

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

Школа ИШПР

Направление подготовки 21.4.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Статистический подход к оценки геологической неоднородности терригенных коллекторов на примере Крапивинского месторождения.

УДК 552.578.2.061.4.08(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Гесь Глеб Андреевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Чернова О.С.	к.г.-м.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018 г.

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Гесь Глебу Андреевичу

Тема работы:

Статистический подход к оценки геологической неоднородности терригенных коллекторов на примере Крапивинского месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.08.2018 №7260/с

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>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.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Результаты интерпретации ГИС 2. Описание керна 3. Результаты лабораторных исследований керна
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ литературных источников 2. Анализ неоднородности коллекторов 3. Анализ макронеоднородности на основе кривых Лоренца 4. Анализ макро-, макронеоднородности на основе метода гидравлических единиц потока 5. Оценка распределения неоднородности по месторождению
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта работ 2. Карта нефтенасыщенных толщин 3. График зависимости проницаемости от пористости 4. График зависимости индекса качества коллектора

	<p>от пористости</p> <p>5. График частотной функции распределения F_{zi}.</p> <p>6. График накопленной функции вероятности распределения F_{zi}</p> <p>7. Функция зависимости R_{qi} от F_{zi}</p> <p>8. Разделение единиц потока на графики зависимости R_{qi} от Φz.</p> <p>9. График зависимости проницаемости от пористости для отдельных гидравлических единиц</p> <p>10. График зависимости проницаемости, рассчитанной по единицам потока от проницаемости по керну</p> <p>11. График зависимости предсказанных значений F_{zi} от рассчитанных по кернавым данным</p> <p>12. Карта распределения фациальных обстановок месторождения</p> <p>13. Кривые Лоренца</p> <p>14. Расположение рассматриваемых скважин карте распределения фациальных обстановок</p> <p>15. Корреляционные панели</p> <p>16. Основные требования к рабочему месту</p> <p>17. Дисконтированный денежный поток</p> <p>18. Номинальный и дисконтированный денежный поток</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	Меркулов В.П.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	26.06.2018
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С.	к.Г.-м.н.		27.06.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Гесь Г.А		27.06.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Гесь Глебу Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	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>	Оценка затрат на разработку нефтяного месторождения «А» в соответствии с объемными технологическими показателями вариантов разработки
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	1. Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 19.12.2016

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности разработки месторождения «А» по различным вариантам
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Составление геолого-технологических мероприятий различных вариантов разработки месторождения «А»
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет капитальных и текущих затрат
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Технико-экономическое обоснование вариантов разработки и выбор оптимального

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Карта сегментирования рынка услуг по разработке Интернет-ресурсов
- Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом тыс. рублей
- Номинальные и дисконтированные денежные потоки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.06.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		27.06.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Гесь Г.А.		27.06.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Гесь Глебу Андреевичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места и оборудования (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p>	<p>Вся работа выполняется на персональном компьютере, в просторном помещении, имеющим доступ естественного солнечного света и с проведенным искусственным освещением</p>
<p>2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме:</i></p>	<p>ГОСТ Р ИСО 26000-2012</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1 <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p>	<p>1 Анализ вредных факторов –Повышенный уровень шума на рабочем месте; –недостаточная освещенность рабочей зоны; –отклонение показателей микроклимата в помещении - психофизиологические факторы</p>
<p>2 <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p>	<p>1.Электробезопасность</p>
<p>3. <i>Охрана окружающей среды</i></p>	<p>1. Анализ воздействия на окружающую среду: -охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения; - охрана атмосферы; - охрана земельных ресурсов.</p>
<p>4. <i>Защита в чрезвычайных ситуациях</i></p>	<p>В данном разделе рассматривается наиболее вероятная чрезвычайная ситуация</p>
<p>5. <i>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p>	<p>В данном разделе учитываются необходимые нормы и требования законов Российской Федерации</p>

Перечень графического материала:

<p><i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i></p>	<p>1. Основные требования к рабочему месту</p>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.06.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		27.06.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Гесь Глеб Андреевич		27.06.2018

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения Весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

Магистерской диссертации

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

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

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2018	Общие сведения и геолого-физическая характеристика месторождения	10
15.03.2018	Оценка геологической неоднородности коллектора	25
01.04.2018	Применение методов геостатистики	25
30.04.2018	Анализ полученных результатов	25
05.05.2018	Финансовый менеджмент	5
10.05.2018	Социальная ответственность	5
15.05.2018	Приложение на иностранном языке	5

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

Запланированные результаты обучения

Код	Результат обучения*
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и об-служивать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Предлагает процедуры анализа и оценки геологических объектов по данным геолого-геофизической изученности и скважинных исследований в целях разработки программы исследований и технологических мероприятий для конкретного типа месторождений углеводородов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов при построении геолого-геофизических моделей; материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 119 страниц, 40 рисунков, 29 таблицы, 20 источников и 1 приложения.

Ключевые слова: НЕОДНОРОДНОСТЬ, ТЕРРИГЕННЫЙ КОЛЛЕКТОР, КРИВЫЕ ЛОРЕНЦА, ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЕДИНИЦЫ ПОТОКА, ОЦЕНКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ

Объектом исследования является продуктивный пласт Ю₁³ нефтяного месторождения «К», расположенного в пределах юго-восточной части Западно Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Цель работы – Оценить неоднородность терригенного коллектора с помощью методов геостатистики.

Были изучены методы геостатистики способные более точно оценить состояние неоднородности в коллекторах. Был применен метод гидравлических единиц потока для выявления групп пород, обладавших отличными от других групп фильтрационно-емкостными свойствами. Произведена оценка свойств полученных групп и их распределение по площади месторождения. Также были построены и проанализированы кривые Лоренца, проведено распределение показаний кривых по фациальным обстановкам.

Область применения: оптимизация разработки терригенных коллекторов нефтяного месторождения «К».

Экономическая эффективность/значимость работы связана с экономической оценкой вариантов разработки с целью оценки возможного прироста в добычи.

В будущем планируется переоценка системы разработки и интенсификации добычи на месторождении.

Теоретической и практической значимостью работы является более точное изучение геологической неоднородности с целью повышения эффективности дальнейшей разработки месторождения.

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Микронеоднородность – это изменчивость коллекторских свойств среды (пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, а также фациально – литологических свойств, таких как глинистость, карбонатность, степень цементации, гранулометрический и минеральный состав зерен, структура порового пространства).

Макронеоднородность – это пространственное распределение коллекторов и не коллекторов внутри продуктивного горизонта.

Гидравлическая единица коллектора – это «представительный элементарный объем породы внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от других пород»

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГК – гамма-каротаж;

ПС – каротаж самопроизвольной поляризации

ПЗ – потенциал зонд

ИК – индукционный каротаж

БК – боковой каротаж

ГЗ – градиент зонд

НК – нейтронный каротаж

АК – акустический каротаж

HFU – гидравлические единицы потока

FZI – индикатор гидравлических единиц

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

ТЭО – технико-экономическое обоснование;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЧД – чистый доход;

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	15
1.1 Геологическая неоднородность	15
1.2 Методики оценки неоднородности пласта	17
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЕ И ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	23
2.1 Тектоника.....	24
2.2 Стратиграфия.....	24
2.3 Литолого-фациальная характеристика верхнеюрских отложений	25
2.4 Нефтеносность.....	36
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ	41
3.1 Исходные данные.....	41
3.2 Определение числа гидравлических единиц потока на основе керновых данных	42
3.3 Характеристика выделенных гидравлических единиц потока	51
3.4 Предсказание гидравлических единиц потока по данным каротажа в скважинах без отбора керна.....	55
3.5 Анализ модифицированных кривых Лоренца	57
3.6 Анализ простираия гидравлических единиц потока.....	70
4 Финансовый менеджмент.....	77
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	77
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	83
4.3 Определение трудоемкости выполнения работ.....	84
4.4 Разработка графика проведения научного исследования.....	84
4.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	85
4.6 Основная заработная плата исполнителей темы	85
4.7 Расчет срока окупаемости проекта	88
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	91

5.1 Анализ вредных факторов.....	92
5.2 Анализ опасных факторов.....	98
5.3 Охрана окружающей среды	101
5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	105
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	108
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	109
Приложение А	111

ВВЕДЕНИЕ

Эффективность разработки нефтяного месторождения, прежде всего, определяется правильно спланированным планом разработки.

Поспешные выводы, нехватка информации, недооцененность свойств коллектора, и как следствие принятие неверных решений при планировании системы разработки месторождения приводит к неполной выработке запасов углеводородов.

Опорными факторами при создании эффективной системы разработки нефтяного месторождения являются его строение, форма, положения в пространстве и распределение фильтрационно-емкостных свойств внутри коллектора и т.д.

Все выше перечисленные факторы могут быть объединены в единое понятие «геологическая неоднородность». Детальное изучение неоднородности пласта позволяет инженеру корректно спланировать систему разработки объекта.

Исходя из степени геологической неоднородности принимаются решения о системе размещения скважин, виде системы поддержания пластового давления моделируется фронт продвижения воды при заводнении и оценивается время прорыва воды и т.д.

Актуальность данной работы заключается в проблеме не эффективной добыча запасов углеводородов месторождения «К» в связи с значительной геологической неоднородностью верхнеюрских отложений.

Цель работы заключалась в оценке степени геологической неоднородности коллектора методом гидравлических единиц потока предсказание распространения геологической неоднородности с помощью одного из методов машинного обучения.

Объектом исследования являются песчаные отложения горизонта Ю₁³ в виду своей сложности строения и распределения свойств.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Геологическая неоднородность

Геологическая неоднородность складывается из основных характеристик нефтяного резервуара таких как его строение, наличие, расположение, гидродинамическая связанность, наличие и характер глинистых микробарьеров внутри порового пространства, распределение фильтрационно-ёмкостных свойств в разрезе и по площади объекта.

В геологии неоднородность нефтяного резервуара разделяют на два основных уровня это макронеоднородность и микронеоднородность. Такое деление позволяет разграничить свойства резервуара по степени их влияния на его состояние. На уровне макронеоднородности оцениваются изменчивость характеристик самого пласта, его форма, распространённость, прерывистость по площади и в разрезе. Основными параметрами из которых складывается оценка и анализ макронеоднородности являются:

Коэффициент песчанности выражается отношением, показывающим соотношение пород коллекторов и не коллекторов в общем объеме объекта разработки (пласта).

Прерывистость пласта описывается не постоянностью его распространения что может быть обусловлено выклиниванием пласта или его замещением непроницаемыми породами. Как следствие пласт может быть представлен множеством разных по геометрическим размерам песчаных тел. Прерывистость пласта разделяется на вертикальную и горизонтальную, характер непостоянности пласта оказывает значительное влияние на проект разработки месторождения и стратегию поддержания пластового давления.

Коэффициент расчлененности определяется для всей залежи и вычисляется как отношение суммы числа прослоев коллекторов по всем скважинам к общему числу скважин, вскрывших коллектор. Расчлененность на

разобщенные пласты и прослой сказывается на охвате пласта воздействием и является определяющим фактором при выделении эксплуатационных объектов.

Комплексный анализ выше перечисленных показателей, позволяет представить картину о макронеоднородности разреза. Чем меньше коэффициент песчаности и больше коэффициент расчлененности, тем выше макронеоднородность объекта.

Формирование макронеоднородности диктуется изменяющимися во времени условиями седиментации, которые в свою очередь обусловлены изменением скорости тектонических движений, климатическими условиями и т.п., которые приводят к изменению состава и структуры горных пород в разрезе, чередованию слоев различного состава и толщины.

Для сравнительной оценки степени геологической неоднородности пластов, кроме уже известных коэффициентов относительной песчаности, расчлененности и прерывистости, относятся коэффициент распространения, а также коэффициент М.О.Лоренца и коэффициент неоднородности, предложенный Р.Л.Поласеком и М.Ф.Хатчинсоном.

Наибольшему воздействию макронеоднородности подвержен коэффициент охвата пласта, что обязательно должно быть учтено при создании плана разработки. Плохие показатели макронеоднородности, влекут за собой ряд неопределенностей, связанных с наличием коллектора в межскважинном пространстве и гидродинамической связи между зонами нагнетания, и отбора.

В нефтегазопромысловой геологии наиболее важное значение имеет неоднородность по фильтрационно-емкостным свойствам, прежде всего по проницаемости, поскольку она определяет соотношение притоков нефти и газа к забоям скважин. В геологии изменчивость фильтрационно-емкостных свойств выводится на уровень макронеоднородности.

На этом уровне осуществляется оценка и анализ изменчивости свойств породы коллектора связанной с изменением внутренней микроструктуры, то есть отражает неоднородность пористой среды за счет структурных, текстурных и других особенностей локальных участков породы

(гранулометрический состав, минеральный состав зерен, карбонатность, глинистость, степень цементации и др.).

1.2 Методики оценки неоднородности пласта

В настоящей работе для количественной оценки перечисленных видов неоднородности пластов использованы статистические методы, а именно метод «гидравлических единиц потока» и модифицированные кривые Лоренца.

Коэффициент Лоренца. Коэффициент Лоренца определяется как удельная площадь на участке кривой Лоренца, это график, который включает взаимосвязь между пористостью полученной из образцов керна (\emptyset) и проницаемостью (k) в виде доли от общей пористости и проницаемости коллектора. Для создания кривой Лоренца необходимо упорядочить керновые данные (пористость и проницаемость) в порядке убывания k/\emptyset и вычислить парциальные суммы

$$F_j = \frac{\sum_{j=1}^j k_j h_j}{\sum_{i=1}^i k_i h_i}, \quad (1.1)$$

$$C_j = \frac{\sum_{j=1}^j \emptyset_j h_j}{\sum_{i=1}^i \emptyset_i h_i} \quad (1.2)$$

где $0 \leq J \leq I$ и есть точки данных. Ось F_j (известна как пропускная способность т.е. проницаемость) относительно с C_j (вместимостью порового пространства) на линейном участке (Рисунок 1.1.). Коэффициент Лоренца L_c вычисляется из затененной области и изменяется от 0 до 1. Однородность выражается на этом участке диагональю ($L_c = 0$).

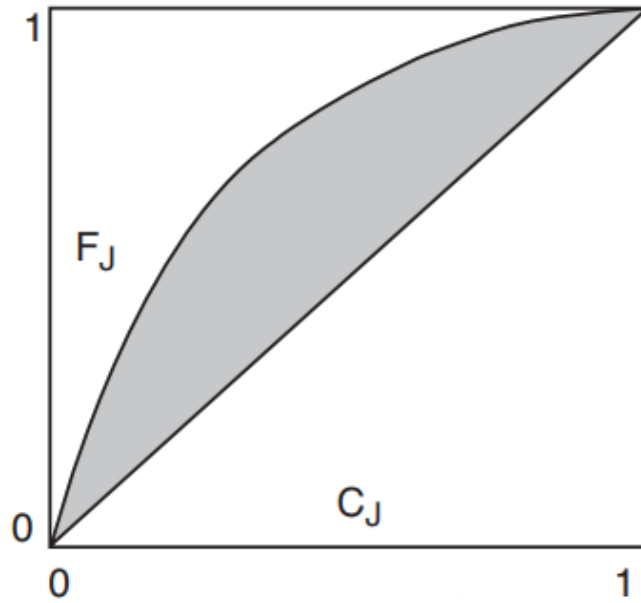


Рисунок 1.1 – Пример кривой Лоренца

Модификация участка Лоренца заключается в построении данных с их естественным упорядочением. Модифицированный график Лоренца (Рисунок 1.2.) может затем дать хорошее представление о степени расслоения и изменения свойств в резервуаре. Модифицированный график Лоренца можно сравнить с профилем притока, измеренным во время добычи.

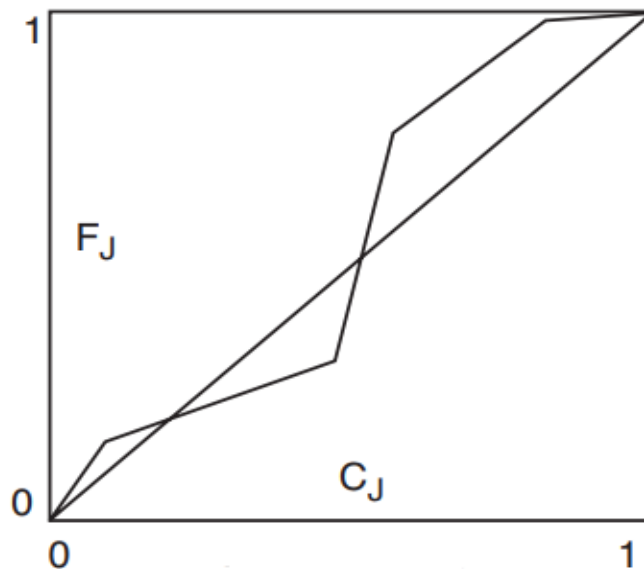


Рисунок 1.2 – Пример модифицированной кривой Лоренца

Гидравлические единицы потока. Согласно исследованиям, Дж. О. Амаэфуэля (Amaefule J.O. et al., 1993) гидравлические единицы потока (HFU) представляются как объем горной породы, в пределах которой фильтрационно-емкостные свойства, влияющие на поток жидкости, являются внутренне согласованными и предсказуемо отличными от свойств других пород [1]. Таким образом, HFU представляет собой зону коллектора, которая является горизонтально и вертикально непрерывной и имеет аналогичные характеристики фильтрационно-емкостных свойств. HFU связаны с распределением геологических фаций, но не обязательно совпадают с границами фаций. Считается, что параметры, которые влияют на поток жидкости, связаны главным образом с геометрическими признаками распределения каналов пор. Геометрия пор контролируется минералогией (тип, местоположение) и текстурой (размер зерна, форма зерна, сортировка, упаковка). Различные комбинации этих свойств могут приводить к различным единицам потока, которые имеют схожие свойства фильтрации флюидов. Таким образом, HFU может включать несколько типов фаций горных пород, в зависимости от их текстуры осадения и минералогического состава.

Если предположить, что пористая среда представлена пучком прямых капиллярных трубок то следующее выражение для проницаемости горных пород получается путем объединения закона Дарси для потока в пористых средах и закона Пуазейля для потока в трубках тока:

$$k = \frac{r^2}{8} \phi_e; \quad (1.3)$$

Это простая, но очень важная взаимосвязь, поскольку она показывает, что фактор, который связывает проницаемость и пористости, зависит от характеристики пор - в частности, радиуса канала пор. Более реалистичной моделью для пористой среды является та, где связанная структура пор не является прямой. Козени, и позднее Козени-Карман, добавили коэффициент извилистости (τ) и использовали средний радиус пор, определенный в уравнении 1.3, где средний радиус пор определяется как отношение площади

поперечного сечения и увлажненного периметра. Обобщенное соотношение Козени-Кармана для проницаемости дается:

$$k = \left[\frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \right] * \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2}, \quad (1.4)$$

где k это μm^2 , а ϕ_e - фракционный объем. Произведение $F_s \tau^2$ известен как постоянная Козени, которая обычно варьируется от 5 до 100 для большинства пород коллекторов. Параметр S_{gv}^2 в μm^{-1} и представляет собой площадь поверхности на единицу объема зерна. Произведение $F_s \tau^2 S_{gv}^2$ является функцией геологических характеристик пористых сред и изменяется с изменениями в геометрии поры. Определение и распознавание произведения $F_s \tau^2 S_{gv}^2$ является ключевой точкой метода классификации HFU.

Изменчивость константы Козени может быть решена следующим образом. Разделив обе части уравнения 1.3 на пористость (ϕ_e) затем результат обеих стороны возвести в корень квадратный:

$$0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} = \left[\frac{\phi_e}{1-\phi_e} \right] * \frac{1}{\sqrt{F_s \tau^2 S_{gv}^2}}, \quad (1.5)$$

где значение 0,0314 константа и является коэффициентом перевода из μm^2 в md .

