.4)$$

Where: a – tortuosity coefficient ,m – cementation coefficient, n- water saturation exponent,Rw- resistivity of water, Rt-formation resistivity, φ- effective porosity.

Table 3.6.3.1- Correlation coefficients for Sw (Archi model)

Well	2	3	4	5	11	17	7	8	10	15	16
Correlation R2	0.71	0.74	0.7	0.85	0.73	0.68	0.74	0.74	0.66	0.7	0.7

Some wells are not presented in the table because they have small number of core points of they are situated in the transition zone.

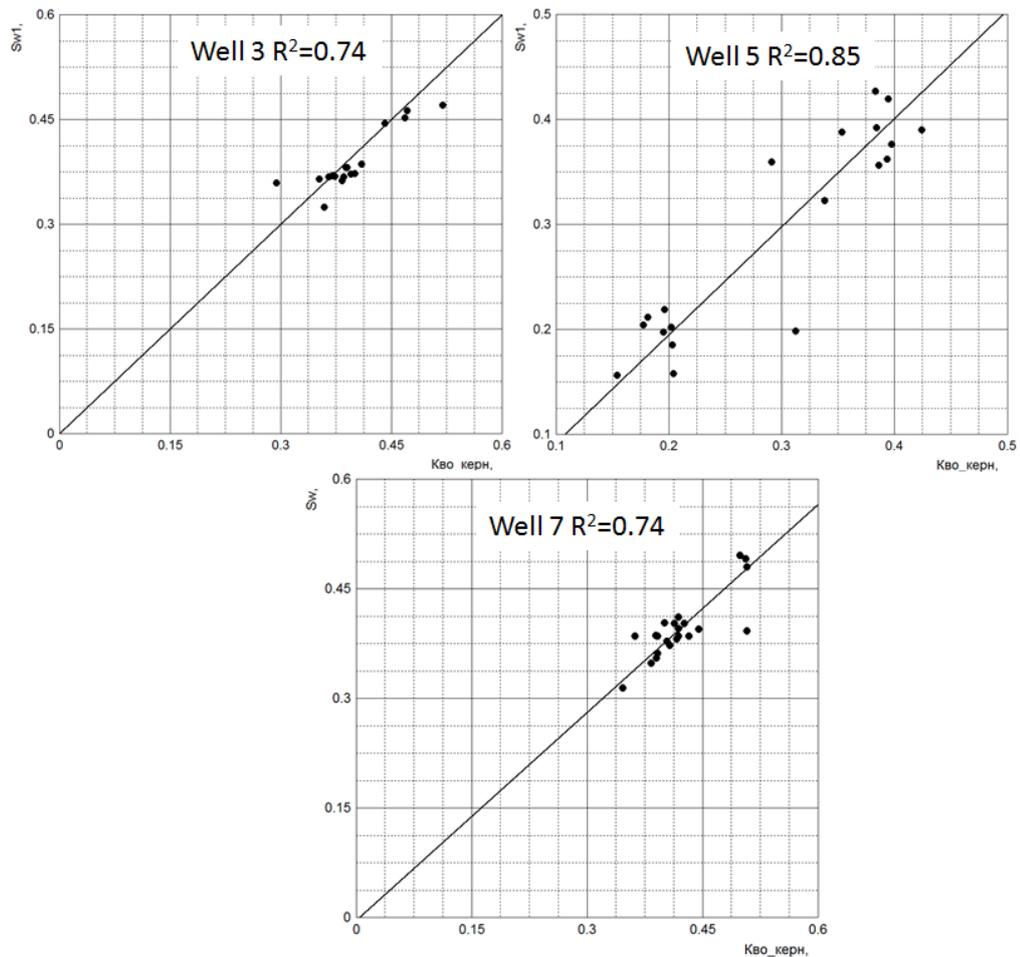


Figure 3.6.3.4- correlation of water saturation

4. КРИТЕРИИ ОТСЕЧЕНИЯ

Для определения нефтенасыщенного интервала, необходимо определить критические параметры по глинистости, водонасыщенности, проницаемости и пористости. Данные расчеты были выполнены двумя способами: расчет по кривым пористости, проницаемости и водонасыщенности полученных традиционным методом и через гидравлические единицы потока. Расчет ведется только для пласта Ю₁².

Расчет начинается с определения критического значения водонасыщенности. Данный параметр был рассчитан тремя методами: пересечение относительных фазовых проницаемостей, изменение характера капиллярного давления и построение кривой фракционального потока. Критическое значение принято по последнему методу, так как он учитывает вязкостные силы между нефтью и водой. Для пласта Ю₁² критическое значение водонасыщенности 0,73.

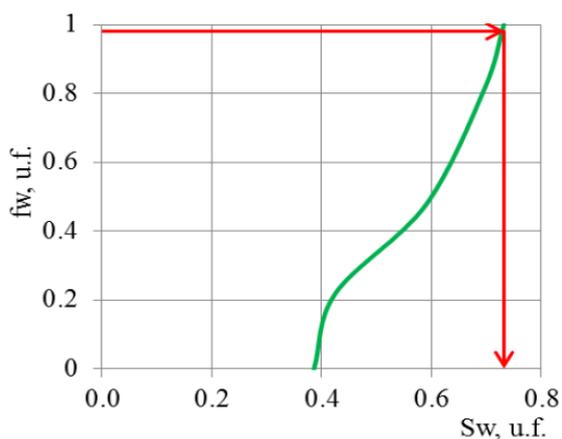


Рисунок 4.1- определение критической водонасыщенности

Далее критерий по пористости получен как пересечение функций накопленных распределений для значений водонасыщенности меньше и больше критического. Таким образом, критическая пористость 14,7%

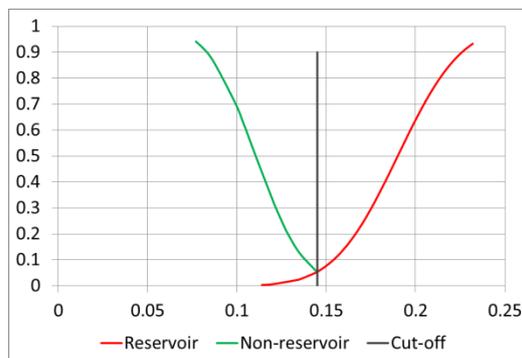


Рисунок 4.2 – определение критической пористости

Для определения критического значения проницаемости использовалось зависимость пористость-проницаемость. Критическая проницаемость равна 0.98 мД.

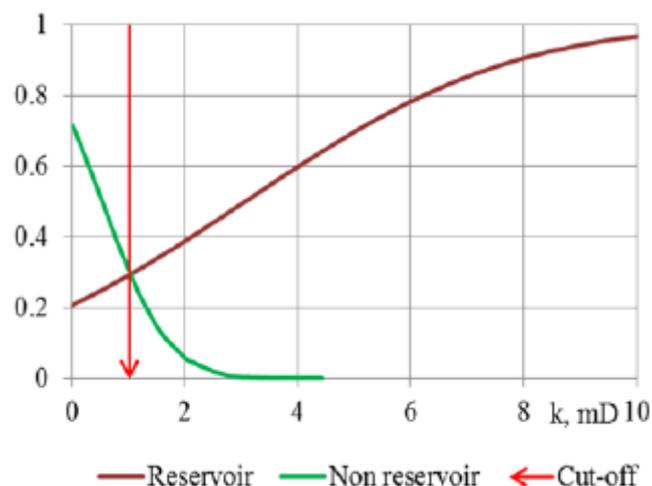


Рисунок 4.3- определение критической проницаемости

Критическое значение глинистости было получено путем пересечения функций распределения вероятности для коллектора и не коллектора и составляет 0.43.

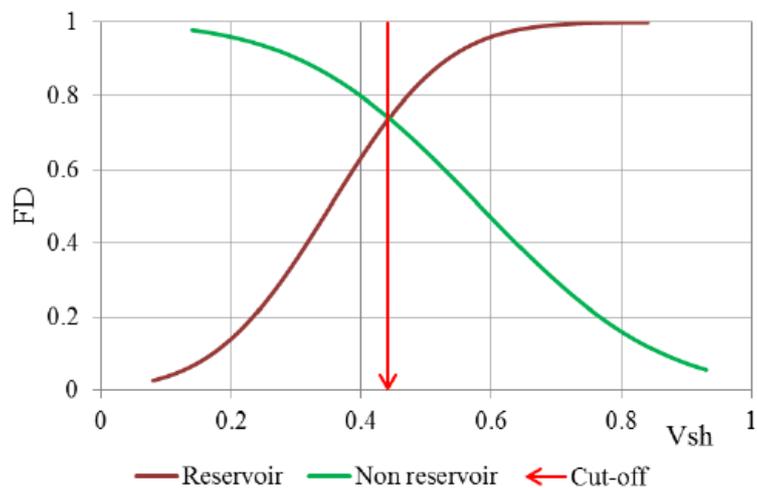


Рисунок 4.4- определение критической глинистости

Во втором варианте расчета критерием отсечения будут использоваться кривые пористости и проницаемости, рассчитанные по нетрадиционным методам, а в качестве критерия отсечения будет выступать четвертая гидравлическая единица потока и все что меньше ее среднего значения FZI. Где критические значения пористости и проницаемости составляют 12% и 0.9 мД соответственно.

5. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

В результате данного исследования был проведен сравнительный анализ имеющихся способов адаптации данных ГИС на керновые данные. Как показал опыт данной работы, не всегда традиционные методы адаптации ГИС-керна работают, что и подтверждают данные полученные в ходе исследования. Например, стандартные формулы для нахождения эффективной пористости проницаемости показали неуверенную сходимость данных ГИС-керна, что можно увидеть из таблицы результатов адаптации

Таблица 5.1 – Корреляция пористости по методам

Скважина №	Адаптация пористости по методу	
	плотностной	нейтронный
2	-	66
3	-	74
4	-	70
5	-	75
6	-	71
7	-	70
8	-	46
10	60	54
11	-	58
12	-	51
14	57	53
15	55	60
16	58	55
17	50	49

Далее использование комбинированных методов расчета пористости также не дал хорошей сходимости к тому же они были применены только там где присутствовали оба каротажа (нейтронный и плотностной)

Таблица 5.2 – Корреляция пористости по комбинированным методам

Method/R2	Well number				
	10	14	15	16	17
$\varphi = \frac{\alpha\varphi_N + \beta\varphi_D}{1 + \gamma S_{hr}}$	0.53	0.56	0.6	0.6	0.51
$\varphi_D = 1 - \frac{\rho_b - 1}{\rho_{ma}}$	0.6	0.59	0.57	0.61	0.57
$\varphi_{average} = \frac{\varphi_D + \varphi_N}{2}$	0.61	0.63	0.57	0.61	0.55

По ходу работы была выявлена тенденция, что пласт Ю₁¹ имеет хорошую корреляцию по пористости если к нему применить плотностной каротаж. В результате были получены хорошие коэффициенты корреляции в районе 0.7 и выше.

Поскольку нейтронный каротаж имел хорошую корреляцию в пласте Ю₁² и он присутствовал во всех скважинах, то там не возникло проблем с адаптацией керновых данных (Таблица 5.3) Поэтому надо было найти вариант как сделать адаптацию пласта Ю₁¹ при отсутствии плотностного каротажа более чем в половине скважин.

Таблица 5.3- корреляция нейтронной пористости для пласта Ю₁²

Скважина №	2	3	4	5	6	7	8
Корреляция, %	70	74	70	75	71	70	72
Скважина №	10	11	12	14	15	16	17
Корреляция, %	73	70	75	72	68	73	77

Была выбрана методика Заляева Н.З. описанная подробно ранее в главе 3.4 для воссоздания плотностного каротажа. Данная методика достаточно хорошо воссоздает кривую плотностного каротажа при условии, если присутствует акустический каротаж в качестве эталона для нормализующих коэффициентов k и m так как от них сильно зависит дальнейшее поведение синтетической кривой, также нужно геологическое описание керна для детального литологического расчленения от которого тоже зависит окончательный результат. К минусам данной методики следует отнести большую трудоемкость при построении литологической колонки и высокий субъективный фактор при работе. Полученные результаты дают неплохую корреляцию данных ГИС-керна.

Таблица 5.4- корреляция синтетической плотностной пористости для пласта Ю₁¹

Скважина №	2	8	10	11	12	14	16	17
Корреляция, %	58	61	68	70	62	55	60	63

Так как среднее значение корреляции у данного метода составляет 62%, что неплохо, но нужна более уверенная сходимость поэтому была синтезирована искусственная кривая плотностной пористости, для этого понадобилась нейтронная пористость и двойной разностный параметр и коррекционный коэффициент для каждой фациальной зоны. Так как каждый из этих каротажей учитывает литологический состав пород в разрезе. Соответственно когда мы используем функцию в которой присутствует эти каротажи, то мы выделяем литологические особенности по всем используемым

методам. Данный метод был выявлен экспериментально и подходит для данного месторождения так как коэффициент корреляции составляет в районе 70%.

Таблица 5.5- корреляция синтетической плотностной пористости для пласта Ю₁¹
 посчитанная через уравнение φ_{ds} (3.5.1)

Скважина №	2	8	10	11	12	14	16	17
Корреляция, %	65	68	70	74	70	80	70	70

Проницаемость была адаптирована двумя методами для пласта Ю₁¹ использовалась традиционная зависимость пористость-проницаемость, где достаточно уверенная сходимость.

Таблица 5.6 – корреляция для пласта Ю₁¹

Well	17	10	11	12	14	15	17
Correlation R2	0.7	0.72	0.76	0.7	0.68	0.65	0.72

Для пласта Ю₁² был применен метод гидравлических единиц потока так как в этом пласте наблюдалась плохая корреляция по традиционному методу.

Таблица 5.7 – корреляция для пласта Ю₁²

well	2	3	4	5	7	10	11	16
correlation R2	0.74	0.79	0.73	0.73	0.7	0.7	0.66	0.71

Таблица 5.8 – корреляция проницаемости, спрогнозированная через регрессию

well	6	8	14	17	12	15
correlation R2	0.7	0.7	0.71	0.83	0.74	0.67

Что касается водонасыщенности, адаптация данных ГИС-керна была проведена на основе уравнения Арчи.

В итоге получаем что применяя методы адаптации имеющие наивысшие коэффициенты корреляции можно более точно определить эффективную нефтенасыщенную толщину пласта. В данной таблице представлено сравнение средних параметров пласта Ю₁² к которому применены критерии отсечения посчитанные по плохо скоррелированным данным и по данным с хорошей корреляцией. Слева применение cut-off с плохой корреляцией справа с хорошей.

Таблица 5.9- Сравнение результатов применения критериев отсечения

Номер скв.	Объем глин	Ф	К, мД	Sw	H eff
2	0.41	15	8	70	7
3	0.44	17	7	60	7.3
4	0.2	14	6	40	11.2
5	0.37	15	8	38	11.8
7	0.54	14	7	52	10.3
8	0.48	15	9	22	5.6
10	0.4	15	10	36	11
11	0.48	17	6	41	6
12	0.46	18	4	38	7.1
14	0.39	16	46	34	7.4
15	0.42	13	6	52	5.3
16	0.52	15	29	57	8
17	0.41	16	11	66	7.4
18	0.43	14	10	44	6.2

Номер скв.	Объем глин	Ф	К, мД	Sw	H eff
2	0.41	16	12	64	9.1
3	0.44	18	11	58	9.7
4	0.2	16	8	44	8
5	0.37	16	9	34	15
7	0.54	14	7	51	12
8	0.48	15	13	23	6.7
10	0.4	19	11	28	12
11	0.48	18	8	39	9.1
12	0.46	18	6	41	8.3
14	0.39	16	54	44	14
15	0.42	14	6	51	6.3
16	0.52	15	26	60	16
17	0.41	16	12	61	10.3
18	0.43	14	10	48	7

Результатом данной работы является проведенные расчеты всех петрофизических параметров (пористость, проницаемость и водонасыщенность) основанные на оптимальных методах адаптации данных ГИС-керна. Выбор оптимальных методов адаптации был основан на выделении двух пластов и применения к ним различных методик адаптации.

Для пласта Ю₁¹. Адаптация пористости – плотностной кротаж. Адаптация проницаемости – зависимость проницаемости от пористости.

Для пласта Ю₁². Адаптация пористости – нейтронный кротаж. Адаптация проницаемости – гидравлические единицы потока.

В обоих случаях адаптация водронасыщенности производилась по методу Арчи

Данные адаптации в дальнейшем можно применить к построению геологической и гидродинамической модели. Также подготовлены готовые планшеты на которых можно видеть повторение тренда по пористости, проницаемости и водонасыщенности. Планшеты находятся в приложении.

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

На территории Парабельского района, Томской области на данном месторождении в период с 01.09.17 по 01.04.19 будет проводится доразведка месторождения и с этой целью требуется пробурить несколько разведочных скважин которые в перспективе перейдут в добывающие или нагнетательные, также в данных скважинах будут проведены геофизические исследования скважин. На примере одной разведочной скважины будут рассмотрены экономические затраты на исследование и проведение геофизических исследований скважин.

Предполагаемый забой разведочной скважины составляет 2200 метров, предполагается, что данная скважина будет наклонно-направленной. Этап лабораторных и аналитических исследований начинается с отбора проб, также в течение всего времени будет происходить камеральная обработка, то есть лабораторные и экспериментальные исследования, которые проводятся в подконтрольной среде, данная работа часто дополняет полевые работы и обычно направлена на изучение первичного сырья полученного с исследуемой местности, в данном случае скважина. По окончании всех полевых работ наступает окончательный этап камеральной обработки в которую входит интерпретация материалов данных ГИС, составление отчетов и написания рекомендаций к дальнейшим работам. Данная обработка производится группой которая организована из специалистов, предусмотренными в штате партии (экспедиции). Такой группе обычно сдаются полевые журналы, графики, каротажи итд. Виды и условия работ показаны в таблице 6.1

Таблица 6.1- Предоставляемый технический план

№	Виды работ	Условия производства работ
1	Комплексный каротаж	2
2	Контроль параметров бурения	2
3	Интерпретационные работы	1

Виды и объемы проектной работы обычно определяются составом комплекса геофизических исследований скважин, глубиной забоя скважины и расстоянием от места базирования до точки исследований.