Теперь становится возможным определить «Индикатор зоны потока» (Flow Zone Indicator, FZI или Fzi) через формулу:

$$F_{zi} = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau^2 S_{gv}^2}}, \quad (1.6)$$

и индекс сложности коллектора (R_{qi} or I_{rq}):

$$R_{qi} = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}}, \quad (1.7)$$

Значение нормализованной пористости (ϕ_z) определяется как:

$$\phi_z = \left(\frac{\phi_z}{1-\phi_z} \right), \quad (1.8)$$

Подставив уравнения 1.6 – 1.8 в уравнение 1.5, мы получаем:

$$R_{qi} = \phi_z F_{zi}, \quad (1.9)$$

При возведении в логарифм обеих частей уравнения 1.9 мы получаем:

$$\text{Log}(R_{qi}) = \text{Log}(\Phi_z) * \text{Log}(F_{zi}), \quad (1.10)$$

В идеальном случае на логарифмическом графике ($R_{qi}; \Phi_z$) все образцы с уникальными значениями F_{zi} будут лежать на прямой с единичным наклоном, а данные со значительно отличающимися значениями F_{zi} будут лежать на другом параллельном, единичном наклоне. Образцы, которые лежат на одной и той же прямой, имеют сходные характеристики каналов пор и, следовательно, представляют собой уникальную гидравлическую единицу (HFU). Каждая прямая является самостоятельной гидравлической единицей потока, а пересечение этой линии с $\Phi_z = 1$ является средним значением F_{zi} для этой единицы потока[1].

Основная идея классификационного подхода гидравлических единиц потока состоит в том, чтобы идентифицировать группы данных, которые образуют наклонные прямые на логарифмическом графике R_{qi} от Φ_z . Затем проницаемость конкретной точки образца рассчитывается с использованием среднего значения F_{zi} для этой единицы потока и соответствующей ей пористости образца. Руководящее отношение для этого процесса представлено формулой:

$$k = 1014F_{zi}^2 \left(\frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \right); \quad (1.11)$$

Геологическое значение индикатора гидравлических единиц FZI.

«Индикатор гидравлических единиц (FZI) является уникальной характеристикой пористой среды, включающей геологические атрибуты текстуры и минералогии породы и позволяет выделить выраженные «геометрические фации» - гидравлические единицы» [1].

Экспериментальные данные подтверждают связь FZI с геометрией порового пространства - медианным радиусом (по капиллярметрии) и удельной поверхностью (по десорбции аргона). Как и ожидалось, FZI увеличивается с ростом среднего радиуса пор и уменьшением удельной поверхности. Аналогично FZI связан с гранулометрическим составом породы,

увеличение значения FZI характеризует рост среднего размера зерен и снижение содержания мелкой фракции частиц.

Изменение минералогического состава матрицы и цемента пород закономерно отражается на величине FZI. Увеличение FZI характеризует изменение пропорции состава матрицы в сторону увеличения содержания кварца и снижения доли полевых шпатов. При общей тенденции к снижению содержания глинистого цемента с увеличением FZI, наблюдается характерное изменение типа глин от гидрослюдистого к каолинитовому. По сравнению с каолинитом гидрослюды имеют более развитую поверхность и сильно набухают в воде, тогда как каолинит в нефтеносных породах, как правило, гидрофобизирован и не смачивается водой. Кроме того, гидрослюдистые минералы имеют хрупкую структуру, и течение жидкости в породе может приводить к разрушению и миграции глинистых частиц, блокирующих поровые каналы.

Взаимосвязь FZI и минералогического состава, определяет корреляцию FZI и литологических типов каротажа. В частности, замещение полевых шпатов и гидрослюды, содержащих изотопы калия, кварцем и нерадиоактивным каолинитом, приводит к обратной зависимости FZI от естественной радиоактивности пород, что лабораторными измерениями радиоактивности керну и данными гамма-каротажа в открытом стволе.

2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЕ И ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Нефтяное месторождение «К» расположено в юго-восточной части Томской области и частично на территории Омской области. Близлежащие месторождения такие как Западно-Моисеевское, Игольско-Таловое нефтяное месторождение, Двуреченское, Лесмуровское разрабатываются ОАО «Томскнефть» (Рисунок 2.1.).



Рисунок 2.1 – Обзорная карта района работ

Одноименное локальное поднятие, как наиболее крупная структура южной части Каймысовского свода, было выявлено и подготовлено под глубокое бурение в 1967-68 гг. сейсморазведочными работами, проводимыми силами Томского геофизического треста.

Поисковое бурение на площади начато Западной нефтеразведочной экспедицией в 1969 г. Скважины первооткрывательницы, согласно

антиклинальной теории, были заложены в наиболее приподнятой присводовой части структуры. Результаты поискового бурения оказались низко результативными. Выявленные песчаные пласты горизонта Ю-I дали низкодебитные, непромышленные притоки нефти с пластовой водой (пласт Ю₁³) и безводной нефти (пласт Ю₁²). Пласт, вскрытый в разрезе скважиной X по данным ГИС был оценен как водонасыщенный.

2.1 Тектоника

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

2.2 Стратиграфия

Нефтегазоносные резервуары месторождения «К» представлены верхнеюрскими отложениями, в которых можно идентифицировать: васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты.

Баженовская свита, от 20 до 30 метров толщиной, действует как нефтиматеринская порода для верхнеюрских отложений и региональная покровка для залежей нефти и газа.

Васюганская свита в связи с особенностями ее литологического строения может быть разделена нижневасюганский подтип (в основном глины) и песчано-глинистый горизонт Ю-1. Считается, что он образовался во время

трансгрессивно-регрессивного периода седиментации, что позволяет выделить внутри горизонта три толщи:

- подугольную (песчано-алевритовые, мелководно морские регрессивные отложения);
- межугольную (отложения прибрежно-континентальные, трансгрессивно-регрессивные, преимущественно глинистые);
- надугольную (отложения преимущественно алевритовые, прибрежно-морские, трансгрессивные).

Благодаря детальному анализу керна, В.Б. Белозёров, А.А. Посысоев, А.В. Разин, С.А. Чернов смогли рассчитать эффективную нефтенасыщенную зону участка «К». Песчаные образования Ю₁⁴ и Ю₁³ горизонта расположенные в подугольной толще, датируются соответственно келловей-оксфордским и нижнеоксфордским возрастом. Отложениями межугольной толщи имеют среднеоксфордский возраст, песчаные резервуары отложений Ю₁¹ надугольной толщи датированы верхнеоксфордскими спорово-пыльцевыми спектрами.

2.3 Литолого-фациальная характеристика верхнеюрских отложений

Отложения васюганской свиты представлены в районе Крапивинской площади не в полном объеме. Подугольная толща условно делится на два песчаных пласта Ю₁³ и Ю₁⁴. Но в большинстве разрезов пласт Ю₁⁴ полностью замещен глинистыми породами нижневасюганской подсвиты. Алевритоглинистые породы нижней переходной части пласта Ю₁³ содержат спорово-пыльцевые комплексы и комплексы микрофауны, свидетельствующие о принадлежности данных отложений к среднему-верхнему келловей – возрасту, характеризующему пласт Ю₁⁴.

В надугольной толще в разрезах всех скважин присутствует только один пласт, который условно носит название Ю₁¹⁺². По данным биостратиграфической корреляции отложения, выделяемые как комплекс

Ю₁¹⁺², а зачастую просто как пласт Ю₁² содержат фаунистические остатки аммонитов, фораминифер, позволяющие датировать его возраст поздним оксфордом.

Пласт Ю₁² на территории месторождения «К» отсутствует, что хорошо объясняется данными региональной геологии. Следовательно, на территории Крапивинской структуры васюганская свита представлена следующими хроностратиграфическими подразделениями: нижневасюганская подсвита среднекелловейского возраста; пласт Ю₁⁴ – верхний келловей; пласт Ю₁³ – ранний оксфорд; межугольная толща – средний оксфорд; пласт Ю₁² – отсутствует, выклинивается на этой части Каймысовского свода; пласт Ю₁¹, имеющий позднеоксфордский возраст. Наиболее выдержанными подразделениями являются пласты Ю₁³, Ю₁¹ и глинисто-аргиллитовая пачка их разделяющая.

Литолого-фациальная характеристика отложений нижневасюганской подсвиты. Согласно исследованиям О.С. Черновой, А.В. Клименко территория исследования по схеме фациального районирования верхнеюрских отложений входит вместе с северо-западной частью Нюрольской впадины в состав Нюрольско-Колтогорской фациальной зоны.

В конце батского и на протяжении келловей-оксфордского веков на рассматриваемой территории существовал мелководный морской бассейн с постоянно меняющейся береговой линией. Накопление продуктивных верхнеюрских пластов было обусловлено седиментацией терригенного материала, поступающего с сопредельной суши. Неровности морского дна и его тектоническая нестабильность, подводные отмели, волнения и течения, колебания уровня моря обусловили повсеместное накопление сложно построенных полифациальных отложений верхней юры.

Располагаясь в прибрежной части мелководного моря, охватывая прилегающие к часто меняющейся свое положение береговой линии участки суши комплекс прибрежно-морских вдольбереговых и склоновых фаций

включал весьма разнообразные обстановки и отложения. Существующее многообразие фаций предопределило формирование местных стратиграфических подразделений.

Формирование отложений, выделяемых, в объеме нижневасюганской подсвиты, происходило во второй половине позднего бата и нижнего келловоя в условиях неглубокого морского бассейна нормальной солености, со стеногалинной фауной.

Бассейн представлял собой типичное эпиконтинентальное, мелководное море, имеющее характерные фациальные комплексы, резко отличные от комплексов мелководных «эвгеосинклинальных» морей.

На большей части рассматриваемой территории (Крапивинское месторождение) шло накопление глинистых и алевроитовых осадков с горизонтальной и пологоволнистой слоистостью. Эти участки бассейна выделены как зона малоподвижного мелководья. С суши в бассейн поступал терригенный материал. Часть его отлагалась в прибрежной зоне, другая разносилась по площади акватории.

Наиболее интенсивное влияние прибрежные волнения имели в зоне сублиторали. Здесь происходило накопление песчаников фации песчано-алевритовых осадков зоны подвижного мелководья, выраженных в литологическом плане песчаниками мелкозернистыми и алевролитами крупнозернистыми со слоистостью сложного типа, нарушенной волновой деятельностью морского бассейна, со следами жизнедеятельности донных организмов.

К востоку, в сторону Нюрольской впадины, существовали более глубоководные обстановки с накоплением глинисто-аргиллитовых толщ, охарактеризованных морской фауной

Во всех изученных разрезах отложения, выделенные, в объеме нижневасюганской подсвиты, представлены четырьмя основными типами осадочных пород: аргиллитами, глинами, алевролитами и песчаниками. Среди них наиболее широко распространены аргиллиты и глинисто-алевритовые

породы с попеременным увеличением доли глинистого и песчанистого материала. Аргиллиты встречаются редко.

Отложения подсвиты, вскрыты всеми скважинами, пробуренными на месторождении, но охарактеризованы керном только в нескольких. В связи с малой представительностью керна материала, приводится обобщенная характеристика отложений [2].

По данным Г.Н. Перозио (1988, 1991), породы подсвиты имеют следующий литолого-петрографический состав. Практически во всех скважинах, кровельная часть нижневасюганской подсвиты, представлена аргиллитами с ленточными или линзовидными слоями алевролитов, и тонким линзовидно-ленточным переслаиванием аргиллитов и разномерных алевролитов. Отдельными прослоями отмечено наличие песчаника серого мелкозернистого, алевролитового, полевошпато-кварцево-грауваккового. Алевро-псаммитовая структура, которого обусловлена размером зерен от 0,08 до 0,20мм, где алевролитовая фракция составляет 10-15%.

Форма обломков изометричная и удлиненная (0,15-0,40мм) угловатая, полуокатанная, призматическая и таблитчатая. Скелетная часть состоит из кварца (53,1%), полевых шпатов (11,2%), обломков пород (35,7%); микрокварцитов, кремней, кварцево-серицито-хлоритовых сланцев, редких порфиритов и гранитоидов. Послойно порода обогащена биотитом (до 8%), который расщеплен и замещен хлоритом, гидрослюдой, тонкодисперсным сидеритом или только последним (7,5%). Цемент сложен вторичными минералами: пленочной гидрослюдой (1-2%), поровым каолинитом (1,8%), регенерационным кварцем (3-4%), кое-где поровым карбонатом (1,8%). Отмечены разнообразные преобразования: расщепление биотита и его замещение хлоритом и с сидеритом, спайку кварца, каолинизацию и катаклаз плагиоклазов, пластическую деформацию слюд, сидерита, обломков сланцев. Основную роль играют аргиллиты, переслаивающиеся с алевролитами.

Аргиллиты темно-серые с ленточными или линзовидными слоями алевролитов. По структуре - алевропелитовые; текстура линзовидно- и

ленточно-слоистая. Порода сложена глиной чешуйчато-волокнистой хорошо ориентированной либо без примеси, либо с примесью алевроитового материала от 5 до 25 %; нередко последний образует слойки от 0,1-0,5 до 5-6 мм или линзочки 0,2-0,5 мм, часто сближенные. Алевроитовый материал размером 0,02-0,05 или 0,04-0,10 мм представлен кварцем, полевым шпатом, кремнями, глиной, биотитом. Присутствует тончайший и мелкий обугленный растительный детрит (1-2%). Алевроитовый материал сцементирован пиритом.

Иногда породы обогащены растительным детритом. Растительный детрит бурый, красный и черный в виде пленок толщиной 0,05-0,15 мм сопровождается сыпью кубиков (0,01-0,02 мм) пирита и их скоплениями (до 5%). Послойно порода насыщена преобразованным биотитом (хлорит, сидерит) до 21,4 %.

Алевролиты серые, мелко-крупнозернистые полевошпато-кварцево-граувакковые с редкими слойками, обогащенными глиной и маленьким обугленным растительным детритом. Размер зерен от 0,04 до 0,10 мм, удлинённых до 0,15 мм. В их составе содержание кварца от 42,6 до 45,9, полевых шпатов 16,0-30,1; обломков пород (кремней, микрокварцитов, сланцев, глин) 27,3-41,0%. Цемент разный: либо первично глинистый пленочно-поровый (послойно), либо вторичный, образованный за счет преобразования (разбухания) биотита и его сидеритизации (до 23%); спорадически отмечается поровый каолинит (до 3,9) и регенерационный кварц (до 0,5%).

Литолого-фациальная характеристика отложений пласта Ю₁³. После непродолжительной трансгрессии моря, которая отразилась, в отдельных скважинах, накоплением в кровле пласта Ю₁⁴ маломощного глинистого прослоя, началось формирование песчаных отложений пласта Ю₁³

По сравнению с пластом Ю₁⁴ седиментационная модель пласта Ю₁³, формировавшегося в ранеоксфордское время существенно изменилась. Это было обусловлено дальнейшей регрессией морского бассейна с широким развитием на северо-западных склоновых частях поднятий месторождения «К» песчаников борового типа, а в южной и юго-западной частях обширных

подводных отмелей со специфической биотой. Существенную роль в развитии этих песчаных тел играло обилие песка, доставляемого волновой деятельностью моря и береговыми течениями.

Крупные баровые тела накапливались преимущественно в северо-западных частях поднятий месторождения «К». Они представляют собой наиболее часто встречаемыми аккумулятивные образования прибрежной зоны и имеют овальные, вытянутые очертания.

В условиях регрессирующего морского бассейна перемещение гребня бара происходило вслед за отступающим морем, и зона отложений относительно грубозернистых осадков, формирующихся при высоких гидродинамических уровнях, имела тенденцию перемещаться в сторону моря, перекрывая образовавшиеся ранее более тонкозернистые осадки. Поэтому седиментологическая модель регрессивного бара отражает увеличение активности среды седиментации от низких гидродинамических уровней, характерных для начальных этапов его формирования до высоких и очень высоких - на завершающих этапах образования песчаного тела.

На изучаемой территории пласт Ю₁³ распространен повсеместно и имеет мощность, изменяющуюся от 12 до 22 и свыше метров. В среднем, мощность пласта составляет от 17 до 19 м.

Согласно литолого-фациальным исследованиям, в строении пласта выделено 6 литогенетических типов пород, каждый из которых отвечает определенной фациальной обстановке седиментации. Ниже приводится их краткая характеристика.

I литогенетический тип выделен и описан по керну скважин №14J и 8S. Породы данного типа вскрыты скважинами, пробуренными в северо-западной части Крапивинской площади (район эксплуатационного куста №1) и генетически связаны с отложениями фации регрессивных песков барового типа. Их формирование обусловлено условиями мелководно-морского осадконакопления в зонах активной гидродинамики.

В литологическом плане разрез I литотипа представлен мелко-среднезернистыми массивными однородными песчаниками, замещающимися в кровельной части алевритоглинистой, глинисто-углистой породой, содержащей тонкие прослои угля. По фациальной принадлежности отнесены к фации гребней вдольбереговых регрессивных тел барового типа. Это «сахарные песчаники» - по В.С. Славкину и ритмопачка Ю₁^{3А} – по индексации ТомскНИПИнефть.

В литологическом плане породы I литотипа представлены песчаниками серыми, среднезернистыми, массивными, однородными (без текстур), хорошо отсортированными. Зерна имеют окатанную и полуокатанную форму. Характерно почти полное отсутствие алевритовой фракции, низкое содержание глинистого цемента. Характеризуются очень высокой проницаемостью и аномально низкими значениями ГК. Слабосцементированы. Открытая пористость достигает от 17,6 до 22 %. Проницаемость от 170 до 2484 мДа. Характерны плавающие зерна, контакты касания, слабая степень срастания зерен.

II литогенетический тип выделен в скважинах эксплуатационного куста № 2 (скв. 33Н – 1Z). Отличительными признаками данного типа является увеличение зернистости вверх по разрезу и соответственно улучшение емкостных и фильтрационных свойств при снижении остаточной водонасыщенности. Согласно данным Л.С. Черновой, в структуре порового пространства преобладают поровые каналы больших размеров. По сравнению с породами I литотипа они обладают более низкой проницаемостью, хотя по макропризнакам практически неотличимы.

В литологическом плане песчаники II литотипа средне-мелкозернистые, однородные, массивные по текстуре. Очень редко в основании присутствуют тонкие нитевидные углисто-глинистые прослойки. По сравнению с I типом обладают более значительной примесью алевритового материала и увеличенным содержанием глинистого цемента. Несмотря на сильную литологическую схожесть с песчаниками I типа, отличаются от последних

средней и пониженной проницаемостью, при практически одинаковой пористости. Визуально явных отличий не имеют. Породы среднесцементированы. Открытая пористость от 16 % и выше; проницаемость около 404 МДа, иногда существенно ниже. По фациальному типу отнесены к той же фации (фация гребней вдольбереговых регрессивных тел барового типа), но это песчаное тело было расположено несколько юго-восточнее от скважины. 208-Р, в районе скважин 201-Р, 176, 187. Песчаный материал перераспределялся при большем влиянии волнений и приливов-отливов.

III литогенетический тип разреза выделен по керну скважин 156, 102, 187, 59 и представлен песчаниками мелко-среднезернистыми, характерной чертой которых является наличие послойного нефтенасыщения. Визуально хорошо заметна градационная слоистость - более грубозернистые прослои насыщены нефтью, более мелкозернистые - пустые. Редко присутствуют прерывистые углисто-глинистые прослойки, формирующие волнистую, прерывистую текстуру наслоения. Отнесены данные породы к образованиям склоновых частей баровых систем. Фация песчано-алевритовых отложений склоновых частей баровых систем. Характерны следы жизнедеятельности донных животных. Вероятно, что их распространение следует ожидать в отложениях склоновых частей фации подводных отмелей (валов), расположенных на структурной террасе (район скважин 220-Р, 203-Р, 209-Р).

Песчаники средне-мелкозернистые с преобладающей мелкозернистой фракцией. Среднезернистая достигает от 20 до 40 %, алевритистой части не более 10 %. Увеличивается содержание каолинистого цемента. Прослоями глинистый цемент замещается кальцитовым.

IV литогенетический тип разреза занимает обширную территорию в районе скважин 220-Р, 218-Р, 200-Р. Отличается более низкой продуктивностью, по сравнению с I и II литогенетическими типами и меньшей литологической изменчивостью по площади. Выделен и описан по разрезу скважин 220-Р и 223-Р, расположенных на Западно-Крапивинской структурной террасе. В литологическом плане представлен песчаниками мелкозернистыми и

алевролитами разнозернистыми с прослоями глинисто-углистого детрита. Пористость от 15 до 19 %, проницаемость до 90 мД.

В фациальном плане отложения данного типа отнесены к фации подводных отмелей (валов) келловей оксфордского моря. Четко делятся на два типа: тип МПО-1 песчаники мелкозернистые, реже с прослоями среднезернистых и крупнозернистые алевролиты, однородные, массивные с неясной беспорядочной слоистостью (нечетко выраженной), редко со слоистостью горизонтального типа, с остатками фауны *Dentalium*, *Scaphopoda* и *Meleagrinea*. Песчаники слабглинистые. Содержание зерен кварца составляет от 25 до 35 %. Сортировка обломков плохая и средняя.

Песчаники выделенных типов МПО-1 и МПО-2 пласта Ю₁³⁻⁴ IV литотипа отличаются по литологическому составу, гранулометрии и петрофизическим свойствам. Песчаники типа МПО-2 представлены полевошпатокарбонатными и кварц-полевошпатовыми граувакками. Вверх по разрезу отмечается увеличение в составе песчаников обломков кварца и смена их литологического состава от полевошпатокарбонатных граувакк, через граувакко-аркозы до мезомиктовых кварцевых с максимальным содержанием кварца до 67%. в породах типа МПО-1. В этом же направлении устанавливается постепенное уменьшение в составе песчаников аллотигенных полевых шпатов, представленных ортоклазом, олигоклазом и в меньшей степени микроклином. Среди обломков пород можно выделить две группы: пластичные обломки – аргиллиты, глинистые сланцы, слюдистые сланцы, редкие метаандезиты и жесткие – силициты кварц-халцедоновые, кварциты, микропегматиты, соотношения между которыми заметно изменяются. Аллотигенные акцессорные минералы представлены турмалином, цирконом, реже сфеном. Цемент поровый, пленочно-поровый каолинитового и гидрослюдисто-каолинитового состава.

Гранулометрические характеристики песчаников выделенных горизонтов также заметно отличаются. В типе МПО-2 зафиксировано резкое преобладание тонко-мелкозернистого псаммитового материала. В типе МПО-1

отмечается накопление среднезернистой фракции, соотношение которой с мелкозернистой составляющей более устойчивое в нижней части. Различия песчаников выделенных горизонтов хорошо устанавливается по величине средневзвешенного диаметра песчинок (M_d) и коэффициенту сортировки (S_o).

Песчано-алевритовые разности типа МПО-2 характеризуются самыми низкими значениями M_d и незначительным изменением S_o , отражающим лучшую сортированность материала в низах разреза. В залегающих выше песчаниках типа МПО-1 устанавливается увеличение значений M_d и скачкообразное изменение коэффициента сортировки. Использование генетической диаграммы Л.Б. Рухина, позволяет отнести мелко-тонкозернистые песчаники типа МПО-2 к фации морских донных осадков, накапливающихся при слабых колебательных движениях воды. Мелко-среднезернистые и средне-мелкозернистые песчаники типа МПО-1 характерны для фации подводных отмелей (валов), развитых в прибрежных обстановках с пониженной гидродинамикой среды осадконакопления.

Распространение фильтрационно-емкостных и петрофизических свойств пород в разрезе пласта абсолютно соответствует приведенному ранее разделению. Песчаники пласта $Ю_1^{3-4}$ испытали заметные катагенетические изменения, выразившиеся в преобразовании аллотигенных компонентов пород, их структур и аутигенном минералообразовании. Главными вторичными структурами, развитыми в той или иной степени по всей толще песчаного пласта, являются структуры гравитационной коррозии, механического уплотнения, регенерации. При этом устанавливается зависимость характера и интенсивности структурных новообразований от петрофонда пород.

Выявлено преимущественное развитие структур механического уплотнения в граувакковых песчаниках типа МПО-2, обусловленное деформацией пластичных обломков на границах их с жесткими (каркасными) обломками кварца, полевых шпатов, кварцитов, силицитов. Как следствие этого процесса наблюдается незначительное проявление гравитационной коррозии и регенерации. В песчаниках типа МПО-1, имеющих более мезомиктовый состав,

напротив, отмечается развитие структур гравитационной коррозии и регенерации.

Перспективные продуктивные коллектора, генетически связанные с отложениями IV генетического типа наиболее распространены на изучаемой территории и занимают ее большую часть. Они приурочены большей частью к отложениям, сформированным на участках водного бассейна с пониженной и средней гидродинамической активностью среды осадконакопления. Этот тип коллектора присущ песчаным телам отмелевого типа (подводным песчаным языкам). Появление аналогичных коллекторов также возможно в зоне, связанной с нижней частью регрессивных песчано-алевритовых тел барового типа (нижняя и средняя части баровых тел).

V и VI литогенетические типы выделены в разрезах скважин юго-восточной части и представлен в литологическом плане песчано-алевритовыми разностями, алевритоглинистыми и тонкозернистыми алевритовыми породами, переслаивающимися между собой. Их накопление происходило в наиболее приподнятых структурных зонах, в сводовых частях локальных поднятий III порядка. В фациальном плане, в этой зоне происходило накопление литогенетических типов пород, отнесенных к фации прибрежно-морского мелководья. Представлены они преимущественно мелко-тонкозернистыми песчаниками и алевролитами и практического интереса для нефтепоисковых работ не представляют.

Тонкое переслаиванием алевролитов мелко- и крупнозернистых, аргиллитов и углистого детрита подчеркнута прослойками тонких ленточных слойков обугленного растительного детрита (толщиной от 0,02 до 1,5мм), углистыми обломками размером от 0,02-0,03 до 0,1-0,2, иногда более грубыми (до 0,3-4,0мм в длину). Отдельные пропластки представлены тончайшим (0,01-0,02мм) и более грубым (0,01-0,10мм) алевролитовым материалом (кварц, полевой шпат, чешуйки гидрослюды, немного глины). Глина чешуйчато-волоконистая, часто алевритистая, насыщенная обугленным растительным детритом (от 10 до 40%). В породах отмечена тонкая сыпь пирита (0,5%).

Породы описанных литотипов не представляет интереса в продуктивном плане. В фациальном отношении отнесены к фации песчано-алевритовых осадков зоны волнений. Для них характерно: наличие разнообразных видов слоистости, ходы жизнедеятельности, интенсивная пиритизация, большое количество обугленного растительного детрита и углистых прослоек. Очень низкие коллекторские свойства. Развита описанные отложения на наиболее приподнятых сводовых частях структуры.

2.4 Нефтеносность

Пласт Ю₁². Вскрыт как коллектор всеми новыми скважинами. При опробовании его в процессе бурения совместно с пачкой Ю₁^{3Б} в скважине 225-Р за 28 минут получено 0,7 м³ нефти при депрессии 10,3 МПа. В скважине 226-Р при опробовании пласта Ю₁² в интервале от 2741 до 2744 (а.о. 2611 – 2614 м) был получен приток нефти с водой дебитом соответственно 0,4 м³/сут. и 0,6 м³/сут. на динамическом уровне 446 м. Положение водонефтяного контакта на абсолютной отметке 2617 м и размеры залежи практически не изменились. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 6.5 м. Глубина залегания пласта от 2645 до 2741 м.

Пласт Ю₁³. В ряде эксплуатационных скважин нижняя пачка пласта, индексируемая как Ю₁^{3Б}, отличается повышенной глинистостью и низкими удельными сопротивлениями. Поэтому ее насыщение достоверно не определяется. Учитывая результаты опробования базовых разведочных скважин в кустах и безводную продукцию эксплуатационных скважин, ее насыщение принято при моделировании нефтеносным.

Представляя пласт Ю₁³ как единый объект разработки, выделение в нем трех пачек для моделирования сделано для дифференцированной оценки запасов по зонам с различными фильтрационно-емкостными свойствами.

Пачка Ю₁^{3А} вскрыта всеми эксплуатационными скважинами за исключением скважины 59. Из трех разведочных скважин данная пачка вскрыта только скважиной 224-Р, пробуренной в ее водоносной зоне.

В контуре нефтеносности опробованы все эксплуатационные скважины. Раздельно пачка Ю₁^{3А} опробована в скважинах с низкоомной пачкой Ю₁^{3Б} в семи скважинах куста №1 (район скважины 208-Р) и пяти скважинах куста №2 (район скважины 201-Р). Совместно с пачкой Ю₁^{3Б} она опробована в пяти эксплуатационных скважинах и в процессе бурения разведочной скважины 224-Р.

Отложения отличаются высокой продуктивностью – дебиты нефти изменяются от 42,5 до 423 т/сут на 8 мм штуцере.

Выделявшиеся отдельными две залежи района скважин 208-Р и 201-Р, 203-Р в настоящее время в связи с переинтерпретацией интервала пачки Ю₁^{3Б} в скважине 202-Р как нефтеносного, представляют в настоящее время залежь с прежним уровнем водонефтяного контакта на а.о - 2611 – 2617 – 2638 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 0 до 10 м, глубина его залегания от 2686 до 2746 м. Размеры залежи 10х1,5-7 км, амплитуда 75 м.

Кроме основной залежи южнее скважины 216-Р по структурным построениям в связи с высоким гипсометрическим уровнем и с учетом хороших ФЕС пласта в близлежащих скважинах 207-Р и 216-Р выделена небольшая залежь с водонефтяным контактом на а.о – 2611 м, принятым по аналогии с основной залежью. Размеры ее составляют 1,5х1км, амплитуда 21 м.

Пачка Ю13Б вскрыта всеми эксплуатационными и вновь пробуренными разведочными скважинами. Скважины 56 и 224 являются законтурными.

В результате бурения скважины 226-Р наиболее крупная залежь нефти, приуроченная к Западно-Крапивинской структуре, претерпела существенное изменение. Данной скважиной вскрыта зона пласта Ю₁³, аналогичная зоне низких значений фильтрационно-емкостных свойств района скважин 192-Р,196-

Р, 198-Р, меняющей свое простирание с субмеридионального на субширотное, так называемая барьерная фация. Это подтверждается характером кривой ПС, низкими значениями коллекторских свойств пласта – коэффициент пористости изменяется от 14.1 до 15.2%, проницаемость от 1.5 до 4.1 мд., – и данными опробования. При опробовании пласта Ю₁³ в этой скважине получен незначительный приток воды с нефтью дебитом 2.7 м³/сут. на динамическом уровне 688 м при содержании нефти 23%.

В результате этого в районе скважины №4S выделилась изолированная залежь, ограниченная с трех сторон барьерной фацией и с запада водонефтяным контактом на а.о. – 2609 м, что соответствует середине расстояния между подошвой нефтенасыщенной пачки Ю₁^{3B} в скважине 204-Р и кровлей водонасыщенной пачки Ю₁^{3B} в скважине 210-Р.

Наиболее крупная залежь нефти приурочена к Западно-Крапивинской структуре. Из вновь пробуренных скважин здесь расположены разведочная скважина №5Q, при совместном испытании в которой из пластов Ю₁² и Ю₁^{3B} в процессе бурения получен приток нефти дебитом 0.7 м³ за 28 минут при депрессии 10.3 МПа. По результатам бурения и испытания скважины 225-Р произведен прирост запасов нефти категории С1 в количестве 4498 тыс.т. балансовых и 1349 тыс.т. извлекаемых. Эффективные нефтенасыщенные толщины пачки изменяются от 0 до 15.6 м. Размеры залежи 10x11.5 км, амплитуда 94 м. Водонефтяной контакт принят на а.о - 2644 м, как и в предыдущем отчете.

В западной части месторождения в скважине №215 при опробовании пачки Ю₁^{3B} получен приток нефти с пластовой водой дебитом 5.1 м³/сут на динамическом уровне 252 м при содержании нефти 23%.

Строение залежей, связанных с пачкой Ю₁^{3B}, претерпело существенное изменение. Вместо трех существовавших ранее выделено пять локальных залежей ограниченных размеров.

Учитывая неоднозначность интерпретации материалов ГИС в отложениях пачки Ю₁³ и ее высокое гипсометрическое положение по отношению к ВНК, принятому для этой части месторождения на а.о. – 2611 м, в районе эксплуатационных скважин 102-Р, 104-Р, 124-Р, выделена залежь размерами 2.5x8 км и амплитудой 12 м.

Для залежи нефти, вскрытой скважиной 199-Р, уточнены структурные построения по данным сейсморазведки 3D.

В районе скважины 204-Р выделена на а.о. – 2609 м, залежь, имеющая строение и уровень ВНК аналогичные залежи пачки Ю₁^{3Б} в этом районе. Ее размеры составляют 2.6x3 км, амплитуда 21 м.

Скважиной 218-Р вскрыта литологически ограниченная залежь размерами 2.5x2 км с амплитудой 24 м. Водонефтяной контакт принят на а.о. – 2644 м, по подошве нефтенасыщенной пачки Ю₁^{3Б}. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 7 м.

Для залежи в районе скважины 222-Р уточнились структурные построения. Водонефтяной контакт для нее принят на а.о.-2644 м по аналогии с пачкой Ю₁^{3Б}. В северо-восточной части залежь литологически ограничена. Размеры ее 3x2км, амплитуда 34м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 10м.

Дополнительно к дифференцированным моделям трех пачек, слагающих пласт Ю₁³, представлена модель пласта Ю₁³, как единого геологического объекта. Приуроченные к нему пять залежей в целом повторяют конфигурацию и гипсометрической положение основной пачки Ю₁^{3Б}.

Для месторождения «К» характерно отсутствие единой оконтуривающей изогипсы, контролирующей площадь нефтеносности пласта Ю₁³. Практически все связанные с ним залежи ограничиваются на значительной площади зоной водонасыщенных пород с низкими ФЕС, имеющих по данным ГИС характеристику коллектора и гипсометрический уровень выше ВНК. Наличие ее обуславливает тип залежей пласта Ю₁³ как предположительно капиллярно-

экранированный. Из-за большой литологической неоднородности пласта Ю₁³ положения водонефтяного контакта имеют наклонный характер.

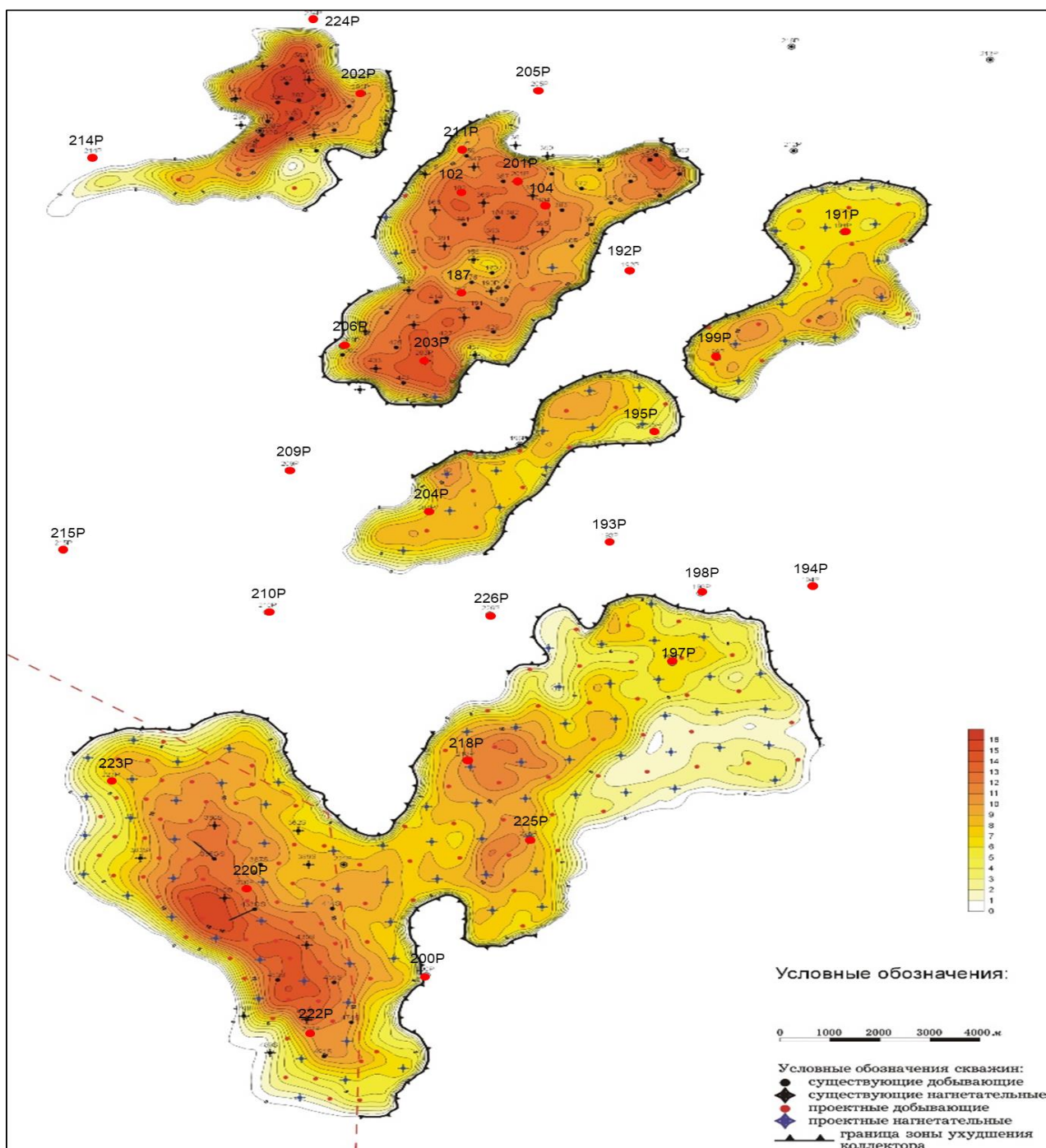


Рисунок 2.2 – Карта нефтенасыщенных толщин пласта Ю₁³ месторождения «К»

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ

Концепция гидравлических единиц подразумевает, что весь объем породы состоит из нескольких отличительных типов коллектора, характеризующихся уникальным значением FZI. Разброс значений FZI около истинного среднего, может быть вызван случайными экспериментальными погрешностями при анализе керна, поэтому вместо использования непрерывного диапазона FZI, более корректно сгруппировать образцы в гидравлические единицы. Процесс выделения и характеристики гидравлических единиц включает 3 основных стадии:

- определение числа гидравлических единиц
- характеристика гидравлических единиц (граничные и истинные значения FZI)
- выделение гидравлических единиц по данным каротажа в скважинах без отбора керна

3.1 Исходные данные

Для определения гидравлических единиц потока в работе использовались результаты лабораторного анализа керна и данные каротажных исследований в цифровом виде.

Из всего массива данных были выбраны 30 скважин которые вскрывают пласт Ю₁³ и в которых был произведен отбор керна с выносом более 60 %, также к керновым образцам было приложено подробное описание.

Среди общего количества каротажных исследований были использован тот набор каротажей, который был проведен в большинстве скважин, пробуренных на месторождении, а именно гамма каротаж (ГК), каротаж самопроизвольной поляризации (ПС), индукционный каротаж (ИК), боковой каротаж (БК), градиент зонд (ГЗ), потенциал зонд (ПЗ), нейтронный каротаж (НК), акустический каротаж (АК).

3.2 Определение числа гидравлических единиц потока на основе керновых данных

Гидравлические единицы потока идентифицируются с использованием данных керна (пористость, проницаемость). После определения из керновых данных параметров связанных с поровыми каналами, R_{qi} и F_{zi} , (см. уравнение 1.7, 1.8, 1.9) гидравлические единицы потока могут быть определены как среднее значение F_{zi} .

Для выделения и характеристики гидравлических единиц по данным керна используется множество качественных, графических и аналитических методов. Однако каждый из них имеет свои недостатки и неопределенность, поэтому для определения гидравлических единиц была использована комбинация нескольких методов и всех доступных данных.

Графический анализ графиков k vs Φ_e и R_{qi} vs Φ_z , по которым могут быть выделены явные группы образцов с близкими свойствами. Очевидно, что на таких графиках достаточно сложно выделить группы коллекторов (Рисунок 3.1, 3.2).