Таблица 6.2- Плановый комплекс проводимых мероприятий ГИС

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				кровля	подошва
1	2	3	4	5	6
Каротаж в открытом стволе 300 - 1500м. (тех. колонна)					
1	Стандартный каротаж	1:500	1500	300	1500
2	Кавернометрия	1:500	1500	300	1500
3	Боковой каротаж (БК)	1:200	1500	300	1500
4	БКЗ	1:200	1500	300	1500
5	Индукционный каротаж (ИК)	1:200	1500	300	1500
6	Акустический каротаж	1:200	1500	300	1500
7	Резистивиметрия	1:200	1500	300	1500
8	Гамма-гамма плотностной (ГГК-II)	1:200	1500	300	1500
Каротаж в открытом стволе 1500-2200 м. (эксплуатационная колонна)					
1	Стандартный каротаж	1:500	2200	1500	2200
2	Кавернометрия	1:500	2200	1500	2200
3	Боковой каротаж (БК)	1:200	2200	1500	2200
4	БКЗ	1:200	2200	1500	2200
5	Резистивиметрия	1:200	2200	1500	2200
6	Индукционный каротаж (ИК)	1:200	2200	1500	2200
7	Акустический каротаж	1:200	2200	1500	2200

6.1 РАСЧЕТ НА ЗАТРАТЫ ТРУДА, ВРЕМЕНИ, МАТЕРИАЛОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

Расчеты на затраченное время работы бригады, оплата труда, необходимых материалов и оборудования производится для каждого проектного вида работ. Все расчёты обычно выполняются и приводятся в виде таблиц. Данные расчеты приведены для одной разведочной скважин, далее можно легко посчитать суммарные затраты умножив их на количество скважин. Плюс ко всему вышеперечисленному стоит учесть стоимость проезда бригады от места базирования до места исследования, который включает в себя оплату проезда поездом до места сбора и оплатой доставки до места назначения вертолетным транспортом, также учитываются технические дежурства по 12 часов и интерпретация данных.

Таблица 6.1.1- Расчет временных затрат

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				кровля	подошва
1	2	3	4	5	6
Каротаж в открытом стволе 300 - 1500м. (тех. колонна)					
1	Стандартный каротаж	1:500	1500	300	1500
2	Кавернометрия	1:500	1500	300	1500
3	Боковой каротаж (БК)	1:200	1500	300	1500
4	БКЗ	1:200	1500	300	1500
5	Индукционный каротаж (ИК)	1:200	1500	300	1500
6	Акустический каротаж	1:200	1500	300	1500
7	Резистивметрия	1:200	1500	300	1500
8	Гамма-гамма плотностной (ГГК-П)	1:200	1500	300	1500
Каротаж в открытом стволе 1500-2200 м. (эксплуатационная колонная)					
1	Стандартный каротаж	1:500	2200	1500	2200
2	Кавернометрия	1:500	2200	1500	2200
3	Боковой каротаж (БК)	1:200	2200	1500	2200
4	БКЗ	1:200	2200	1500	2200
5	Резистивметрия	1:200	2200	1500	2200
6	Индукционный каротаж (ИК)	1:200	2200	1500	2200
7	Акустический каротаж	1:200	2200	1500	2200

Таблица 6.1.2- Расчет на трудовые затраты

№	Вид работ	Объем		Затраты труда					
				Рабочие			ИТР		
		Ед. изм	Количество	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. измерения	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. измерения	Итого времени на объем, чел-час.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Стандартный каротаж	м	1825	0,18	чел.час/100м	3,285	0,12	чел.час/100м	2,19
2	ГГК-П	м	1345	3	чел/час 100м	40,35	2	чел/час 100м	26,90
3	Боковой каротаж	м	1825	0,2	чел/час 100м	3,65	0,13	чел/час 100м	2,3725
4	БКЗ	м	1825	0,18	чел/час 100м	4,419	0,12	чел/час 100м	2,19
5	Акустический каротаж (АК)	м	1825	0,65	чел/час 100м	11,8625	0,43	чел/час 100м	7,8475
6	Индукционный каротаж	м	1825	0,25	чел/час 100м	4,5625	0,16	чел/час 100м	2,92

Таблица 6.2.3- Расчет оборудования и материалов

№	Наименование материала	Ед. изм	Норматив колич. на партию в месяц	Итого на 7 месяцев
1	2	3	4	5
1	Бумага для множительных аппаратов	рул	35	35
2	Бумага для принтеров	упак	7	3,5
3	Бумага наждачная	кв. м	14	7
4	Веник-сорго	шт	14	14
5	Ветошь обтирочная	кг	35	14
6	Вилка электрическая бытовая	шт	21	28
7	Выключатель	шт	14	7
8	Гвозди	кг	2,8	1,4
9	Дискеты 3,5 дюйма	шт	35	70
10	Карандаши разные	шт	56	35
11	Канифоль сосновая (А сорт 1)	кг	1,4	1,7

Так как работы по геофизическим исследованиям скважин будут проводиться вахтовым способом, тогда можно взять установленные нормы из справочника «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» таблица 1/073 и применить их для дальнейших расчетов. Данная таблица отражает все необходимые нормы которые нужно учесть при подсчете затрат на геофизические исследования скважин. Таблица 5.2.4 представлена ниже.

Таблица 6.2.4 – Нормы на услуги геофизических исследований скважин

№№ п/п	Наименование элементов затрат	Ед. измер.	Комплексная партия по обслуж. бурящихся скважин
	Нормы времени	мин.	480
	Нормы расценок		365
Затраты труда			
1.	Рабочие	чел-час	57,6
2.	ИТР	чел-час	38,4
Зарплата основная			
3.	Работников партии	руб.	501,01
4.	В т. ч. рабочих	руб.	281,21
5.	ИТР	руб.	219,8
Материалы			
6.	Основные и прочие	%	19,3
7.	Износ инструмента	%	17,2
8.	Износ кабеля	м	18
9.	Износ шин	компл/км	
10.	Расход ГСМ	л	57,56
Амортизация аппаратуры и оборудования			
11.	Лаборатория	маш-час	10,4
12.	Подъёмник	маш-час	10,4
13.	Установка разметочная	пр-час	8,8
14.	Скважинные приборы	пр-час	10,4
15.	Контейнер каротажный транспортный	маш-час	8,8
16.	Испытатель пластов на трубах	пр-час	8
17.	Цеховые расходы	%	15

Исходя из того что среднее время бурения скважины составляет 90 суток, тогда затраты за выполненную работу предоставленной бригаде которая выполняла все необходимые работы по исследованию скважины будут равны:

Затраты на трудопроизводство рабочих выполняющие спускоподъемные операции и поддержание стабильной работы зондов оценены в размере 5194 человеко-часов

Затраты на трудопроизводство инженерно-технических работников выполняющих интерпретацию каротажных данных и составление отчетов и рекомендаций оценены в размере 3546 чео-часов.

Также все необходимое оборудование необходимое для геофизических исследований скважин и обслуживанию скважин приведено в таблице 5.2.5

Таблица 6.2.5- оборудование для комплекса ГИС

Оборудование	Ед. изм.	Объём
Подъёмник каротажный самоходный ПКС-3,5М	шт	1
Каротажная станция Кедр-02/1,5В	шт	1
Ноутбук	шт	1
Спутниковый телефон	шт	1
Магнитооптический диск	шт	1
Приборы:		
“К1А-723М”	шт	2
“КСА-Т-12”	шт	2
“ВАК - 8”	шт	2
“ИОН-1(ИОН-1 + ГК)”	шт	2
"БКС"	шт	2
“Кедр-80СКПД”	шт	2
“ПРКЛ-73”	шт	2
“СГДТ”	шт	1
“СГП2-Агаг”	шт	1
“ЦМ-8-12-Ц”	шт	1

6.2 СТРУКТУРА ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ И ЕЕ СТРУКТУРА

Основное подразделение на предприятии является партия, которой руководит начальник партии, который в свою очередь подчиняется главному инженеру. Обычно в состав каротажной партии входят пять человек:

- Инженерно-технические работники (ИТР)
 - Начальник партии
 - Геофизик
 - Техник
- Рабочий состав
 - Машинист спуско-подъемной станции
 - Каротажник

6.3 СМЕТА

Для выполнения работ каротажной партии на месте исследования необходимы немалые денежные средства, необходимые для работы средства выделяет заказчик. Авансовое финансирование ГРР является отличительной характеристикой. Сама смета рассчитывается исполнителями, то есть партией геофизических исследований скважин, сама же смета может отличаться в зависимости от сложности и условий работы. Оптимальные затраты обычно определяют инструкции узаконенные государством, а также различными справочниками и другими нормативными документами имеющие законодательную силу в случае нарушения условий контракта. От того насколько сильно заполнена смета расходов зависит и будущая экономика проекта предприятия.

Таблица 6.4.1- Расчет по смете по видам работ

№	Вид работ	Объем		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объема работ	Повышающий коэффициент		Итого, руб.
		Ед. изм.	Количество				Кэф. Удор	Кэф. норм.усл	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Стандартный каротаж	м	1825	28,6	руб/ 100м	521,95	3,38	1,2	2117,0292
2	ГТК-П	м	1345	321,0	руб/ 100м	4317,45	3,38	1,2	17511,5772
3	Боковой каротаж	м	1825	26,89	руб/ 100м	490,7425	3,38	1,2	1990,45158
4	БКЗ	м	1825	27,2	руб/ 100м	496,4	3,38	1,2	2013,3984
5	Акустический каротаж (АК)	м	1825	78,14	руб/ 100м	1426,055	3,38	1,2	5784,07908
6	Индукционный каротаж	м	1825	32,53	руб/ 100м	593,6725	3,38	1,2	2407,93566

В итоге цена комплекса геофизических исследований скважин выполненная геофизической партией для одной скважины составляет 46227 рублей. Использование машин для проведения каротажа также входит в стоимость и составляет 16138 рублей для одной скважины. Расчет на использование автомобиля производился на основе нормы расхода топлива при переезде и стационарной работе.

Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных операций. Стоимость работы составляют 4622.7 рублей.

Таблица 6.4.2- Общая стоимость работ

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, руб.
1	Итого работы в скважине	92455,946
2	Камеральные работы (50% от полевых работ)	46227,973
4	ИТОГО основных расходов	98683,919
5	Накладные расходы (20%)	19736,784
6	ИТОГО	118420,7
7	Плановые накопления (20%)	23684,14
8	Резерв на непредвиденные расходы (3%)	3552,621
9	В целом по расчету	145657,5
10	НДС, 18%	26218,34
11	ВСЕГО по объекту	317533,3

Стоимость работ выполняемых в полевых условиях геофизической партией (с учетом горюче-смазочных материалов и интерпретационных работ) составляет 3175333 рубля.

Таблица 6.4.3- Сметно-финансовый отчет на проектные работы.

Статьи зарплат	Категория	Трудо- затраты	Оклад	Районный коэф.	Сев. коэф.	Итого с учётом коэф- нтов	Пре- миаль- ные %	Итого с учётом премии
Начальник партии	10	0,5	11000	2	1,5	16500	40	23100
Геофизик	7	1,5	8500	2	1,5	38250	40	53550
Каротажник	5	0,5	6800	2	1,5	10200	30	14280
Сметчик	7	2	7000	2	1,5	42000	40	58800
Итого:								149730

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В рамках предстоящей работы в качестве лабораторной установки использовались персональные и портативные компьютеры. Работа выполнялась в сидячем положении, при небольших физических напряжениях. Предоставленное рабочее место состояло из компьютерного стола с персональным компьютером, следовательно, можно отметить следующие физические факторы, которые влияют на психическое и физическое состояние человека: длительное и неизменное положение тела, усталость глаз, воздействие от компьютера путем электромагнитных полей.

Перед началом работ был проведен вводный инструктаж по правилам пользования аппаратурой, поведения в чрезвычайных ситуациях, инструктаж на рабочем месте. В процессе трудовой деятельности на человека могут воздействовать вредные и опасные производственные факторы. Опасным производственным фактором согласно ст. 209 Трудового Кодекса РФ называется производственный фактор, действие которого на человека может привести к его травме.

Вредным - производственным фактором называется, такой фактор, действие которого на человека может привести к его заболеванию. Опасные и вредные производственные факторы классифицированы в ГОСТ 12.0.003-74. Уровни воздействия опасных и вредных производственных факторов на работников установлены предельно-допустимыми нормами, их значения установлены в соответствующих системах стандартов безопасности труда и санитарно-гигиенических правил. Защита от них обеспечивается снижением их уровня в источнике и применением профилактических и предохранительных мер.

Таблица 7.1.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении исследований

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером.	<p>1. Недостаточная освещённость рабочей зоны: отсутствие или недостаток естественного света;</p> <p>2. Повышенный уровень шума;</p> <p>3. Повышенный уровень электромагнитных излучений;</p> <p>4. Повышенная или пониженная влажность воздуха</p>	Электрический ток	<p>1. СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.</p> <p>2. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». [12]</p> <p>3. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. [3]</p> <p>4. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [13]</p> <p>5. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [13]</p>

7.1 АНАЛИЗ ВРЕДНЫХ ФАКТОРОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТИРУЕМОГО РЕШЕНИЯ

Негативное влияние персонального компьютера на человека считается комплексным, так как в период работы за компьютером на тело воздействует целый ряд неблагоприятных физических и эмоциональных факторов. Физическими факторами являются:

- Повышенная пульсация светового излучения
- Рентгеновское, инфракрасное и ультрафиолетовое излучение от экрана монитора
- Электромагнитное излучение разной частоты от системного блока и экрана компьютера
- Загрязнение воздуха пылью
- Уровень шума выше нормы
- Статический заряд возникающий на экране монитора заставляет частицы пыли притягиваться к лицу пользователя компьютера
- Замыкание электрической цепи может произойти через пользователя ПК
- Опасное напряжение
- Возникновение пожара

Таким образом, влияющие на работоспособность вредные факторы должны быть определены нормативными правовыми актами в области санитарно-эпидемиологического контроля и скомпенсированы рациональной организацией рабочего места. Для этого должны быть рассмотрены понятия микроклимата, освещенности рабочего места, уровня шума, особенностей электрического напряжения в сети, уровня напряженности выполняемых работ и их нормативов.

7.2 ОСВЕЩЕНИЕ РАБОЧЕГО МЕСТА

От степени освещенности напрямую зависит работоспособность человека, его физическое и психоэмоциональное состояние. Помещения различного назначения имеют специальные требования по освещенности. При расчете освещенности учитываются характеристики рабочего процесса, осуществляемого человеком, его периодичность и длительность. Работу, которую выполняют с использованием вычислительной техники относят к третьему разряду зрительной работы, имеет следующие недостатки:

- блики экрана;

- слабый контраст между фоном и изображением.

Так как источник естественного освещения слаб, то на рабочем месте должно быть применено искусственное освещение.

Для расчёта общего равномерного распределения искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности производится способом коэффициента светового потока, который учитывает световой поток, отражённый от стен и потолка. Длина помещения равна 7 м (А), ширина – 6 м (В), высота – 4,5 м (Н). Высота рабочей поверхности над полом – 0,8 м (h_p). Ключевые условия и значения нормируемой освещённости поверхности рабочего места изложены в СП 52. 13330. 2011. В соответствии разрядом зрительной работы необходимо создать освещенность не ниже 200 лк.

7.3 ВОЗДЕЙСТВИЕ ШУМА

Влияние постоянного шума на человека может причинить различные повреждения слуховых органов в зависимости от степени шума. Небольшой шум может вызывать раздражение, отвлекать от работы или мешать понимать речь. Затем по мере увеличения уровня шума в округе эффект влияния на организм увеличивается что в последствии может привести к физическому воздействию на организм, а именно нарушение слуха у человека. Высокий уровень шума может привести к раздражительности, рассеяности, которая в свою очередь влечет к увеличению ошибок во время работы, снижению концентрации, что также неблагоприятно влияет на рабочий процесс. Также постоянный шум может быть причиной замедления реакции человека, угнетения центральной нервной системы, изменение частоты пульса и скорости дыхания а также ведет к нарушению обмена веществ.

Лабораторная аудитория, эксплуатируемая в рамках настоящей магистерской диссертации, обладает низким уровнем общего шума. Основными источниками шума в аудитории являются кондиционер, персональные компьютеры с его периферией и вентиляционные системы

Эквивалентный уровень звука не должен превышать 50 дБ согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Защита от шумовых помех выполняется в соответствии с ГОСТом 12.1.003-76, а требования к звукоизоляции ограждающих конструкций должна отвечать требованиям СанПиН 11-12-77.

Для изложенных целей применяется звукопоглощающее покрытие стен и потолка звукопоглощающим материалом, организуется рациональная планировка помещения, в

которой компенсируется воздействие источников шума по периферии. На используемом в компьютерных помещениях оборудовании по возможности выставляется на минимальный уровень шума.

7.4 ПОВЫШЕННЫЙ УРОВЕНЬ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ИЗЛУЧЕНИЙ И ПОВЫШЕННОЕ НАПРЯЖЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ

Электромагнитное поле, характеризуется напряжением электрического и магнитного полей, наносят непоправимый вред на организм человека. Основным источником данных проблем, которые связаны с охраной здоровья человека это использование в своей повседневной работе автоматизированных информационных систем на основе персональных компьютеров. Их использование, а в частности дисплеев (мониторов), они являются источниками наиболее опасных излучений, отрицательно влияющие на здоровье человека.

Предельно допустимые концентрации излучений от ЭВМ в соответствии с СанПиН 2.3.2/1.4.1380-06 приведены в таблице 7.5.1

Таблица 7.5.1– 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 предотвращения внедрения несертифицированной техники все мониторы должны пройти испытания на соответствие требованиям безопасности. Для защиты от вредных излучений включенного экрана на организм человека ЭВМ необходимо соблюдать следующие правила безопасности:

- сидя на рабочем месте расстояние от экрана до глаз должно составлять не менее 60-70 сантиметров;
- использовать фильтры для экрана типа «Защита»;
- соблюдать оптимальный режим труда в течение дня

7.5 ОТКЛОНЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ МИКРОКЛИМАТА ОТ НОРМЫ НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ

Микроклимат рабочих помещений – это климат внутри рабочей среды помещений, микроклимат определяется воздействием на организм человека сочетания температуры, влажности и скорости обдува воздуха. Аудитория учебная является помещением, которая относится к категории помещений, где выполняются нетрудоемкие физические нагрузки, поэтому здесь должны соблюдаться правила, приведенные в таблице 6.3 в соответствии с СанПиН 2.1.2/3.4.1540-13.

Таблица 7.6.1 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений для категории работ I.a

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

Для создания и автоматического поддержания в учебной лаборатории комфортных для работы значений температуры, влажности, чистоты и скорости обдува воздуха, вне зависимости от внешних условий, в зимнее время года используется водяное отопление, в летнее время года применяется кондиционер для поддержания нужной температуры. Кондиционер может регулироваться с помощью приборов автоматического поддержания температуры в помещении и задавать параметры воздушной среды.

7.6 НАПРЯЖЕННОСТЬ ТРУДА

Напряженность труда – является характеристикой трудового процесса, которая отражает нагрузку в основном на центральную нервную систему, органы чувств, психологическую сферу работника. К таким факторам, которые характеризуют напряженность труда, относятся: умственные, сенсорные, психологические нагрузки, степень однотипности нагрузок, режим работы. Причинами появления являются следующие процессы:

- длительное пребывание в одном и том же (сидячем) положении и повторение однотипных движений, монотонность труда;
- умственное перенапряжение, обусловленное характером решаемых задач;
- большой объем перерабатываемой информации;
- нервно-эмоциональные и нервно-психические перегрузки, в особенности у начинающих пользователей; стресс при потере информации;
- утомление глаз, повышенная нагрузка на зрение;
- повышенная нагрузка на опорно-двигательный аппарат, в особенности на позвоночник и суставы верхних конечностей.