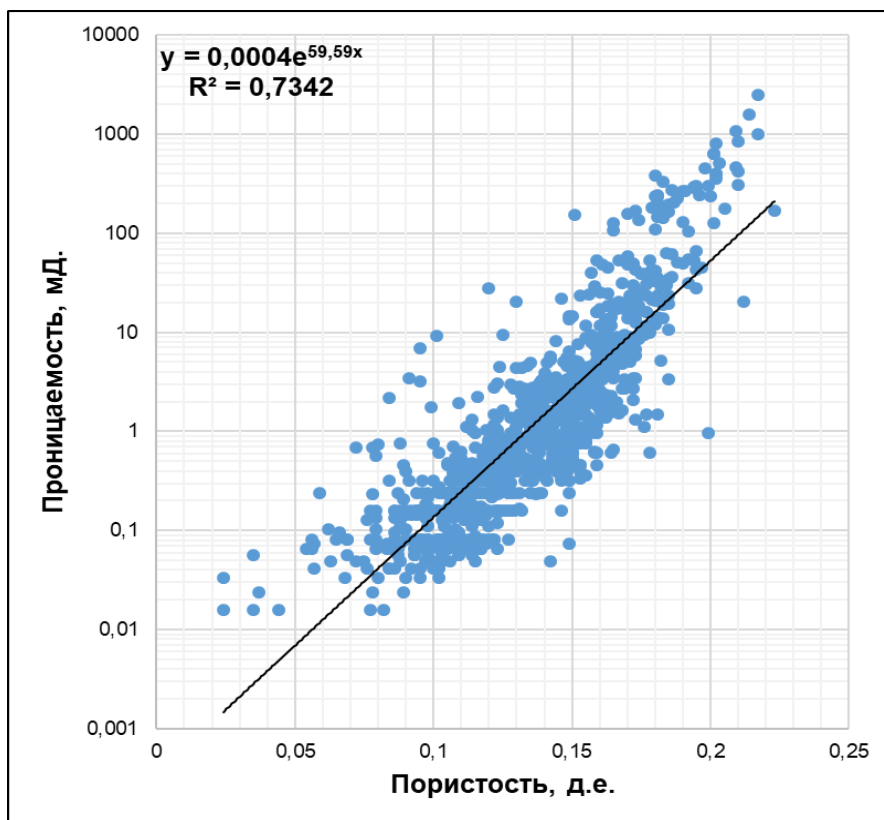


Рисунок 3.1 – График зависимости проницаемости от пористости

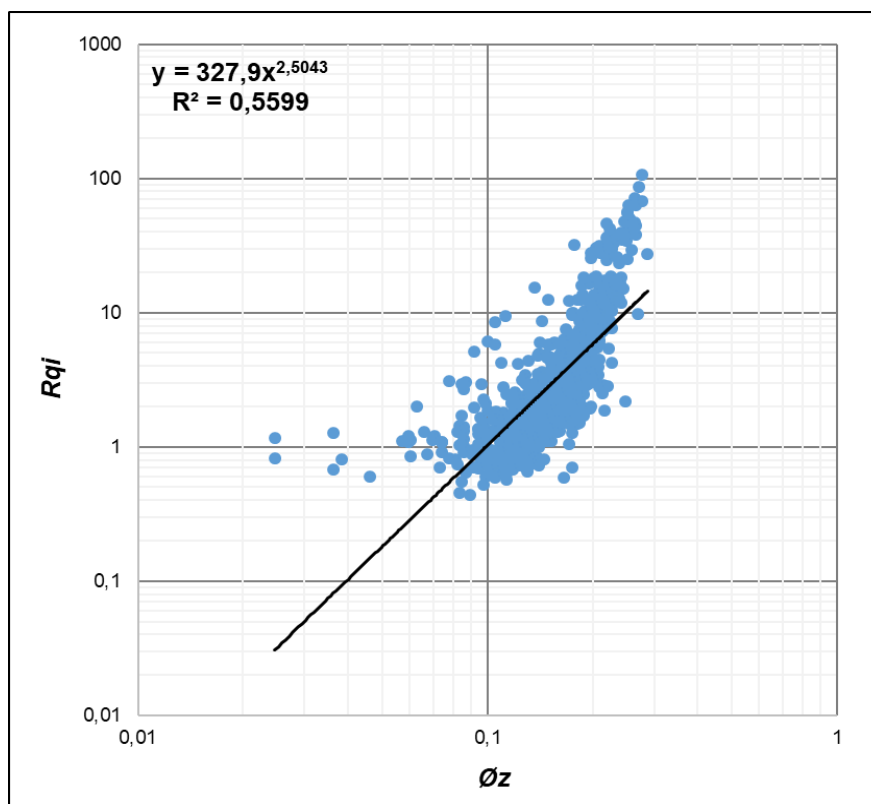


Рисунок 3.2 – График зависимости индекса качества коллектора от пористости

Несмотря на неплохую корреляцию, полученную на графике зависимости пористости от проницаемости полученное уравнение не представляет корректного описания зависимости.

Графический анализ гистограммы, позволяет выделить индивидуальные гидравлические единицы поскольку F_{zi} имеет логнормальное распределение, на гистограмме, построенной в логарифмическом масштабе по оси x , должно выделиться n нормальных распределений с характерными средними значениями, соответствующих n гидравлическим единицам. Однако эти распределения могут накладываться друг на друга, что также вносит неточности в определение единиц потока (Рисунок 3.3).

Гистограмма распределения, представленная ниже была построена на базе керновых данных, переведённых в единый массив (1024 точки). На Рисунке 3.3, выделено семь самостоятельных гидравлических единиц потока (HFU).

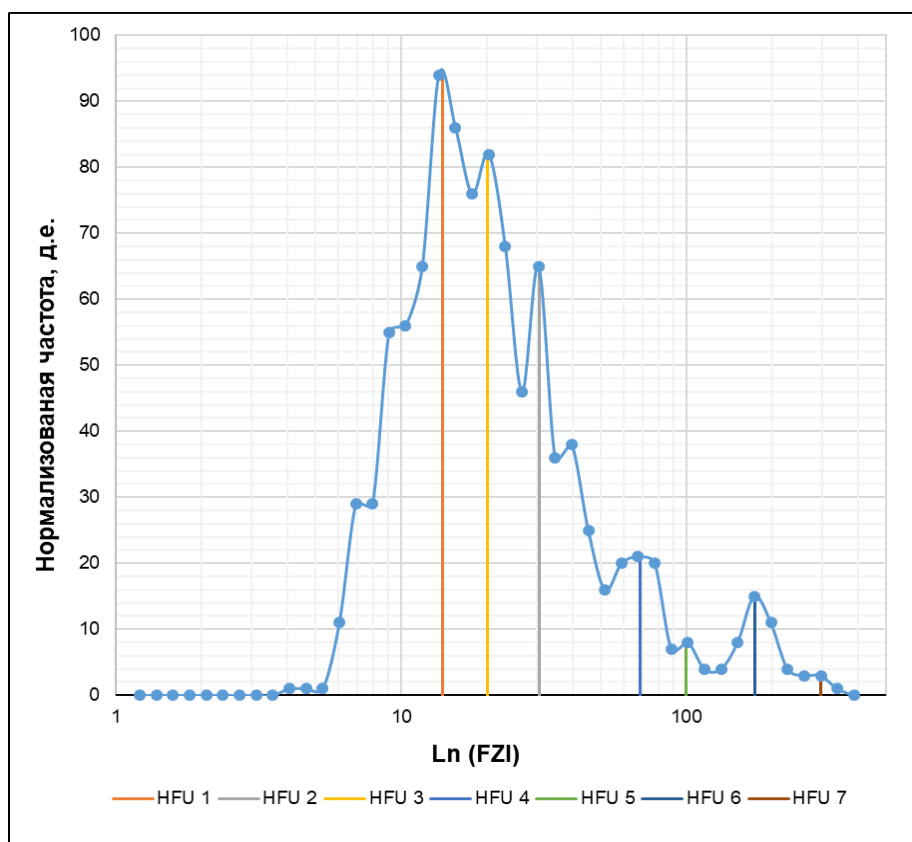


Рисунок 3.3 – График частотной функции распределения F_{zi} .

Графический анализ накопленной функции вероятности, более информативен, поскольку график более гладкий и уменьшается разброс данных. На графике в логрифмическом масштабе по оси x , каждое нормальное распределение образует характерную прямую линию. По данному графику можно достаточно уверенно выделить границы 7 основных гидравлических единиц (Рисунок 3.4). Поскольку данный график не характеризует среднего значения нормальной выборки, среднее F_{zi} для каждой группы рассчитывается осреднением.

На основании проведённого графического анализа, представленного на Рисунках 3.3, 3.4 было выделено семь гидравлических единиц потока, которые также были отмечены на графике зависимости пористости от проницаемости. Для определения более точных уравнений зависимости были определены граничные значения для каждого HFU.

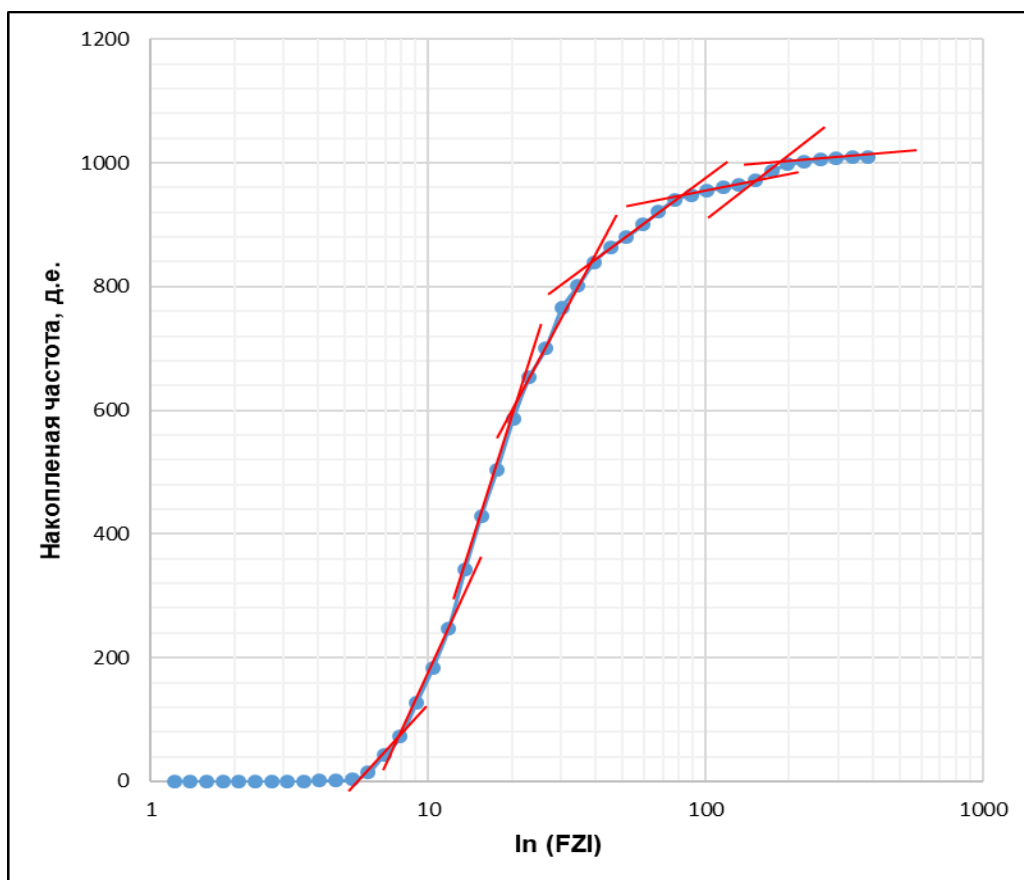


Рисунок 3.4 – График накопленной функции вероятности распределения F_{zi} .

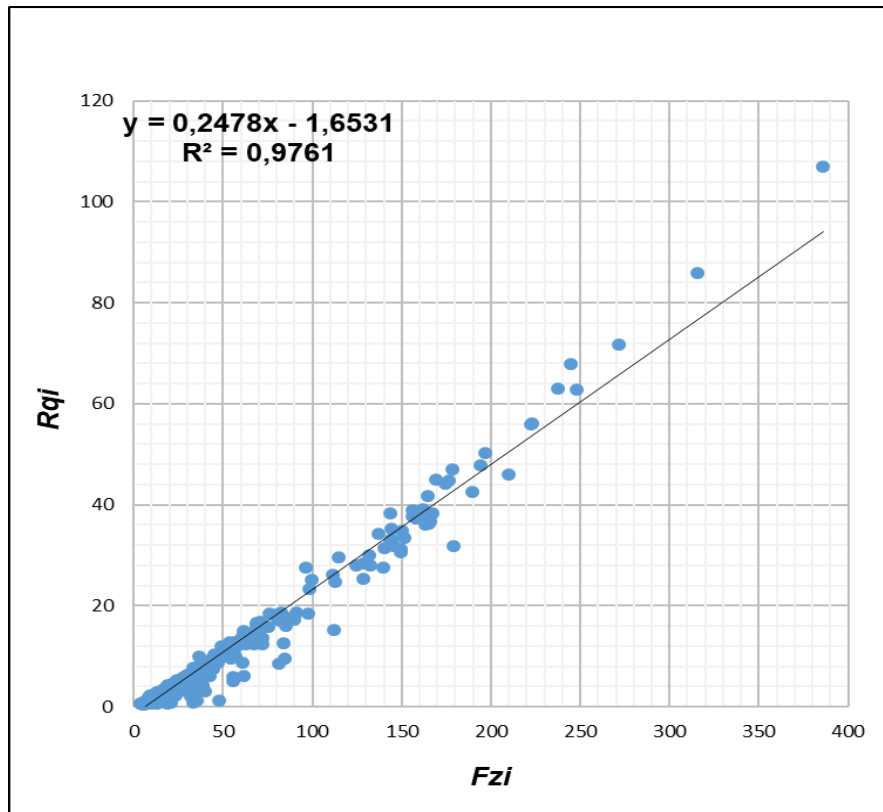


Рисунок 3.5 – Функция зависимости R_{qi} от F_{zi}

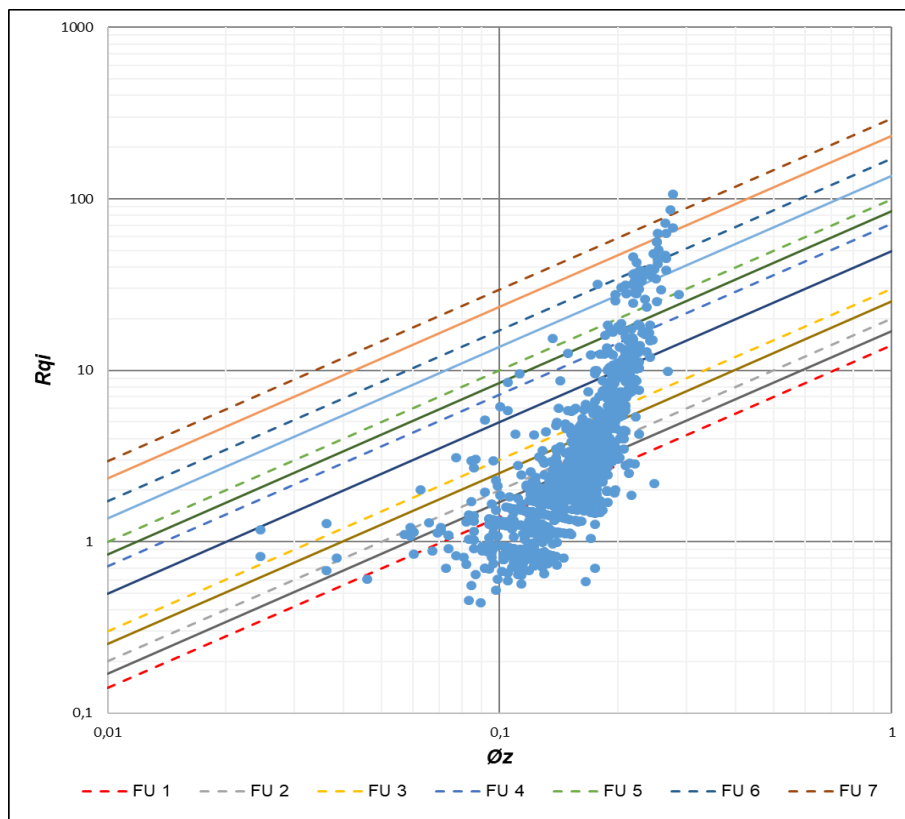


Рисунок 3.6 – Разделение единиц потока на графики зависимости R_{qi} от Φ_z .

С целью проверки правильности разделения массива данных на гидравлические единицы потока, была снова построена зависимость пористости от проницаемости (Рисунки 3.7 – 3.13), но уже отдельно для каждой единицы потока. При разбивке массива значений пористости и проницаемости на ранее. Как видно из графиков, представленных ниже, для каждого HFU наблюдается достаточно хорошая зависимость пористость-проницаемость, что дает основания судить о том, что разбивка на семь HFU оптимальна для исследуемого массива.

Еще одним действием, направленным на проверку достоверности разделения массива на семь единиц потока, было предсказание проницаемости пород по HFU и построение графика зависимости предсказанной проницаемости от проницаемости, определенной по керну в лаборатории (Рисунок 3.14). Данная зависимость показывает коэффициент корреляции $R^2 = 0.937$ (данная зависимость построена для всего отобранного для проекта массива данных).