Режим работы и отдыха предполагает соблюдение определенной длительности непрерывной работы на персональном компьютере и перерывов, которые регламентированы с учетом продолжительности рабочего дня, а также видов и категорий трудовой деятельности.

Виды работ связанные с использованием персонального компьютера можно разделить на три основные группы:

Группа 1- работа, связанная со считыванием информации с монитора компьютера

Группа 2- работа, связанная с вводом информации

Группа 3- работа, связанная с творческим процессом.

Если в течение рабочего дня человек выполняет все вышеперечисленные виды работ то его основная деятельность будет связана с той работой на которую работник тратит более половины времени рабочей смены.

Также существуют различные категории трудности и напряжения связанные с работой за персональным компьютером, они определяются уровнем загруженности работника за рабочий день и делится на три группы:

Группа 1- связана с суммарным количеством считываемых знаков

Группа 2 – связана с суммарным количеством вводимых знаков

Группа 3- связана с суммарным временем проведенным за работой на ПК.

В таблице 7.7.1 приведены категории тяжести и напряженности работ в зависимости от уровня нагрузки за рабочую смену.

Таблица 7.7.1 – Виды категорий трудовой деятельности с ЭВМ

Категория работы по тяжести и напряженности	Уровень нагрузки за рабочую смену при видах работы на ЭВМ		
	Группа А Количество знаков	Группа Б Количество знаков	Группа В Время работы, ч
I	До 20000	До 15000	До 2,0
II	До 40000	До 30000	До 4,0
III	До 60000	До 40000	До 6,0

При выполнении данной магистерской диссертации, работе в аудитории отводилось около двух часов в день, но оформление отчета и графиков для презентации занимало около половины рабочего дня и изменялась в зависимости от выполняемых операций на персональном компьютере. Длительность непрерывной работы на ПК без регламентированного перерыва не больше двух часов.

7.7 ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ

Электробезопасность – это комплекс организационных и технических мероприятий и средств, которые обеспечивают защиту людей от воздействия электрического тока. Положением о соблюдении электробезопасности является ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ.

Опасный производственный фактор в помещении – поражение электрическим током. Основными причинами этого могут послужить прикосновение к токоведущим или конструктивным частям, оказавшимся под напряжением. Аудитория относится к категории помещений без повышенной опасности и характеризуется следующими признаками: температура воздуха и влажность в норме, отсутствие сырости, химически активной среды, токопроводящих пыли и полов.

Действие электрического тока на живую ткань носит разносторонний и своеобразный характер. Проходя через организм человека, электроток производит термическое, электролитическое, механическое, биологическое, световое воздействие. Термическое воздействие тока характеризуется нагревом кожи и тканей до высокой температуры вплоть до ожогов. Электролитическое воздействие заключается в разложении органической жидкости, в том числе крови, и нарушении ее физико-химического состава. Механическое действие тока приводит к расслоению, разрыву тканей организма в результате электродинамического эффекта, а также мгновенного

взрывоподобного образования пара из тканевой жидкости и крови. Механическое действие связано с сильным сокращением мышц вплоть до их разрыва. Биологическое действие проявляется в раздражении и возбуждении живых тканей и сопровождается судорожными сокращениями мышц. Световое действие приводит к поражению слизистых оболочек глаз [13]. С целью исключения опасности поражения электрическим током необходимо соблюдать следующие правила электрической безопасности:

- перед включением ЭВМ в сеть должна быть визуально проверена ее электропроводка на отсутствие возможных видимых нарушений изоляции, а также на отсутствие замыкания токопроводящих частей на корпус компьютера;
- при появлении признаков замыкания необходимо немедленно отключить от электрической сети ЭВМ и устранить неисправность;
- запрещается при включенной ЭВМ одновременно прикасаться к приборам, имеющим естественное заземление.

7.8 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.

Утилизация ламп предполагает передачу использованных ламп предприятиям – переработчикам, которые с помощью специального оборудования перерабатывают вредные лампы в безвредное сырье – сорбент, которое в последующем используют в качестве материала для производства, например, тротуарной плитки.

Под хранением отходов понимается временное размещение их в специально отведённых для этого местах или объектах до их утилизации. Отработанные люминесцентные лампы, согласно Классификатору отходов ДК 005-96, утвержденному приказом Госстандарта № 89 от 29.02.96 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итогом данного проекта является то что была найдена оптимальная методика для адаптации данных ГИС-керна по пористости. Так как путем сравнительного анализа различных методик расчета пористости было выявлено что ни одна из них не дает уверенной сходимости с крновыми данными, поэтому была выведена формула описывающая характер поведения кривой пористости посчитанной по плотностному каротажу. А с помощью корректирующих коэффициентов, которые зависят от зоны месторождения, удалось добиться хорошей адаптации пористости. Поскольку от того как будет как будет сааптирована пористость, зависит и адаптация проницаемости с водонасыщенностью. Поэтому можно рекомендовать данный способ адаптации пористости для пласта Ю₁¹ данного месторождения.

Что касается прогнозирования проницаемости то здесь также как и с пористостью, расчеты велись отдельно для двух пластов. Для верхнего пласта рекомендуется применение традиционной зависимости проницаемости от пористости, а для нижнего применение гидравлических единиц потока, так как там наблюдается сильная гетерогенность пласта, которая сокращает степень корреляции по традиционному методу.

Данная работа имеет важную практическую значимость, так как на данном месторождении не во всех скважинах есть плотностной каротаж, а определение петрофизических параметров напрямую влияет на дальнейший подсчет запасов месторождения, а соответственно и на экономику проекта. Поэтому для данного месторождения в дальнейшем рекомендуется проводить плотностной каротаж, или по крайней мере акустический с помощью которого можно более точно применить методику Н.З. Заялова по воссозданию плотностного каротажа. Также можно порекомендовать использование нейронных сетей для получения уравнения зависимости нейтронного и плотностного каротажей. Чтобы в будущем используя полученное уравнение воссоздать плотностной каротаж.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Долицкий В. А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин / В. А. Долицкий. – М.: Недра, 1966. – 387 с.
2. Косков В. Н. Геофизические исследования скважин: учебное пособие / Б. В. Косков; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2005. – 122 с.
3. Меркулов В.П. Геофизические Исследования Скважин. – 62 с.
4. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин., 1977. – 366 с.
5. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. 1987. – 375 с.
6. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диграмм геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1991. – 220 с.
7. Hearst J.R., Nelson P.H., Paillet F.L. Well Logging for Physical Properties. J. Wiley & Sons, Ltd. Chichester, England, 2002. – 483 с.
8. Log Interpretation Principles and Applications. Schlumberger. Schlumberger Educational Services. – Texas, 1989. – 280 с.
9. Robert Desbrandes. Encyclopedia of well logging - 273 с.
10. Н.З. Заляев Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин
11. SPE 63254 Stephen A. Holditch, Permeability Estimation Using Hydraulic Flow Units in a Central Arabia Reservoir Fahad A. Al-Ajmi, Saudi Aramco, Schlumberger
12. SPE 30158, Maghsood Abbaszadeh”, Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units - Theory and Applications, Japan Natl. Oil Corp.
13. SPE 69458, Porras, J.C., Campos, O., 2001, Rock Typing: A Key Approach for Petrophysical Characterization and Definition of Flow Units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin, PDVSA EPM, PDVSA-Intevep
14. Мангазеев В.П., Белозеров В.Б. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора // Нефтяное хозяйство. – М., 2006. – №5. – С. 66-70
15. Pr. Patric Corbett, Dr. Gary Couples, Dr. Andy Gardiner, Dr. Helen Lever. 2017, Petroleum Geoscience G11PG Manual, Heriot-Watt University, Edinburgh.
16. <http://www.mining-enc.ru>

17. Гайдукова Т.А. Нефтегазоносные провинции и области России. ТПУ, 2006г – 125 с.
18. Елкин Е.А., Конторович А.Э., Бахарев Н.К. и др. Палеозойские фациальные мегазоны в структуре фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы. Геология и геофизика, 2007г., т.48, №6, с.633-650
19. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. г.Новосибирск, СОРАН, ИГиГ, 2002 г - 56 с.
20. Конторович В.А., Калинина Л.М. Условия формирования и модель геологического строения келловей-оксфордских отложений в зоне замещения морских отложений континентальными (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления). Геология нефти и газа, № 5, 2006г – 267 с.
21. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. г.Новосибирск, 2003 г – 127 с.
22. Житов А.В., Сысоев А.П. Отчет о результатах сейсморазведочных работ, проведенных на Казанской площади в Парабельском районе Томской области. Сейсморазведочная партия № 10/04-05. ОАО «Сибнефтегеофизика», г.Новосибирск, 2006г – 27 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ПЛАНШЕТЫ СКВАЖИН