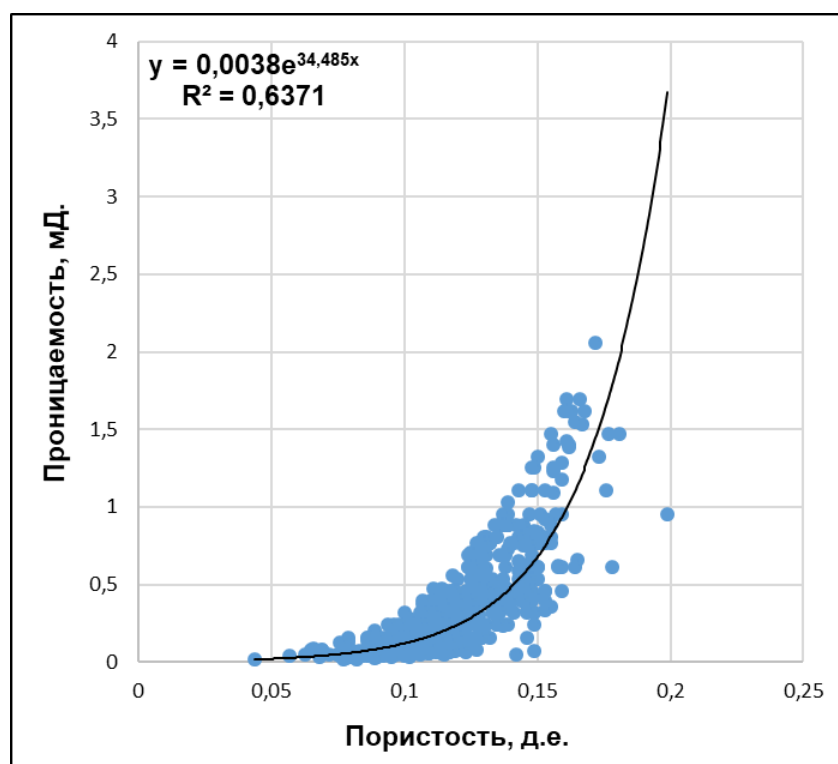


Рисунок 3.7 – График зависимости проницаемости от пористости HFU 1

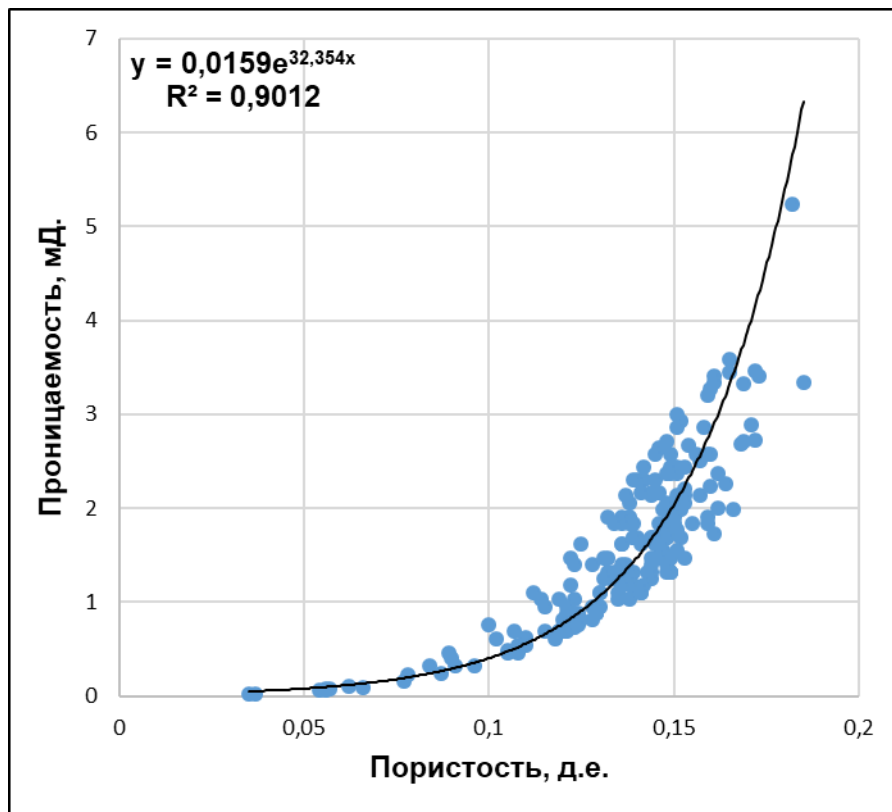


Рисунок 3.8 – График зависимости проницаемости от пористости HFU 2

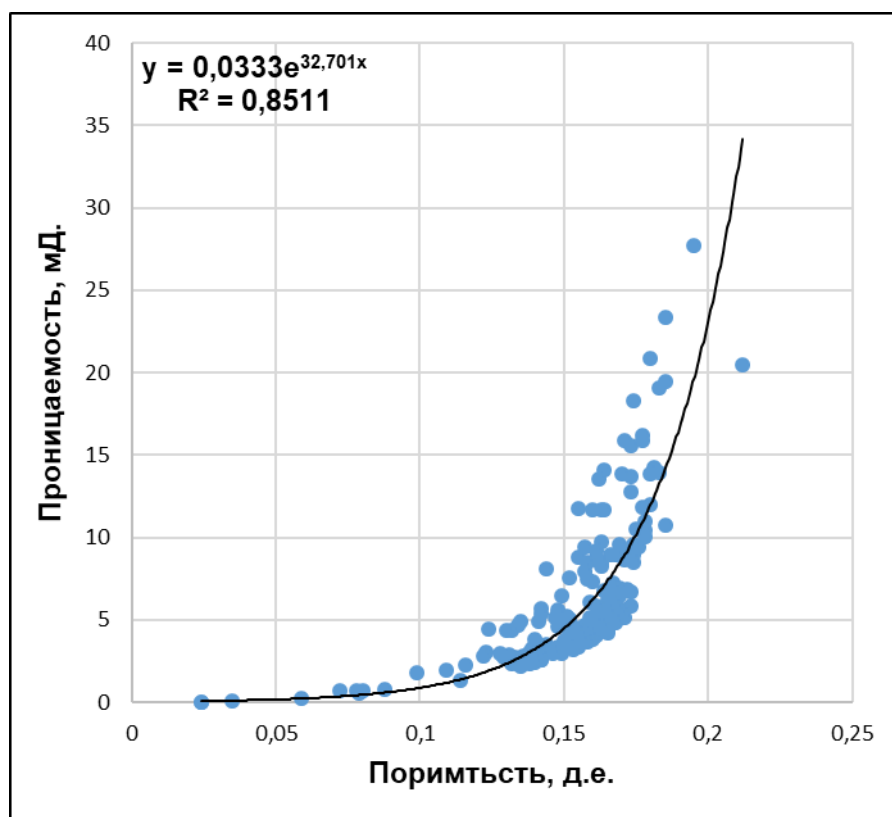


Рисунок 3.9 – График зависимости проницаемости от пористости HFU 3

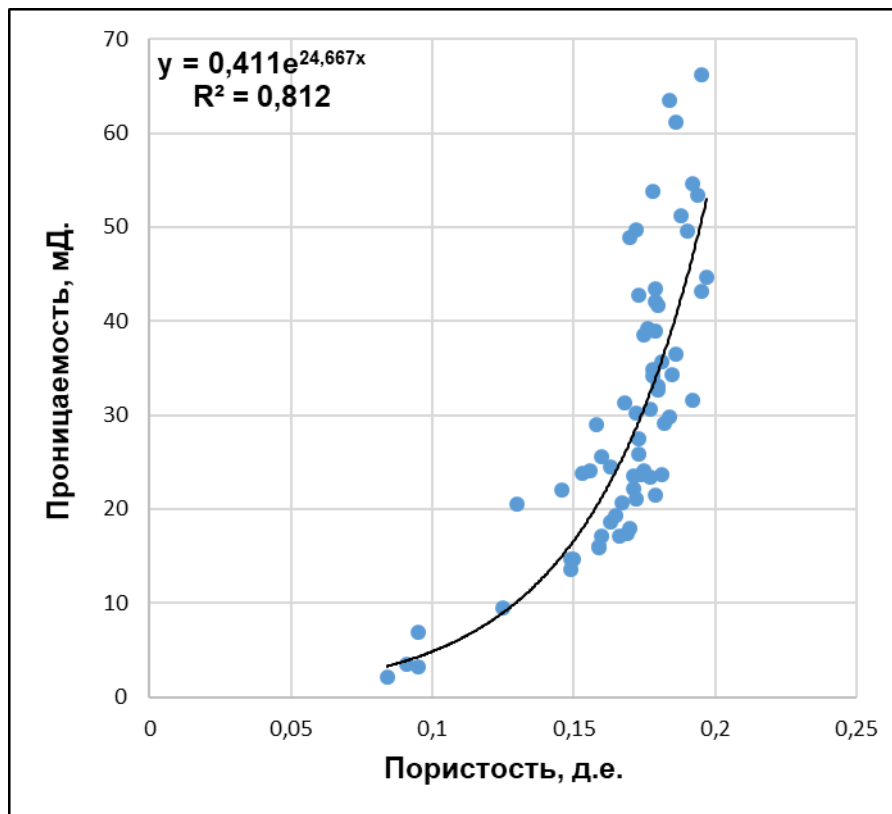


Рисунок 3.10 – График зависимости проницаемости от пористости HFU 4

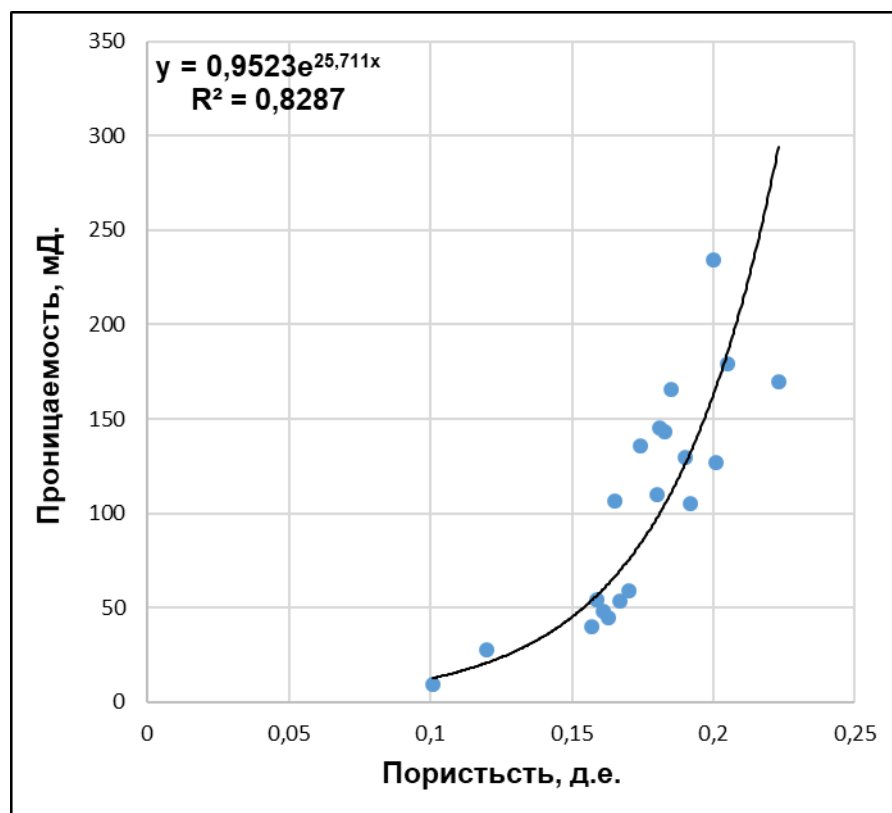


Рисунок 3.11 – График зависимости проницаемости от пористости HFU 5

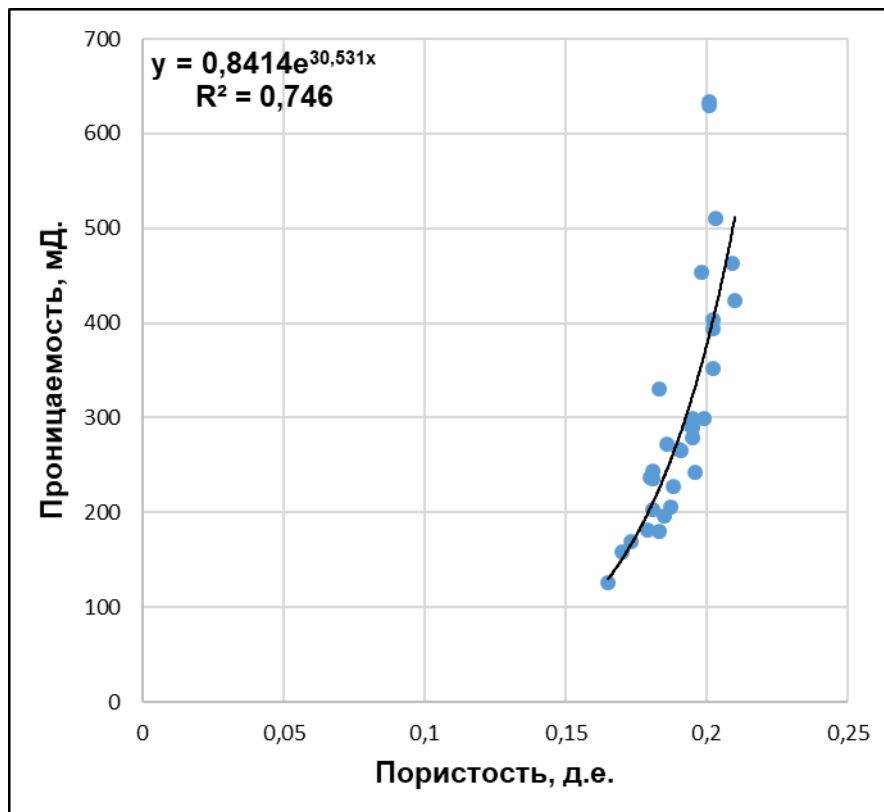


Рисунок 3.12 – График зависимости проницаемости от пористости HFU 6

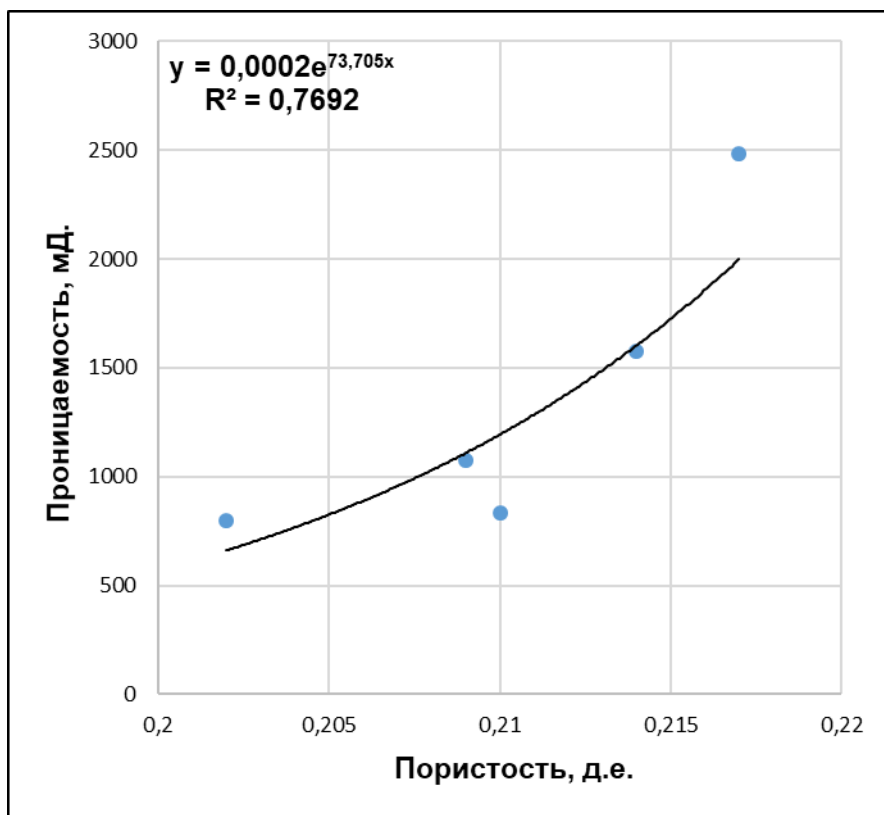


Рисунок 3.13 – График зависимости проницаемости от пористости HFU 7

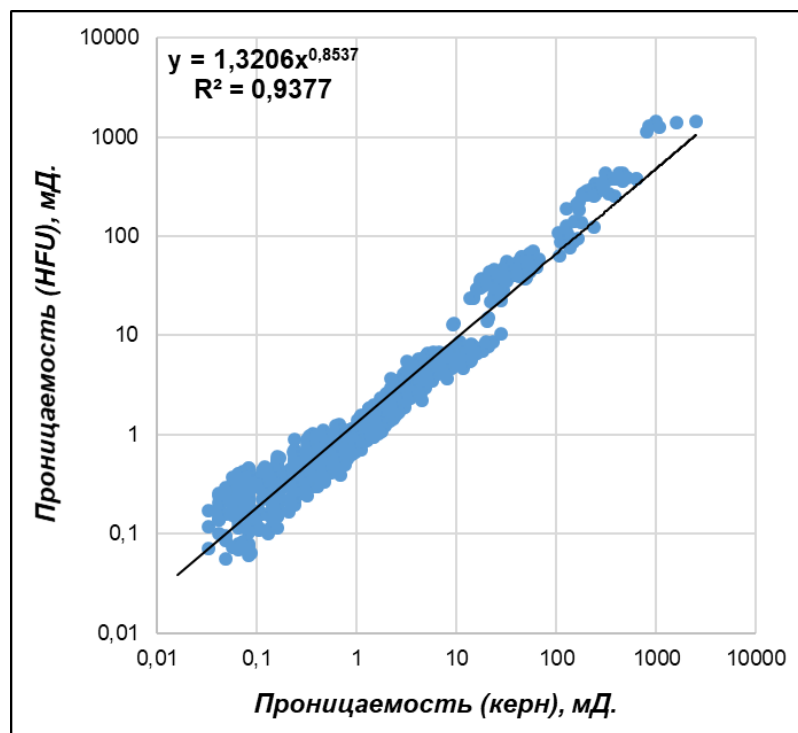


Рисунок 3.14 – График зависимости проницаемости, рассчитанной по HFU от проницаемости по керну

3.3 Характеристика выделенных гидравлических единиц потока

Как упоминалось ранее, для данной работы были выбраны скважины с подробным описанием и выносом керна выше 60%. На основе данного описания и характеристик выделенных единиц потока было произведено сопоставление присутствующих литогенетических типов с выделенными гидравлическими типами (единицами).

Таблица 3.1 – Характеристика HFU 1

Тип гидравлической единицы потока 1 (HFU 1)			
Параметр	Пористость, д.е.	Проницаемость, мД.	F_{zi}
Средне значение	0,119	0,367	11,1
Минимальное знач.	0,035	0,016	3,5
Максимальное знач.	0,185	2,061	16,9

Гидравлический тип, определённый как HFU 1 показывает самые низкие значения проницаемости, пористости и F_{zi} (Таблица 3.1), распространён в основном в нижней части пласта Ю₁³. Проанализировав описание керновых образцов было решено, что подобное распределение и свойства связаны с присутствием глинистого алевролита с прослойками углисто-глинистого материала с конкрециями пирита с разной слоистостью.

Таблица 3.2 – Характеристика HFU 2

Тип гидравлической единицы потока 2 (HFU 2)			
Параметр	Пористость, д.е.	Проницаемость, мД.	F_{zi}
Средне значение	0,135	1,599	20,4
Минимальное знач.	0,044	0,016	17,1
Максимальное знач.	0,199	5,238	25,2

Второй гидравлический тип также, как и первый характеризуется низкими коллекторскими свойствами (Таблица 3.2) в керне обычно предшествует первому типу, и может быть охарактеризован как тонкозернистый песчаник, песчанистый алевролит, слоистый биотурбированный, с конкрециями пирита.

Таблица 3.3 – Характеристика HFU 3

Тип гидравлической единицы потока 3 (HFU 3)			
Параметр	Пористость, д.е.	Проницаемость, мД.	F_{zi}
Средне значение	0,151	6,514	33,3
Минимальное знач.	0,024	0,025	25,3
Максимальное знач.	0,212	27,713	49,4

Третий был приурочен к переходному типу разреза и характеризуется послойным прерывистым нефтенасыщением, представлен мелкозернистым

серым песчаником, крепкоцементированный с прослоями черного аргиллита (Таблица 3.3).

Таблица 3.4 – Характеристика HFU 4

Тип гидравлической единицы потока 4 (HFU 4)			
Параметр	Пористость, д.е.	Проницаемость, мД.	F_{zi}
Средне значение	0,167	30,068	63,3
Минимальное знач.	0,084	2,194	49,8
Максимальное знач.	0,197	66,232	84,1

Четвертый тип представлен средне-, мелкозернистым песчаником крепко-, среднесцементированный с редкими углистыми включениями (Таблица 3.4).

Таблица 3.5) – Характеристика HFU 5

Тип гидравлической единицы потока 5 (HFU 5)			
Параметр	Пористость, д.е.	Проницаемость, мД.	F_{zi}
Средне значение	0,173	104,3	107,5
Минимальное знач.	0,101	9,14	84,7
Максимальное знач.	0,223	234,5	136,9

Пятый тип имеет ограниченное распространение, и в основном встречается в центральной части баровых тел, отмеченных в северо-восточной части месторождения. Характеризуется как средне-, мелкозернистый массивный песчаник среднесцементированный с редкими углистыми включениями (Таблица 3.5).

Таблица 3.6 – Характеристика HFU 6

Тип гидравлической единицы потока 6 (HFU 6)			
Параметр	Пористость, д.е.	Проницаемость, мД.	F_{zi}
Средне значение	0,189	303,19	166,3
Минимальное знач.	0,151	126,2	139,9
Максимальное знач.	0,209	634,1	223,2

Шестой тип коллектора продуктивного пласта Ю₁³ также связан с мощными регрессивными песчаными телами барового типа, характеризуется хорошими ёмкостными и фильтрационными свойствами. Представлен средне-, крупнозернистым массивным, слабосцементированным песчаником (Таблица 3.6).

Таблица 3.7 – Характеристика HFU 7

Тип гидравлической единицы потока 7 (HFU 7)			
Параметр	Пористость, д.е.	Проницаемость, мД.	F_{zi}
Средне значение	0,211	1295,01	283,8
Минимальное знач.	0,202	797	237,2
Максимальное знач.	0,217	2484,8	386,1

Седьмой гидравлический тип может быть охарактеризован с точки зрения литологии как высокеемкостной «суперколлектор». Обладает улучшенными коллекторскими свойствами пород и наибольшей пористостью, возможно был сформирован в условиях длительной высокой гидродинамической активности среды седиментации (Таблица 3.7). Может быть охарактеризован как средне-, крупнозернистый песчаник, массивный хорошо отсортированный.

3.4 Предсказание гидравлических единиц потока по данным каротажа в скважинах без отбора керна

Существует несколько способов предсказания гидравлических единиц потока в скважинах, в которых не производился отбор керна.

Самым простым может считаться метод линейной регрессии, которая может быть построена в стандартном продукте «Microsoft Office (Excel)».

Параметр F_{zi} для пород пласта Ю₁³ определялся по ряду каротажей проведённых в большинстве скважин месторождения «К» (ГК, ПС, ИК, БК, ГЗ, ПЗ, НК, АК). Перед применением линейной регрессии каротажи были нормализованы на опорную скважину (опорной выбирается скважина с наибольшим числом данных F_{zi}). Применение метода линейной регрессии позволяет получить уравнение зависимости изменения параметра F_{zi} от показания каротажей, использовать это уравнение для дальнейшего предсказания параметра F_{zi} по показаниям каротажных диаграмм и выделения гидравлических единиц потока по разрезу. Построение кривых HFU и F_{zi} может быть осуществлено в программном продукте «Schlumberger (Techlog)».

При реализации данного метода в проекте, была получено значение корреляции $R^2 = 0,54$, что не дает необходимой точности предсказания распределения HFU.

В данном проекте предсказание параметра F_{zi} было реализовано с помощью метода «Random forest».

Random Forest - это гибкий, простой в использовании алгоритм машинного обучения. Это также один из самых используемых алгоритмов, в виду его простоты и того факта, что он может использоваться как для задач классификации, так и для задач регрессии [3].

Метод основан на построении большого числа (ансамбля) деревьев решений (это число является параметром метода), каждое из которых строится по выборке, получаемой из исходной обучающей выборки с помощью

«бутстрепа» (т. е. выборки с возвращением). Данный метод обладает рядом преимуществ:

- метод гарантирует защиту от перепогонки даже в случае, когда количество признаков значительно превышает количество наблюдений. Это свойство выделяет метод «случайный лес» среди множества других методов классификации и является чрезвычайно ценным для решения многих прикладных задач
- для построения случайного леса по обучающей выборке требуется задание всего двух параметров, которые требуют минимальной настройки
- обучающая выборка для построения случайного леса может содержать признаки, измеренные в разных шкалах: числовой, порядковой и номинальной, что недопустимо для многих других классификаторов

Метод был реализован в программе «Orange» на базе каротажей перечисленных ранее (каротажные кривые перед загрузкой не нормализовались). Данный метод показал корреляцию $R^2 = 0,92$.

Метод «Random forest» не дает возможности получить уравнение зависимости, однако в программный продукт «Orange» позволяет выгрузить в цифровом виде полный массив предсказанных по каротажным диаграммам значений F_{zi} .

Для проверки точности предсказания F_{zi} методом «Random forest», был построен график (Рисунок 3.15) зависимости предсказанных значений F_{zi} по каротажам от значений F_{zi} рассчитанных по керну.

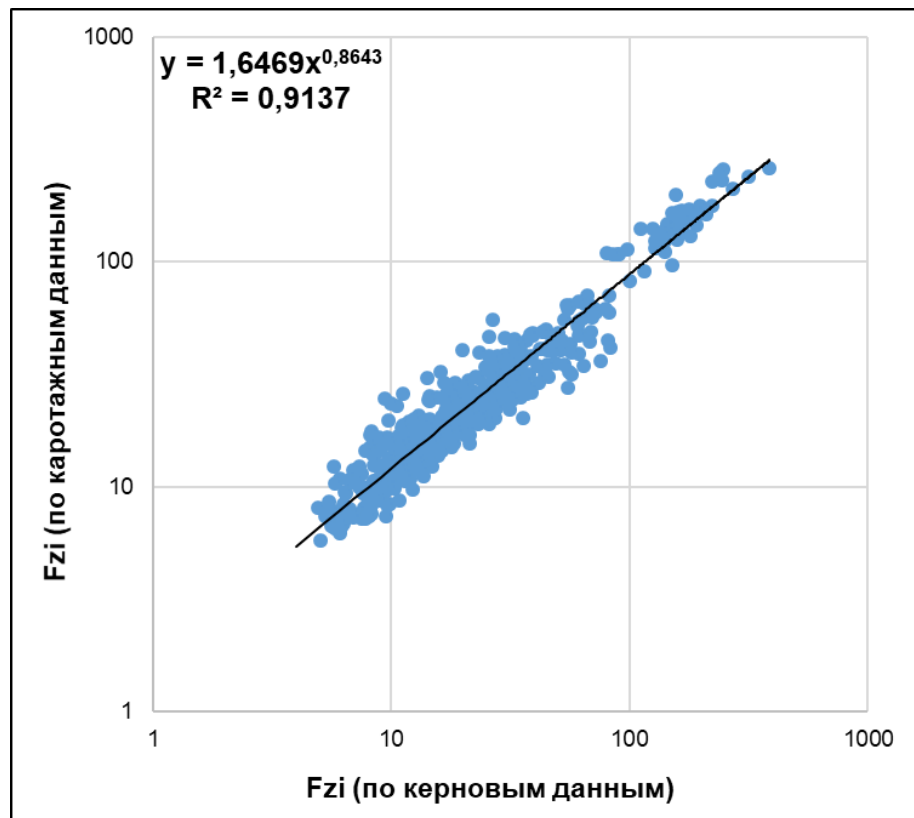


Рисунок 3.15 – График зависимости предсказанных значений F_{zi} от рассчитанных по керновым данным

Как видно из графика, представленного выше метод «Random forest» позволяет достаточно точно предсказать значение параметра F_{zi} . Значения HFU выделенные на основании предсказанных значений F_{zi} в некоторых случаях (тип гидравлических единиц потока с низкими показателями ФЕС) могут отличаться на порядок.

3.5 Анализ модифицированных кривых Лоренца

Для всех тридцати скважин были построены стратиграфически модифицированные кривые Лоренца, с целью определить петрофизические единицы потока в каждой скважине. Кривые Лоренца иллюстрируют накопленную способность фильтрации от накопленной кумулятивной способностью, наблюдаемой в стратиграфической последовательности резервуара, кривые Лоренца строятся на основе керновых данных (значения

пористости и проницаемости, привязанные к глубинным отметкам). Места изгиба кривой указывают на изменение фильтрационно-ёмкостных свойств что позволяет оценить неоднородность резервуара. Наиболее крутые наклоны характеризуют значительные увеличение пропускных способностей породы и уменьшение ёмкостных, аналогичным образом более пологие наклоны указывают на ухудшение пропускных и увеличение ёмкостных свойств породы. Относительно постоянный единичный наклон свидетельствует о том, что фильтрационно-ёмкостные свойства распределены равномерно по всему разрезу, вскрытому скважиной [4].

Построенные кривые Лоренца были проанализированы с точки зрения их позиции на карте распределения фациальных обстановок (Рисунок 3.16), так было замечено, что скважины вскрывающие отложения, приуроченные к одной и тоже обстановке осадконакопления, имеют аналогичный тренд кривых Лоренца. Подобное сходство объясняется присутствием в скважинах литогенетических типов, формировавшихся в одинаковых условиях осадконакопления.

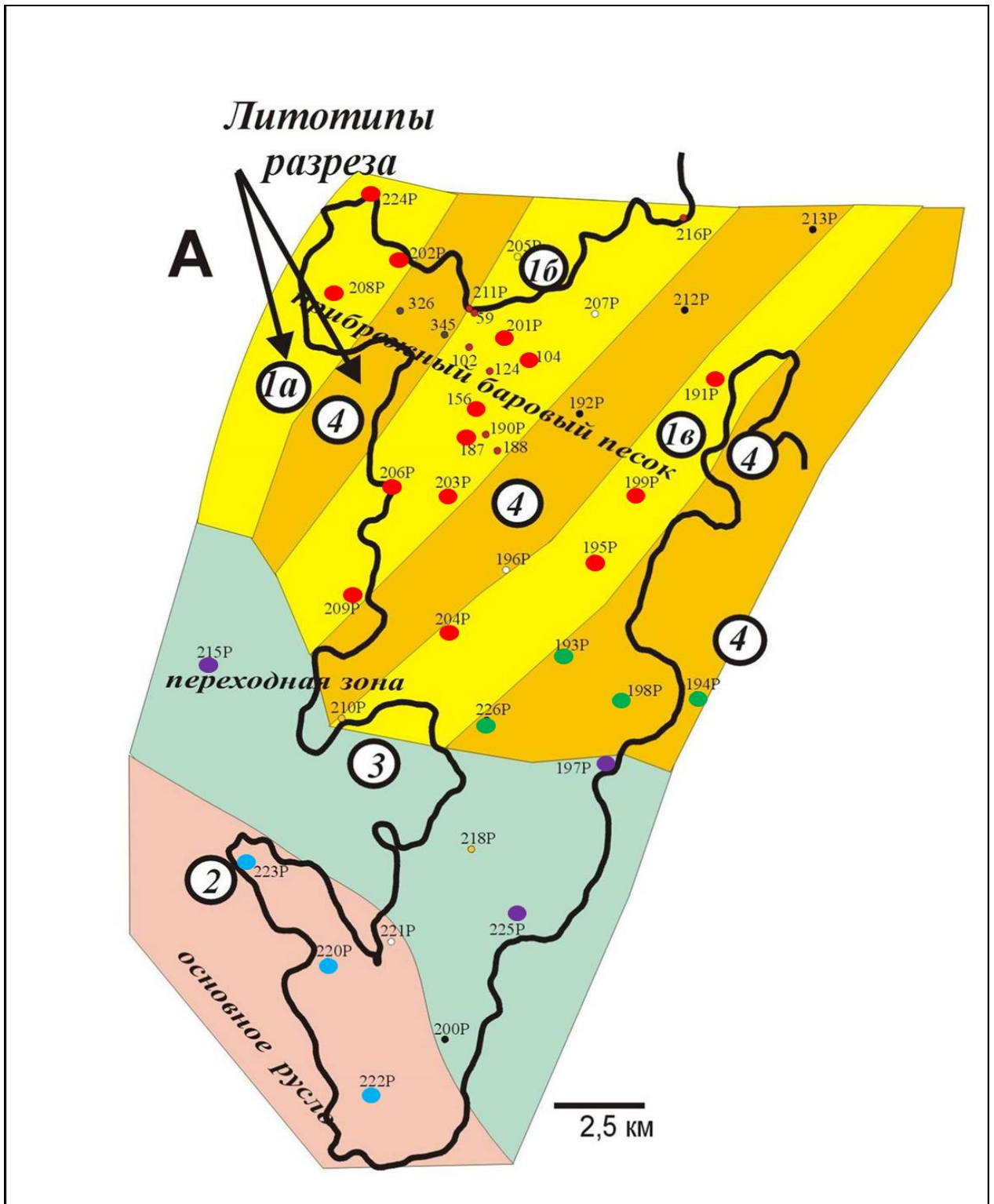


Рисунок 3.16 – Карта распределения фациальных обстановок месторождения «К» (В.Б. Белозеров, 2004)

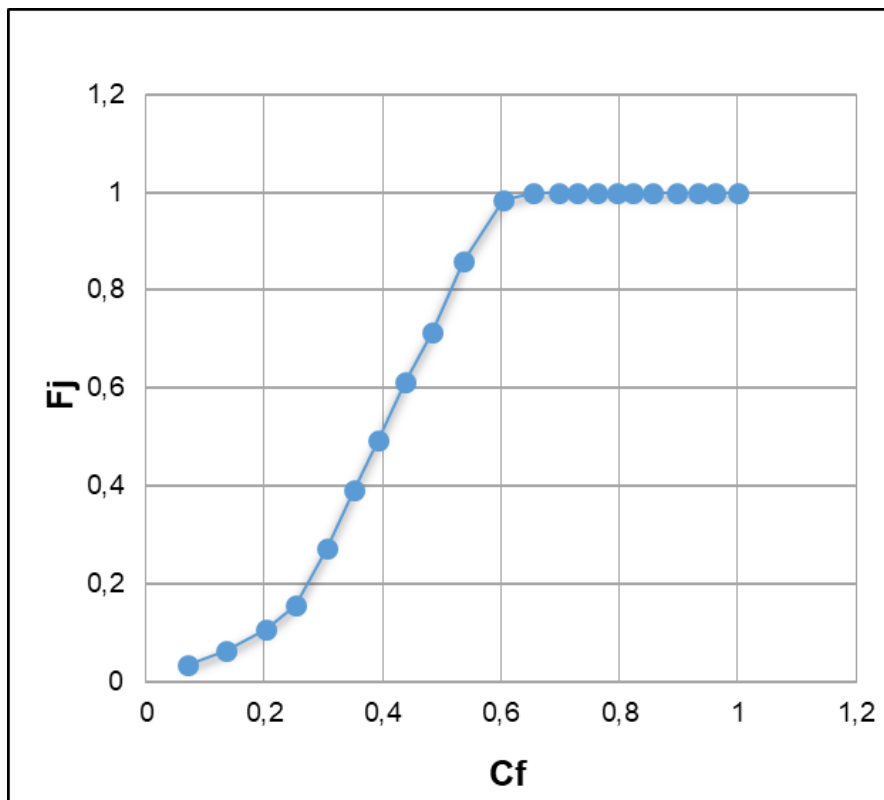


Рисунок 3.17 – Кривая Лоренца скважины № 208P

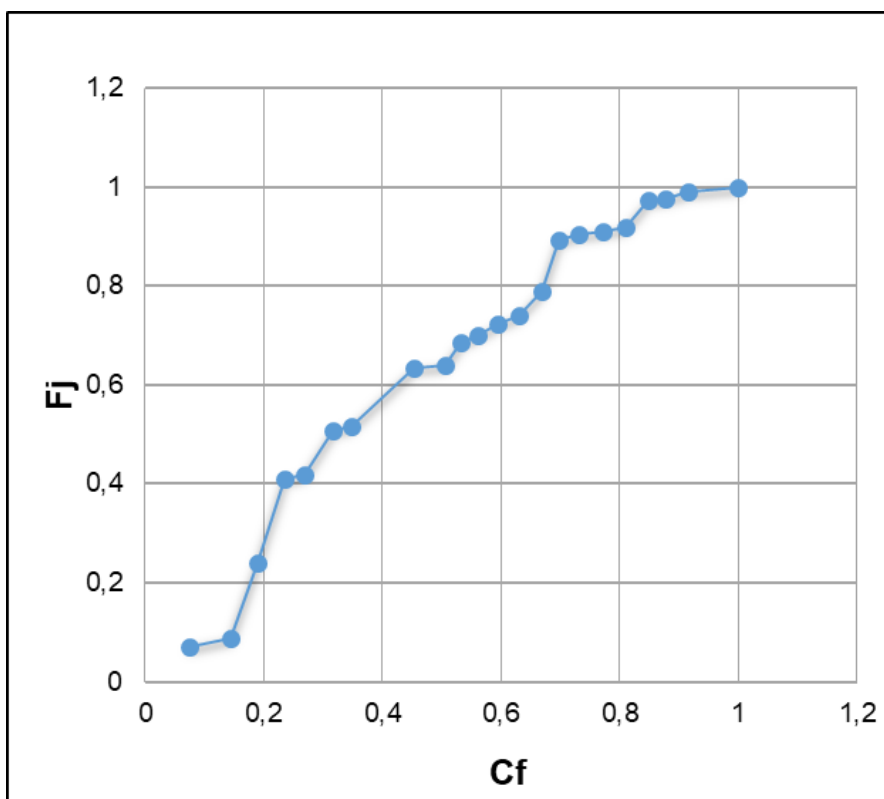


Рисунок 3.18 – Кривая Лоренца скважины № 202-Р

Береговой бар. Как упоминалось ранее кривые Лоренца указывают на изменение фильтрационно-ёмкостных свойств сверху вниз по вскрываемому скважиной интервалу пласта. Кривые представленные на Рисунках 3.17, 3.18 вскрывают один из прибрежных баров «*1a*» (см. Рисунок. 3.16). Кривая Лоренца скважины № 208-Р имеет резкий и стабильный наклон кривой что говорит о хороших проводящих свойствах пород коллектора. Полка, образующаяся в верхней части графика, указывает на ухудшение проводимости породы на фоне постоянной вместительной способности породы.

Подобное поведение объясняется тем что скважина расположена в центральной части бара которая характеризуется наилучшими коллекторскими свойствами. Согласно предоставленному описанию керна в разрезе данной скважине присутствует песчаник серый, мелкозернистый, средне-, слабосцементированный, однородный по зернистости, сменяемый песчаником светло-серым, мелкозернистым, крепкосцементированным, глинистым. В нижней части интервала песчаником серым, мелкозернистым, крепкосцементированным, с тонкими прослойками аргиллита темно-серого.

Скважина № 202-Р (Рисунке. 3.18) имеет ломаный вид что свидетельствует о постоянном переослаивании по разрезу пород с не однотипными фильтрационными характеристиками. Скважина располагается в склоновой части бара, характеризующейся худшими по сравнению с центральной частью свойствами. Сверху в низ по разрезу скважина вскрывает серый песчаник, мелкозернистый, крепкосцементированный, глинистый, уплотненный, с отдельными намывами глинистого и детритового материала. Нижняя часть разреза представлена переослаиванием алевролита серого с аргиллитом темно-серым, углистым.

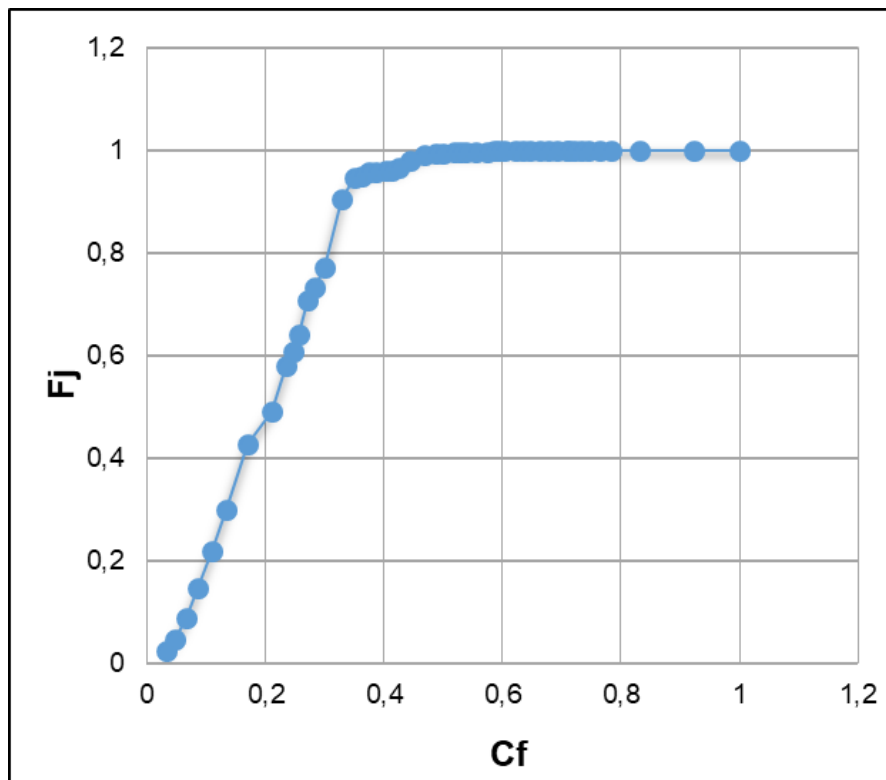


Рисунок 3.19 – Кривая Лоренца скважины № 201-Р

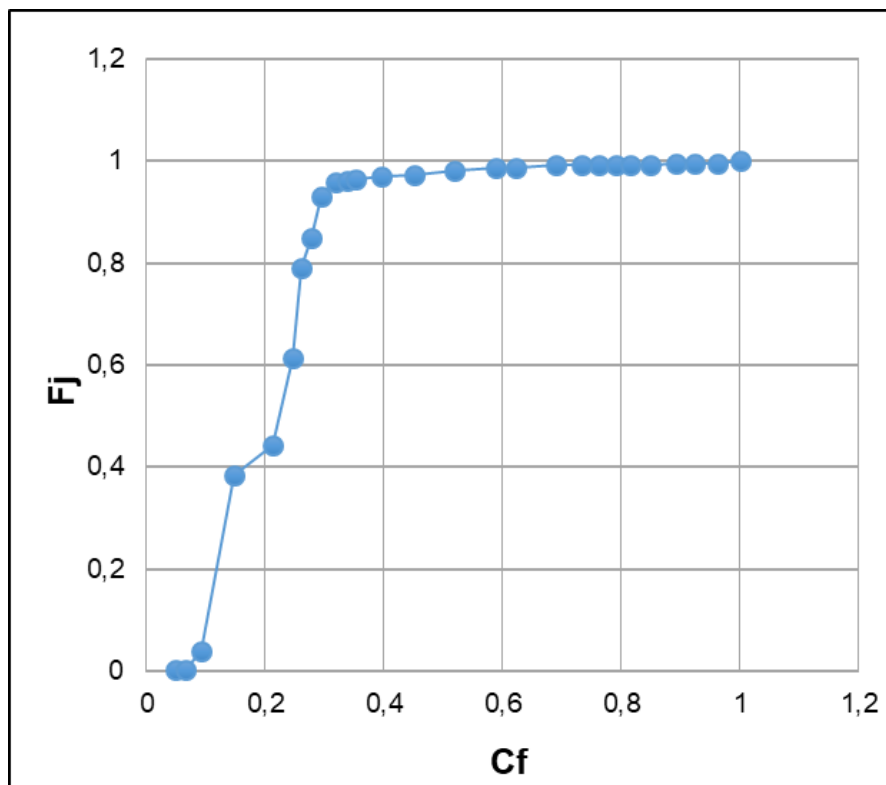


Рисунок 3.20 – Кривая Лоренца скважины № 104-Р

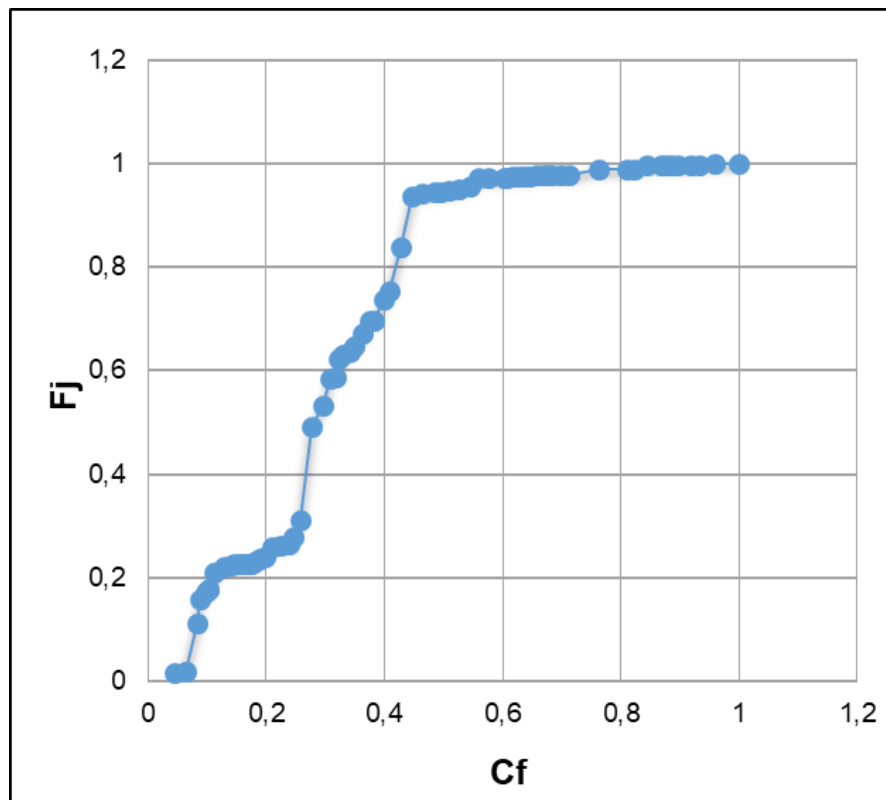


Рисунок 3.21 – Кривая Лоренца скважины № 206-Р

Выше размещенные Рисунки 3.19 – 3.21, отображают кривые Лоренца для скважин, пробурённых вдоль креста прибрежного бара «1б». Кривые характеризуются достаточно крутым подъёмом и полкой в верхней части графика. В разрезе данных скважин распространены гидравлические типы от 1 до 6 включительно, помимо первого и второго типа, наблюдаемого во всех исследуемых скважинах, преобладают третий, четвертый и шестой гидравлические типы.