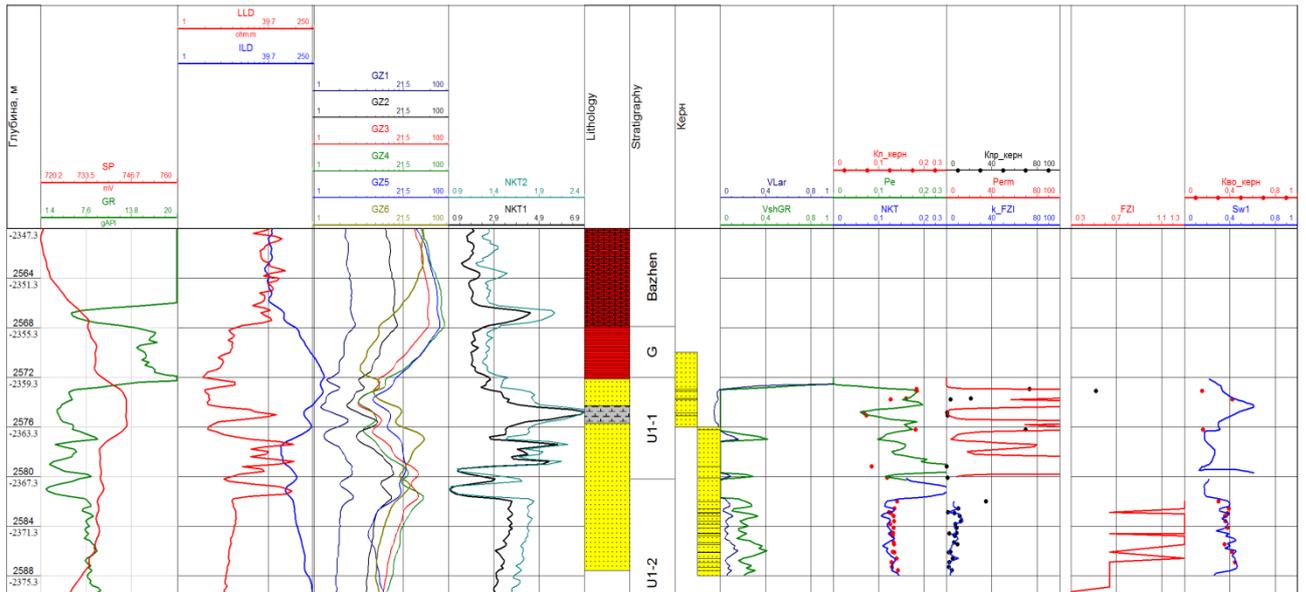


Рисунок 5.1- планшет скважины №2 (зона 1)

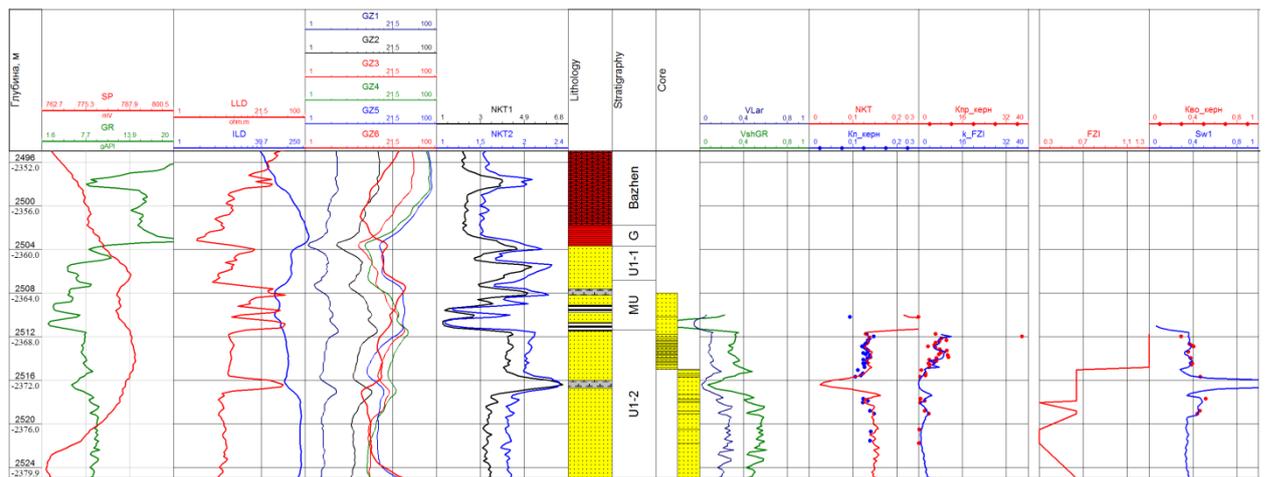


Рисунок 5.2- планшет скважины №3 (зона 1)

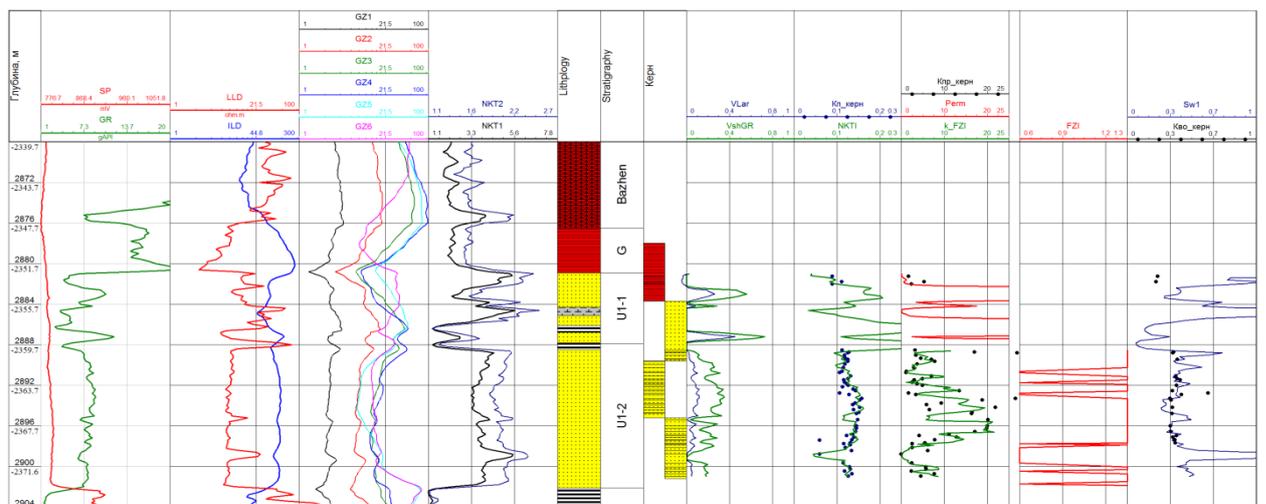


Рисунок 5.3- планшет скважины №4 (зона 1)

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ПЛАНШЕТЫ СКВАЖИН

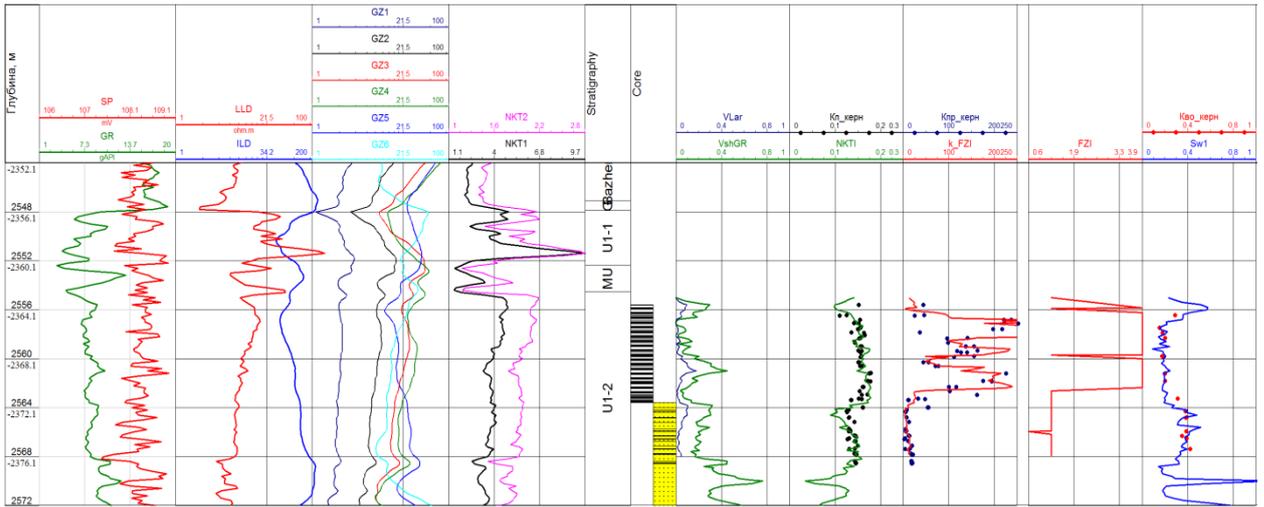


Рисунок 5.4- планшет скважины №5 (зона 1)

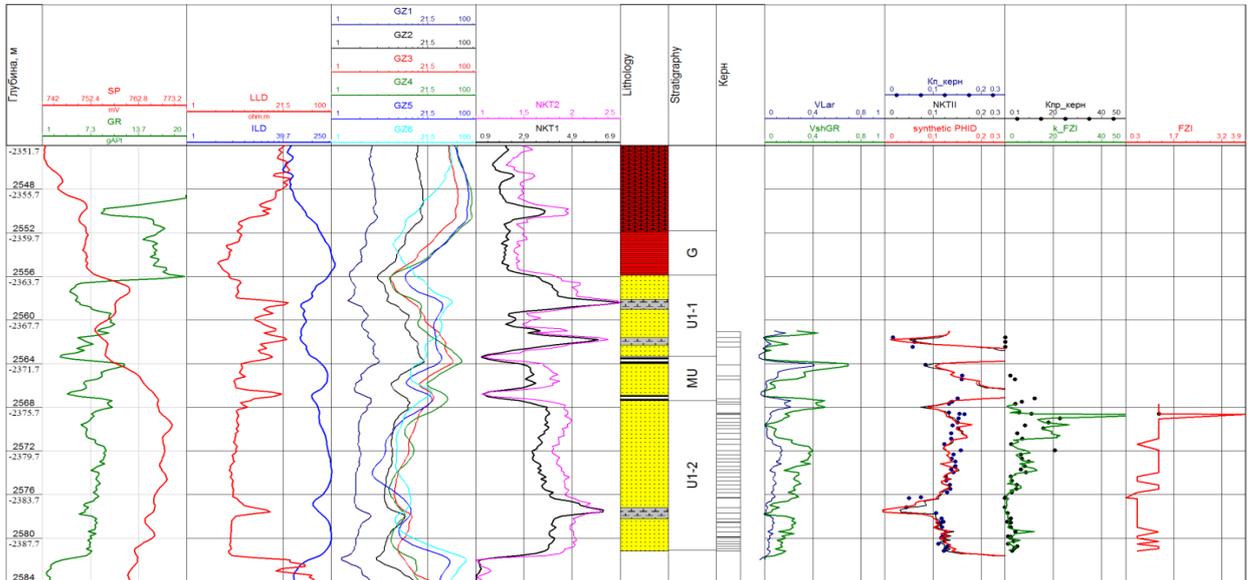


Рисунок 5.6- планшет скважины №7 (зона 2)