В разрезе почти всех скважин, вскрывающих центральный бар «1б» наблюдаются нефтенасыщенные светло-серые и тёмно-коричневые песчаники мелко-, среднезернистые, слабосцементированные в нижней части крепкосцементированные. Графики скважин, расположенные в краевых частях бара, имеют схожее между собой поведение кривой, но отличное от скважин, расположенных в кресте бара.

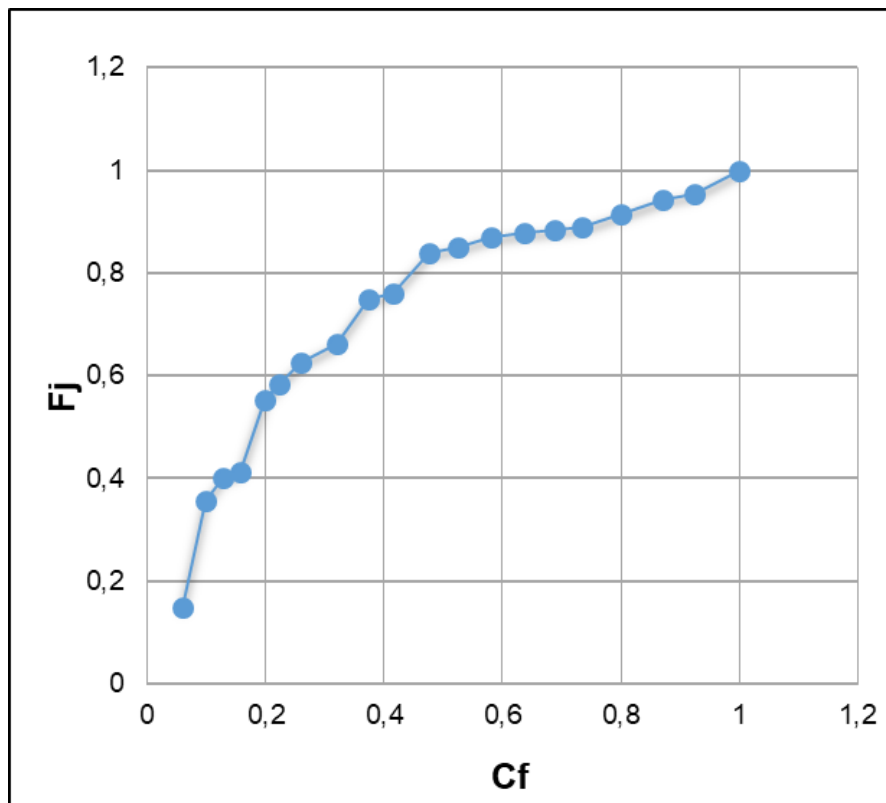


Рисунок 3.22 – Кривая Лоренца скважины № 195-Р

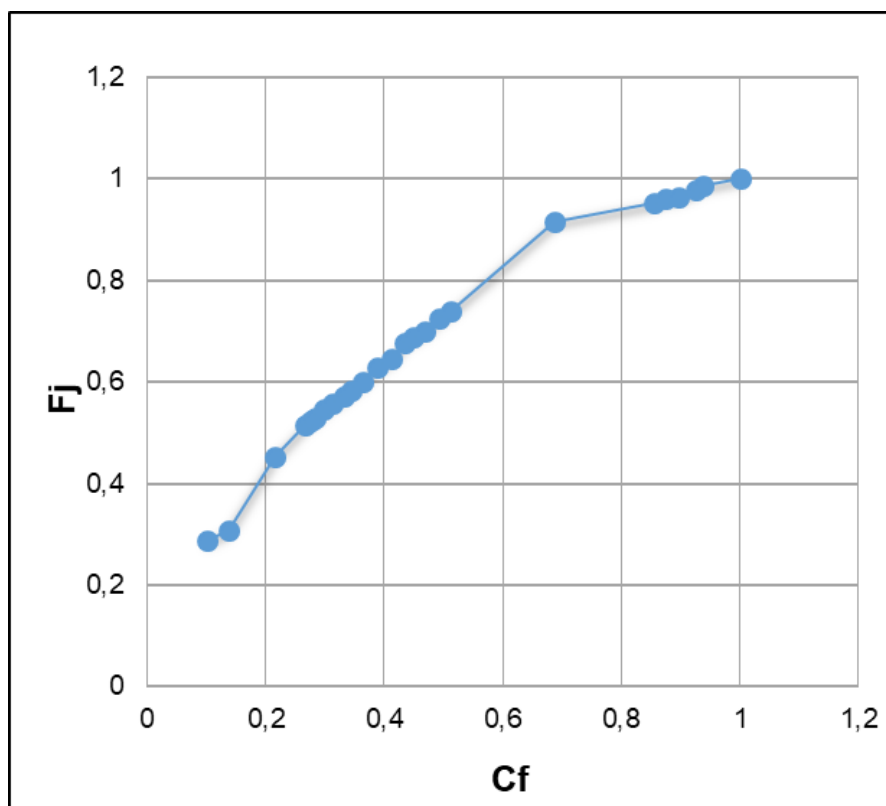


Рисунок 3.23 – Кривая Лоренца скважины № 199-Р

Как и в предыдущих двух баровых телах (*1a*, *1б*) скважины в скрывающие третий бар «*1в*» имеют схожее поведение кривых Лоренца (внутри области бара). Как видно из графиков (Рисунки 3.22, 3.23) у кривых не наблюдается резкого роста как это было показано в скважинах предыдущих двух зон. Разрез слагает песчаник мелкозернистый, средне-цементированный. В большом количестве наблюдаются равномерно рассеянные точечные включения минерала белого цвета (каолин).

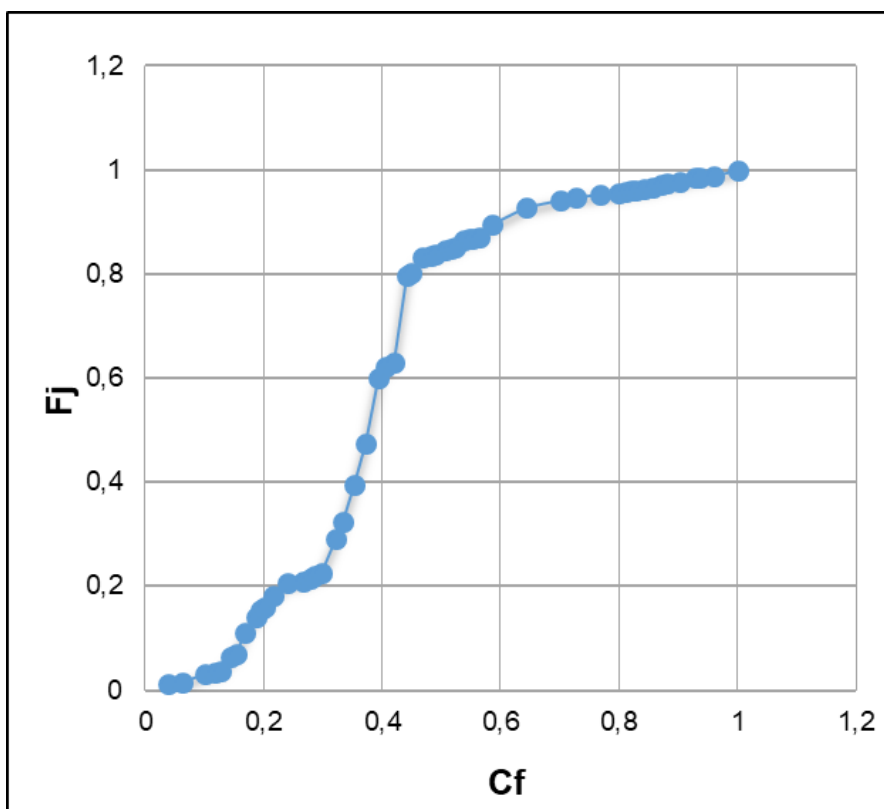


Рисунок 3.24 – Кривая Лоренца скважины № 194-Р

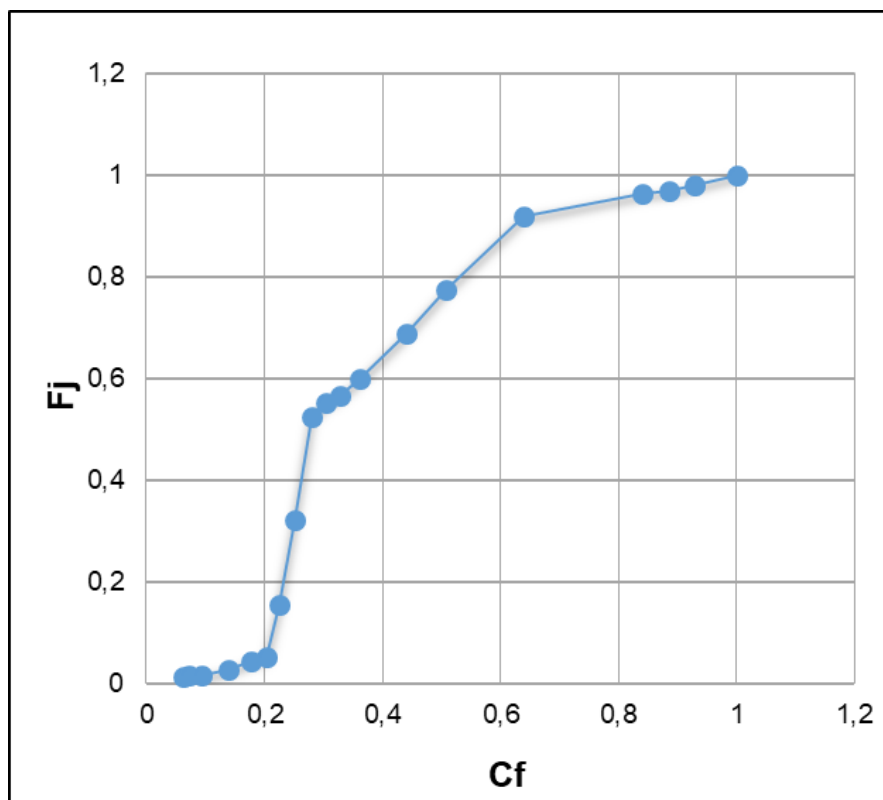


Рисунок 3.25 – Кривая Лоренца скважины № 198-Р

Межбаровая зона. Интервалы, вскрываемые скважинами в межбаровой зоне, представлены песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, крепкоцементированными, часто заглинизированными, значительно уплотненными, слабослюдистыми, известковистыми. Слоистость выражена участками, чаще горизонтальная за счет тонких прослоев углистого детрита.

В данной зоне отмечаются гидравлические типы только первого и второго порядка что указывает на низкое качество коллектора и его фильтрационно-емкостные свойства.

Кривые Лоренца характеризуются относительно стабильным трендом (Рисунки 3.24, 2.25). Низкое качество пропускных способностей коллектора обуславливается его происхождением, поскольку данные отложения формировались в пониженной зоне (в межбаровом пространстве).

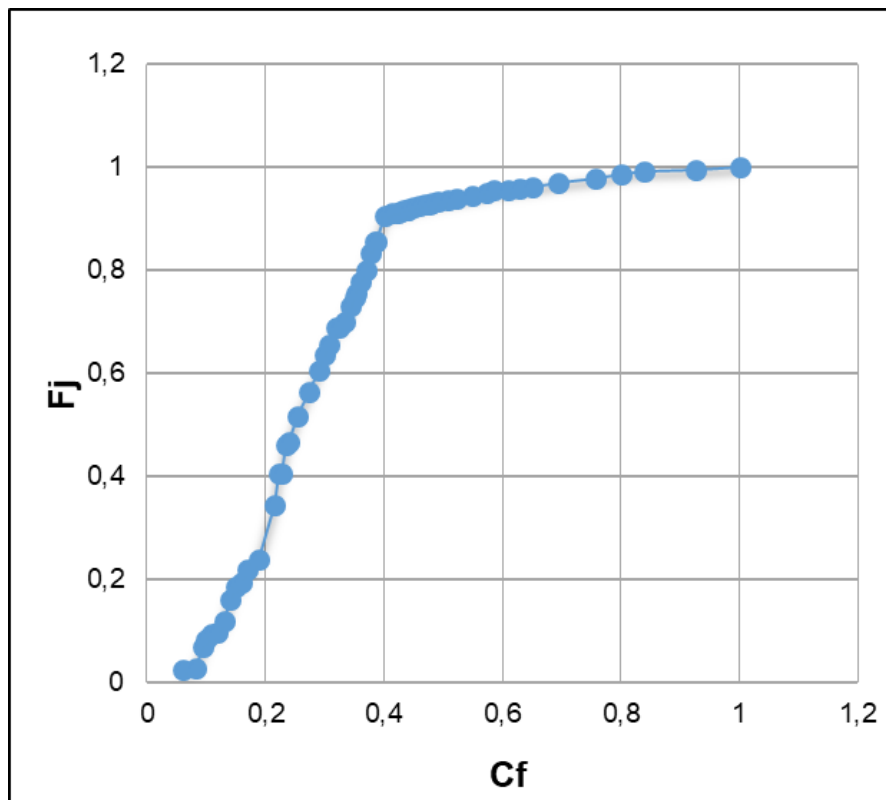


Рисунок 3.26 – Кривая Лоренца скважины № 197-Р

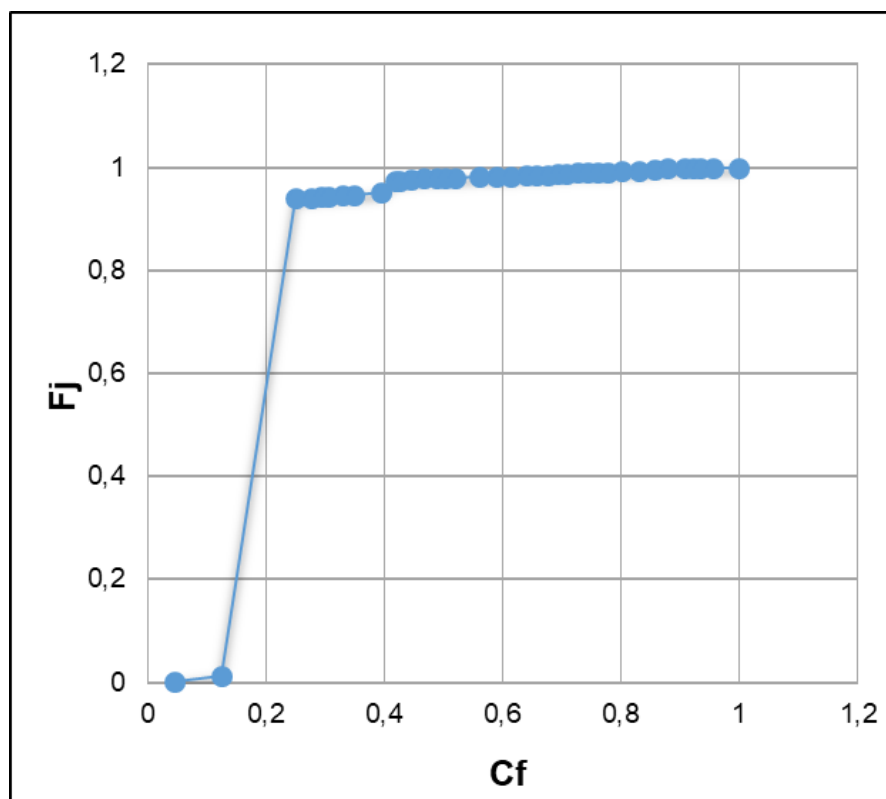


Рисунок 3.27 – Кривая Лоренца скважины № 225-Р

Переходная зона. Кривые Лоренца в данной зоне характеризуются с стабильным однотипным поведением (Рисунки 3.26, 3.27). Вскрытые интервалы представлены в основном мелкозернистым песчаником, крепкоцементированным, светло-серого цвета с включениями углистого детрита, без признаков. В зоне преимущественно распространены первый и второй гидравлический тип, в скважине 197-Р наблюдается значительное проявление третьего типа что может быть обусловлено ее близким расположением к баровой зоне.