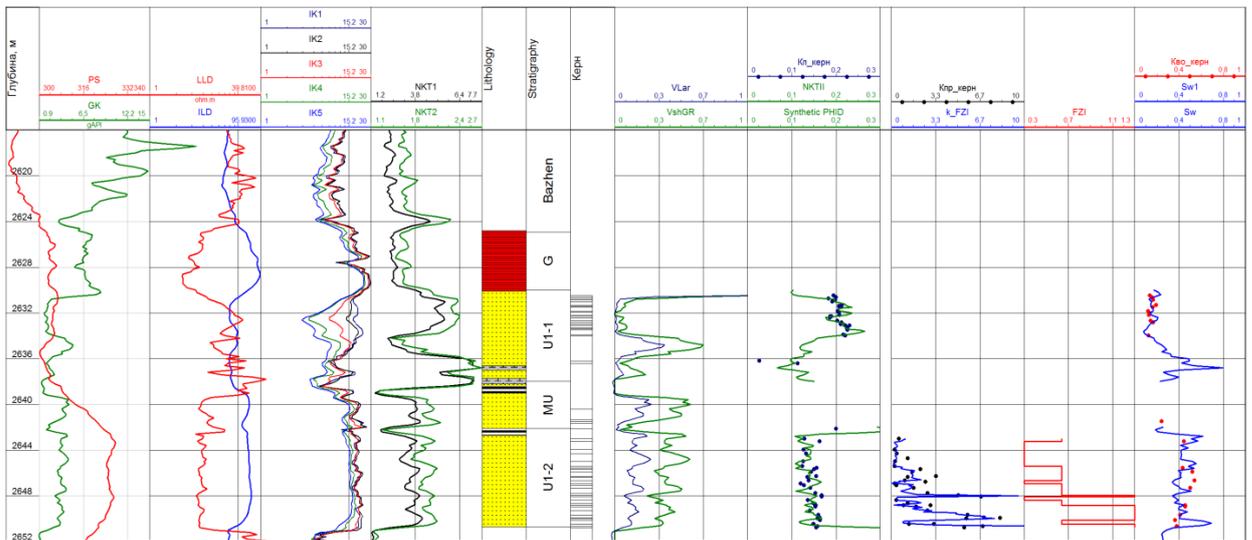


Рисунок 5.7- планшет скважины №3 (зона 2)

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ПЛАНШЕТЫ СКВАЖИН

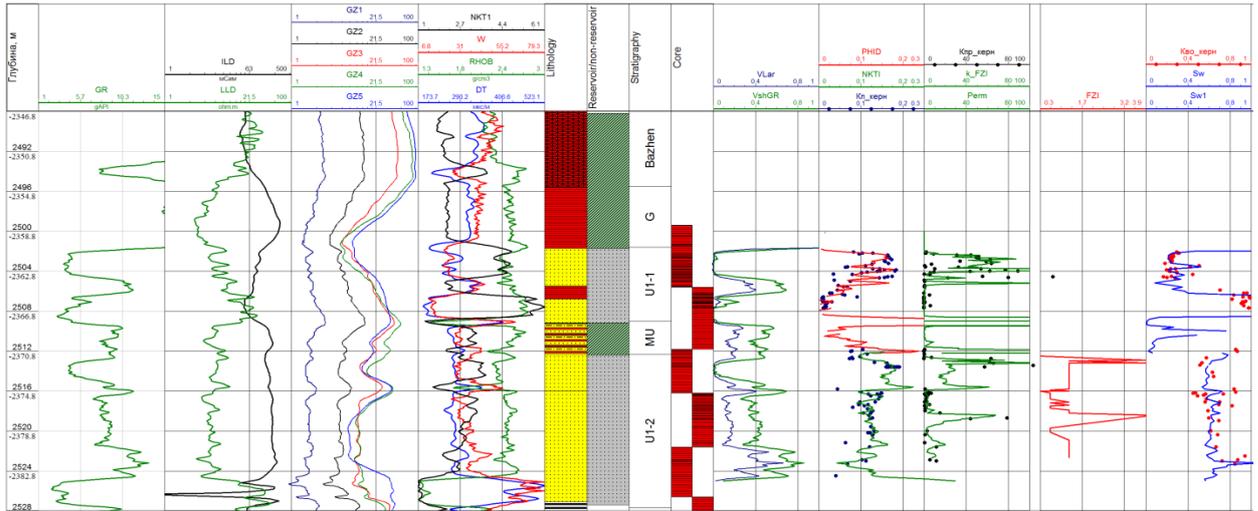


Рисунок 5.8- планшет скважины №10 (зона 3)

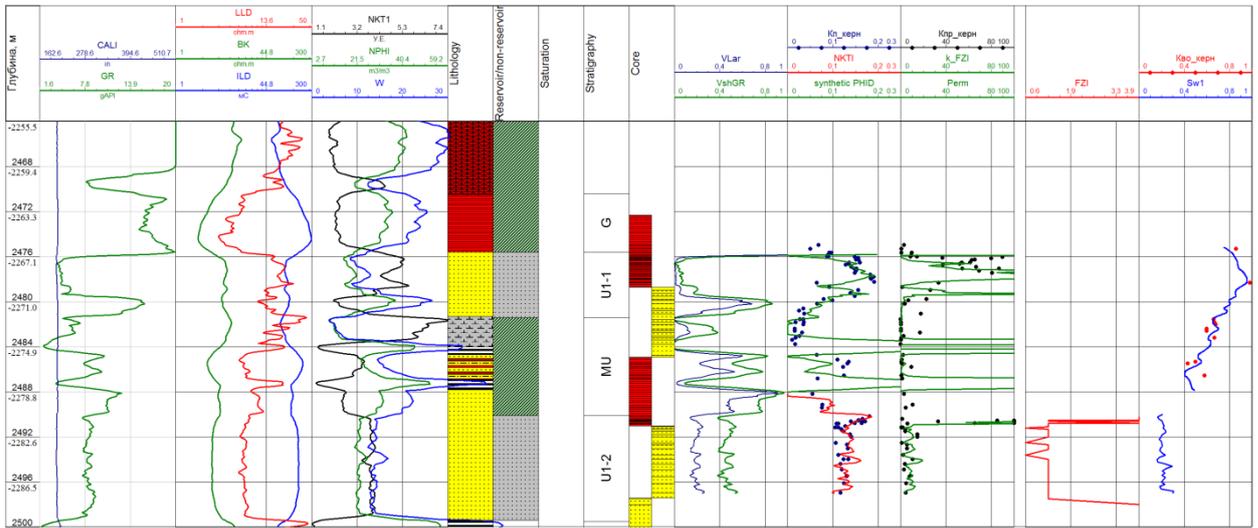


Рисунок 5.9- планшет скважины №11 (зона 2)

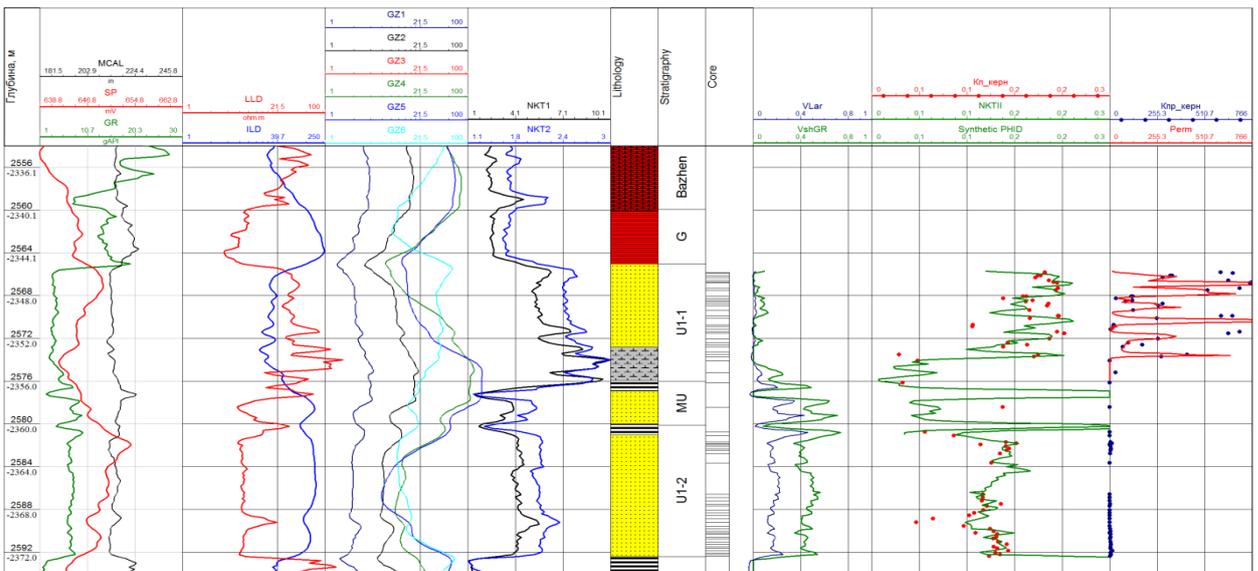


Рисунок 5.10- планшет скважины №12 (зона 2)

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ПЛАНШЕТЫ СКВАЖИН

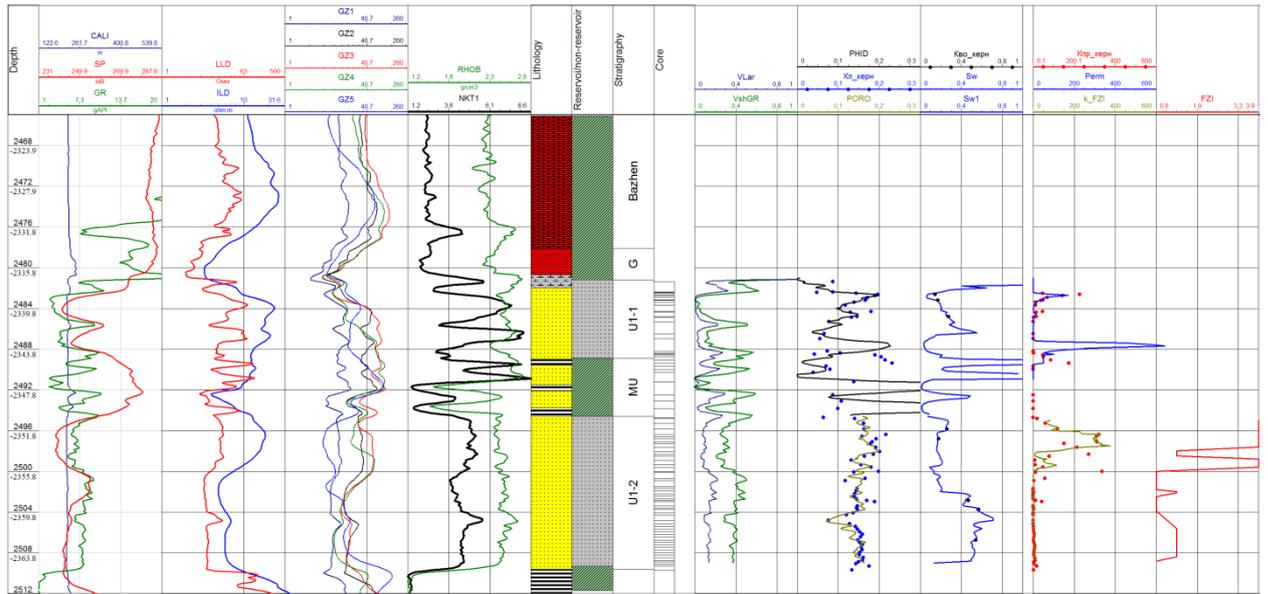


Рисунок 5.11- планшет скважины №14 (зона 1)

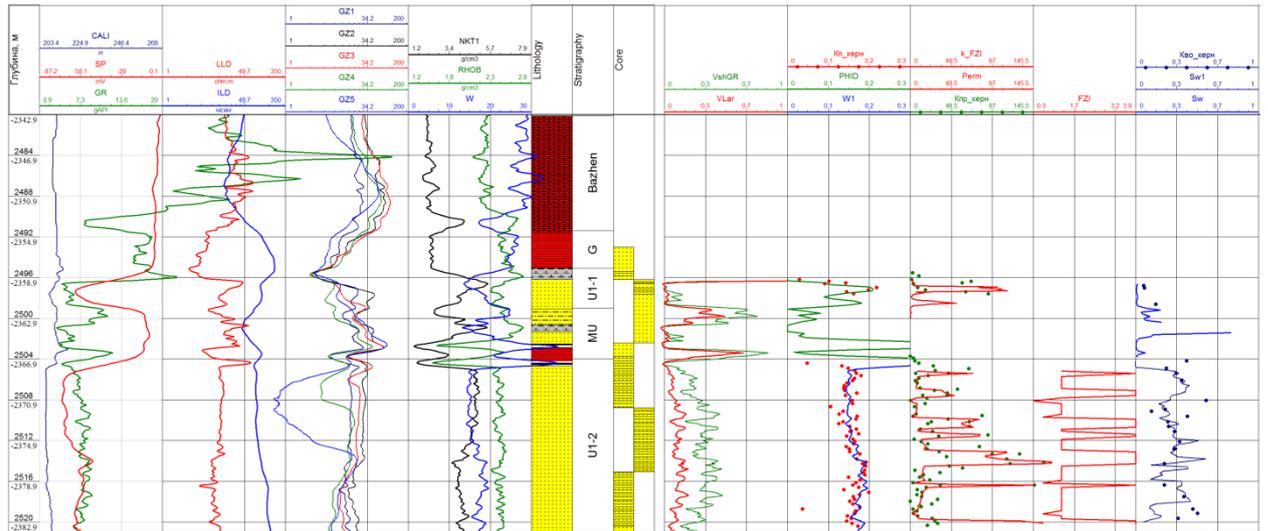


Рисунок 5.12- планшет скважины №16 (зона 1)

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ПЛАНШЕТЫ СКВАЖИН

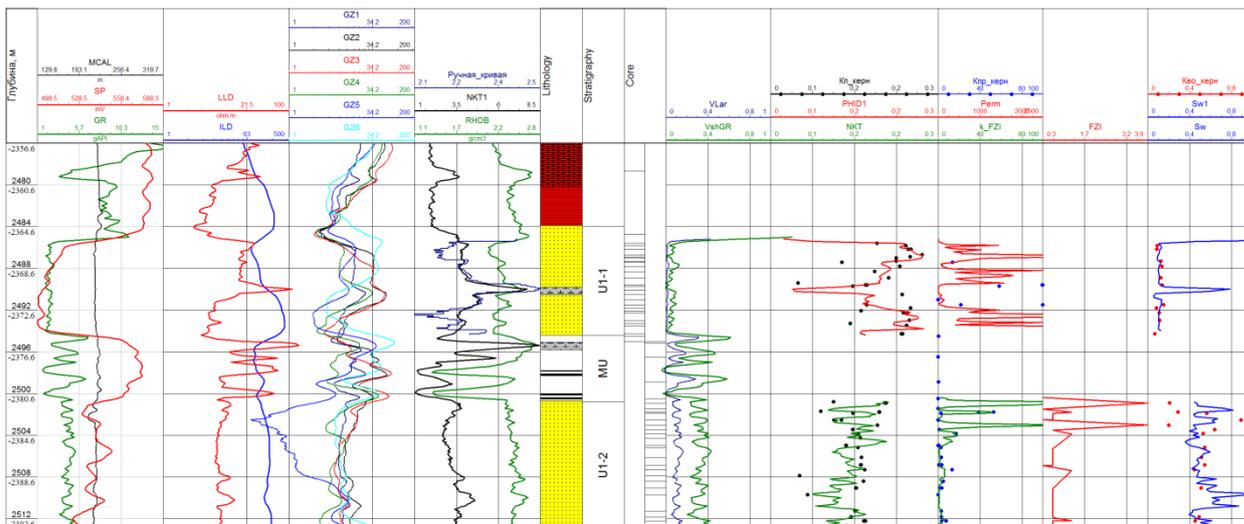


Рисунок 5.13- планшет скважины №17 (зона 2)

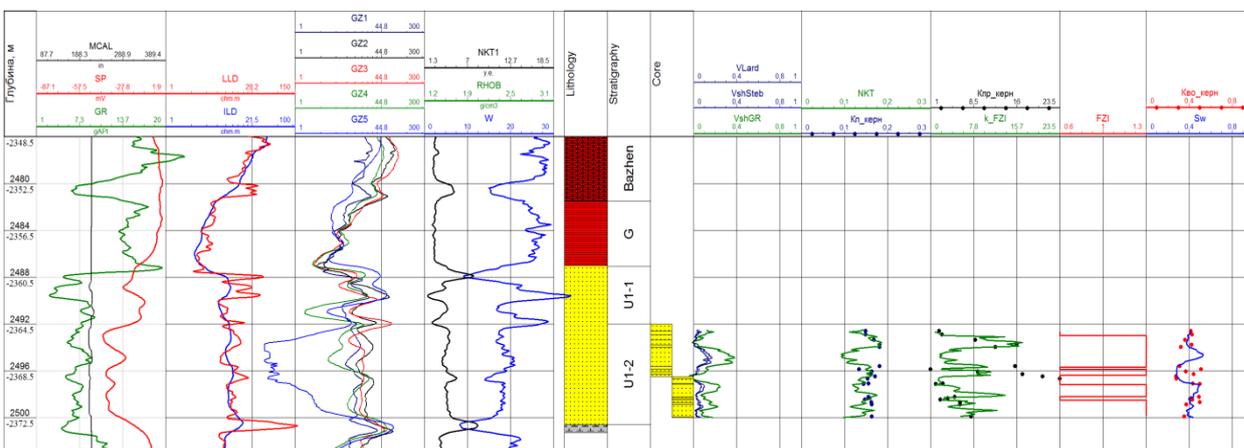


Рисунок 5.14- планшет скважины №18 (зона 2)