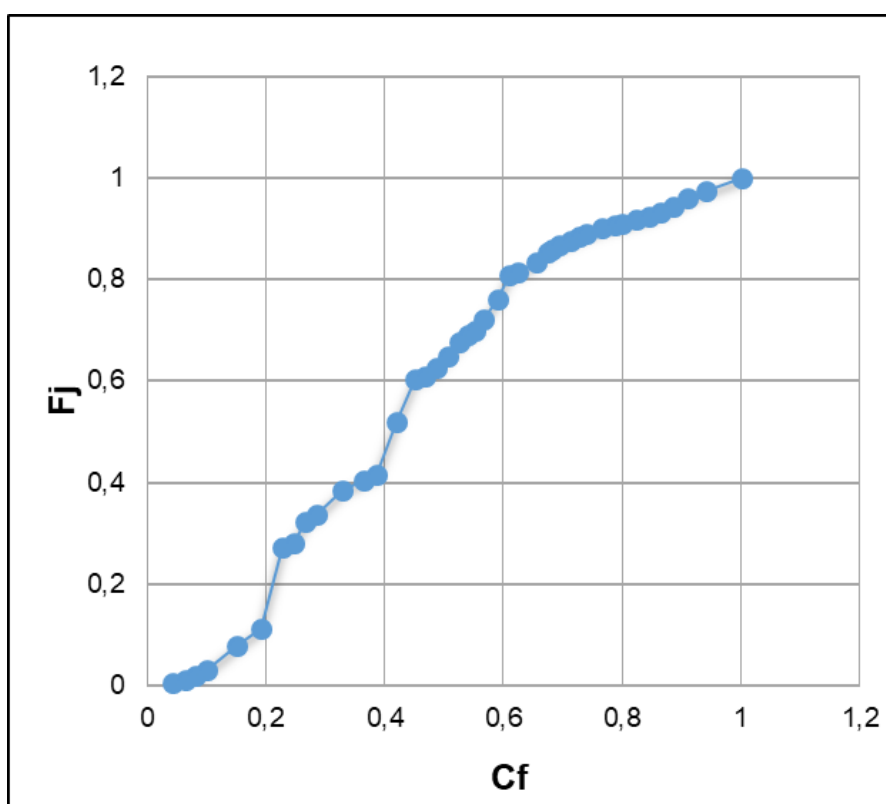


Рисунок 3.28 – Кривая Лоренца скважины № 220-Р

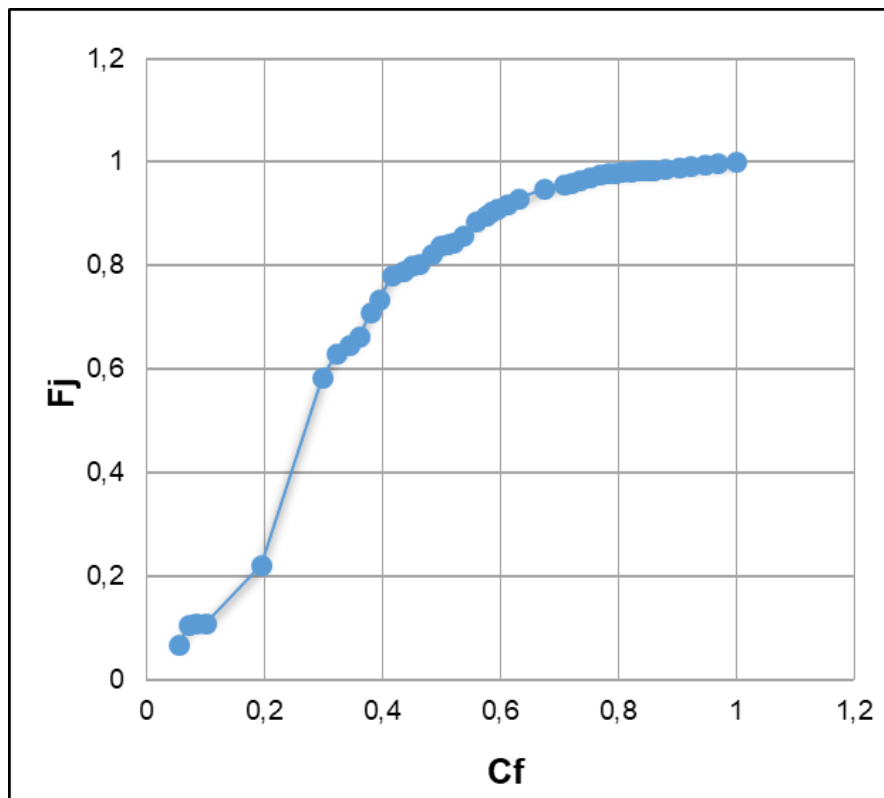


Рисунок 3.29 – Кривая Лоренца скважины № 222-Р

Русловая зона. В данной зоне преобладают гидравлические единицы первого, второго, третьего и четвертого порядка. Русловые отложения данной зоны представлены серым песчаником, мелко-тонкозернистый, слабо-, среднесцементированным, с выпотами и запахом нефти в центральной части зоны и песчаником темно-серым, мелкозернистым, крепкосцементированным, глинистым, с прослоями алевролита, с запахом нефти в восточной части.

Кривые Лоренца имеют колеблющейся, но близкий к единичному наклон что что обусловлено переслаиванием пород с различными фильтрационными свойствами (Рисунки 3.28, 3.29).

При анализе всех выше представленных графиков замечается схожесть трендов для кривых расположенных в одной фациальной зоне.

3.6 Анализ простираения гидравлических единиц потока.

С целью отследить как сменяется комплекс гидравлических типов по площади месторождения были построены две корреляционные панели $A_1 - A_2$, $B_1 - B_2$. Скважины подобраны так чтобы оценить распределение гидравлических типов всех фациальных зонах, принятых на территории месторождения «К».

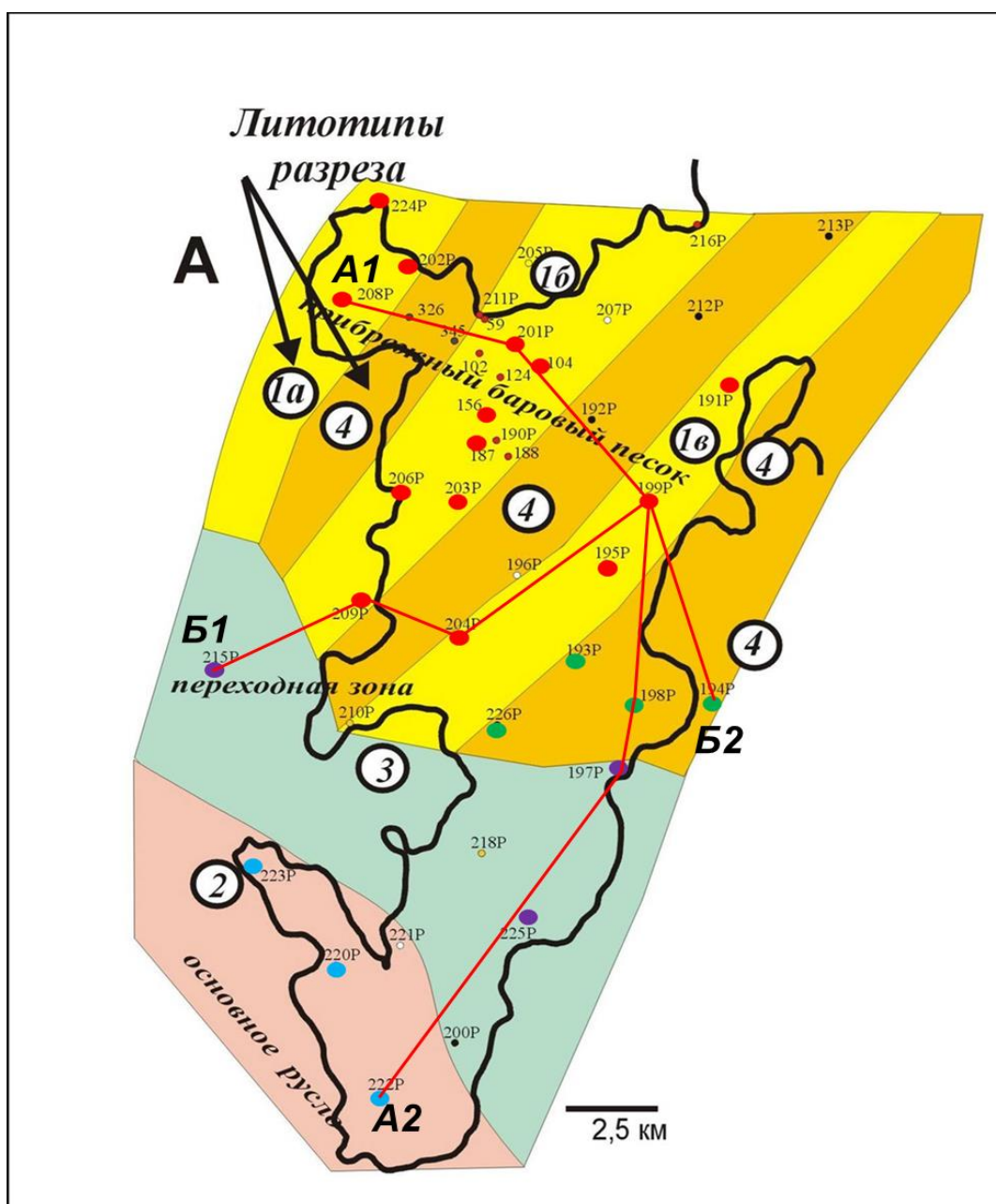


Рисунок 3.30 – Расположение рассматриваемых скважин карте распределения фациальных обстановок месторождения «К» (В.Б. Белозеров, 2004)

Корреляционные панели построены в программном продукте Schlumberger Techlog. На панель были вынесены кривые каротажа самопроизвольной поляризации, гамма каротажа, кривая FZI и HFU. Каротаж самопроизвольной поляризации и гамма каротажа позволяют зрительно оценить их поведение при смене гидравлических единиц потока в разрезе.

Корреляционная панель $A_1 - A_2$. Для корреляционной панели $A_1 - A_2$ были выбраны скважины 208-Р, 201-Р, 199-Р, 198-Р, 197-Р, 222-Р (Рисунок 3.31). Все скважины полностью вскрывают объект разработки (пласт $Ю_1^3$), глубины скважин выровнены по кровле продуктивного пласта $Ю_1^3$.

Скважина 208-Р как упоминалось ранее располагается в центральной части прибрежного бара «1а», в разрезе наблюдается полный комплекс выделенных гидравлических типов за исключением первого. Верхняя часть разреза представлена гидравлическими типами пятого и шестого порядка, центральная часть представлена гидравлическим типом седьмого порядка, характеризуемого как «суперколлектор» в виду своих высоких фильтрационно-емкостных свойств. Нижняя часть представлена гидравлическими типами, для которых характерны низкие фильтрационно-емкостные свойства.

Скважина 201-Р аналогично скважине 208-Р, располагается в центральной части бара «1б», и вскрывает литотипы соответствующие гидравлическим единицам с первой по шестую. Распределение гидравлических типов по глубине схоже с пред идущей скважиной (208-Р).

Скважина 199-Р пробурена в краевой части прибрежного бара «1в». Вскрываемый скважиной интервал пласта $Ю_1^3$ характеризуется крайне плохими коллекторскими (ФЕС) свойствами. В скважине отмечены гидравлические типы только первого и второго порядка. Поскольку подобные характеристики не типичны для баровых тел, были проверены рядом расположенные скважины 195-Р и 191-Р. Обе скважины представили аналогичный набор HFU, что исключает вероятность ошибки, также было изучено описание для трех скважин. При изучении описания керна было отмечено что керн во всех трех

скважинах представлен переслаиванием темно-серого аргиллита и крепкоцементированного, мелкозернистого песчаника.

Скважина 198-Р вскрывает межбаровую область и представлена в основном гидравлическими типами первого, второго и третьего порядка, в центральной части отмечен гидравлический тип четвертого порядка и связан с наличием серого среднесцементированного песчаника. В целом склоновые зоны баров и межбарье характеризуются плохими фильтрационными свойствами пород.

Скважина 197-Р расположена в переходной зоне между грядой береговых баров и основным руслом реки. В скважине отмечаются гидравлические единицы с первой по третью. Разрез представлен крепкоцементированным, мелкозернистым песчаником с прослоями углистого материала.

Скважина 222-Р вскрывает пласт $Ю_1^3$ в юго-западной части месторождения «К». Разрез представлен породами, сформированными в речной обстановке (основное русло реки). Верхняя часть отложений представлена единицей потока четвертого порядка, ниже по разрезу выявлены единицы третьего, второго и первого порядка.

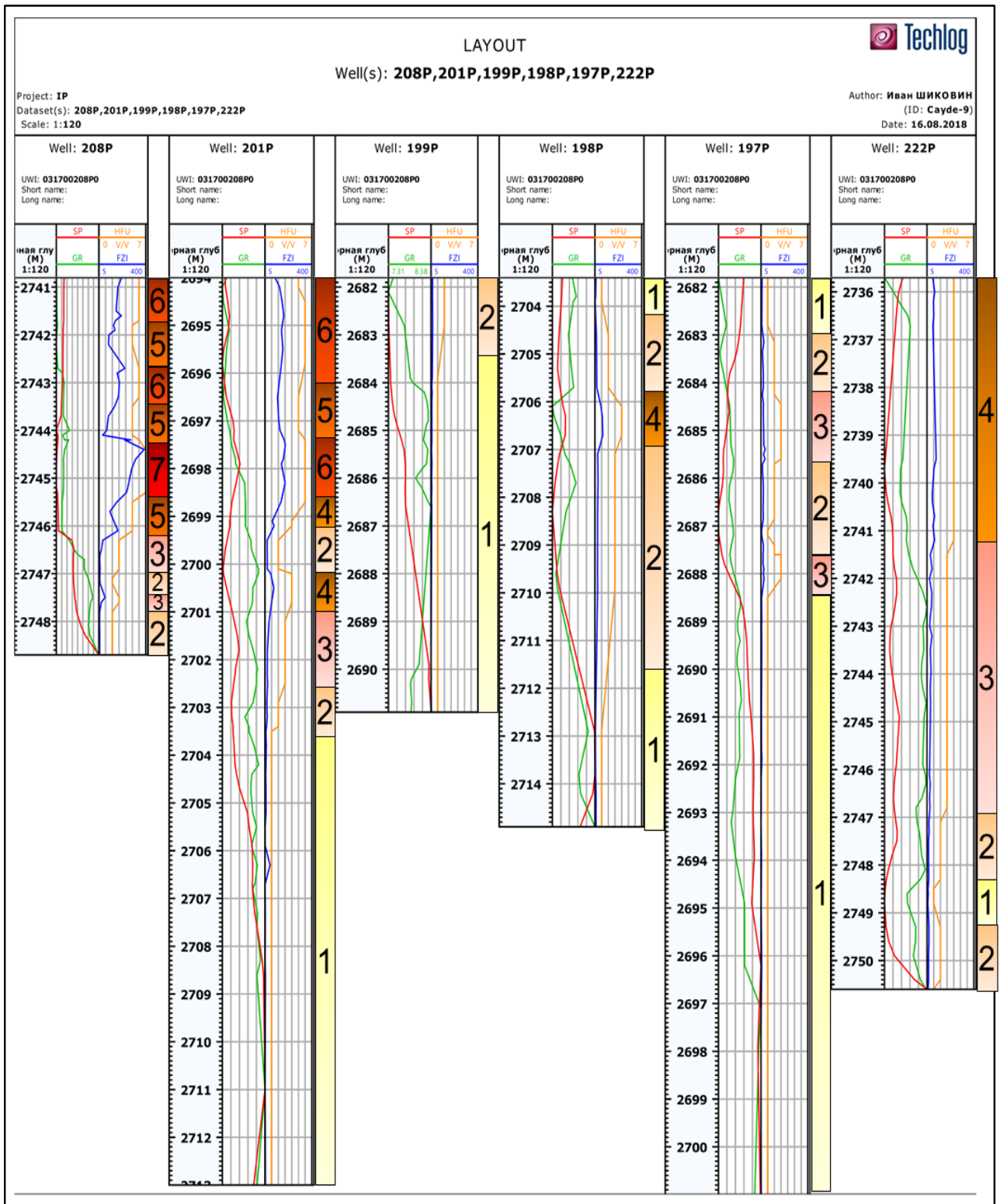


Рисунок 3.31 – Корреляционная панель $A_1 - A_2$.

Корреляционная панель Б₁ – Б₂. Корреляционная панель построена через скважины, 215-Р, 209-Р, 204-Р, 199-Р, 194-Р, с юго-запада на северо-восток (Рисунок 3.32), на данной корреляционной панели отсутствуют скважины вскрывающие речные отложения (Рисунок 3.30).

Скважина 215-Р, расположена в западной части переходной зоны месторождения. Даная скважина не вскрывает нефтеносную зону пласта Ю₁³. Вскрытые отложения представлены мелкозернистым крепкосцементированным песчаником местами глинистым с прослоями чёрного аргиллита. Отмечены гидравлические единицы первого, второго порядка, в нижней части разреза наблюдаются единица третьего порядка что может быть связано с возможной погрешностью при лабораторных исследованиях керна, однако наблюдается отклонение кривых СП и ГК в донной области в сторону минимальных значений.

Скважина 209-Р вскрывает юго-западную склоновую часть бара «1а». Отложения, вскрываемые скважиной, характеризуется средними фильтрационными свойствами, приуроченными к продажам верхней части вскрываемого интервала (HFU четвертого порядка).

Скважина 204-Р, расположена параллельно скважине 209-Р, на склоновой части бара «1б» и характеризуется аналогичным набором гидравлических единиц потока.

Скважина 194-Р, расположена на восточной стране лицензионного участка в межбаровомой зоне, вскрываемые отложения характеризуются как низкопроницаемые, относятся к гидравлическим типам первого и второго порядка.

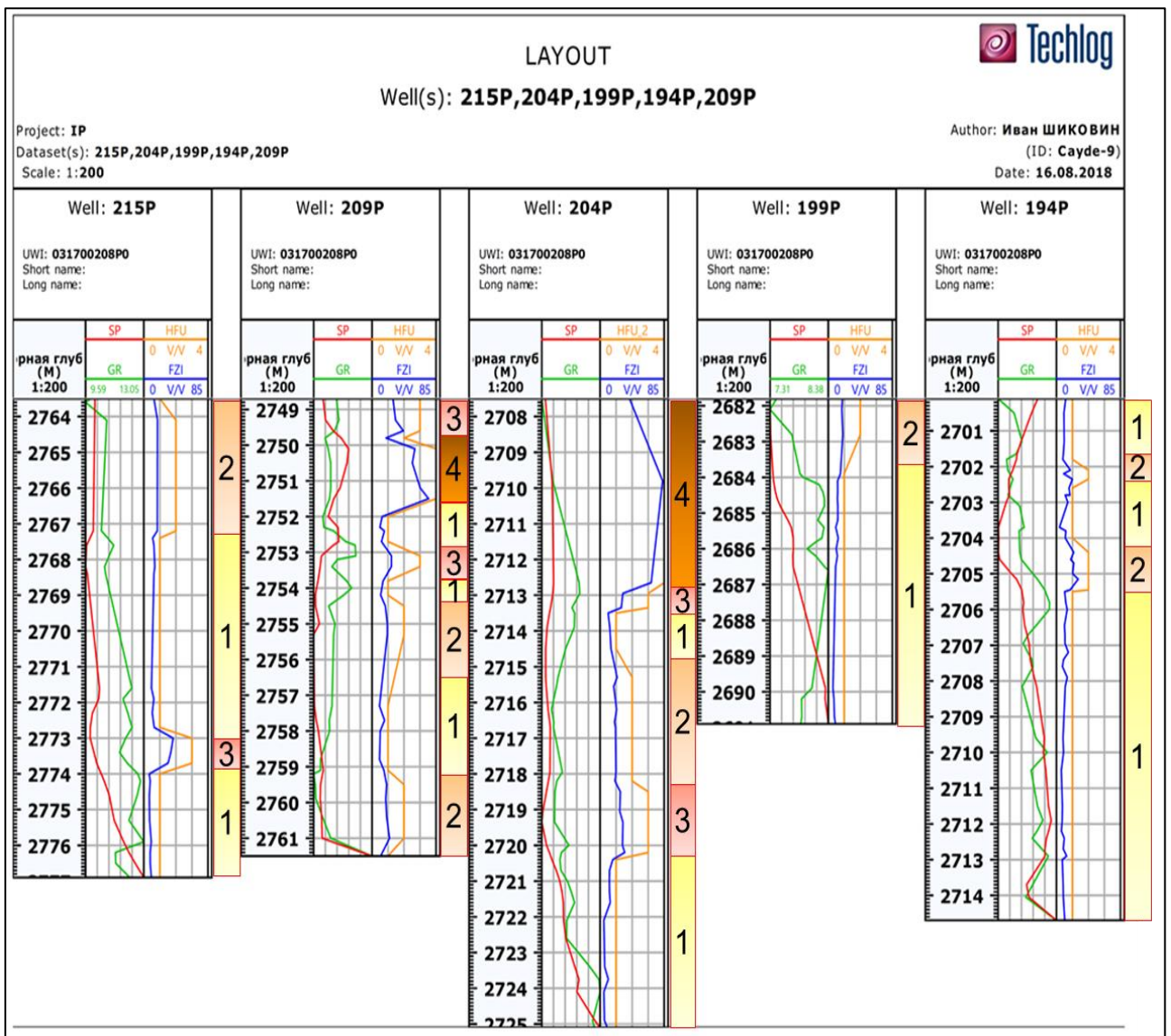


Рисунок 3.32 – Корреляционная панель Б₁ – Б₂

Для месторождения «К» характерна значительная степень геологической неоднородности в виду формирования продуктивных отложений в разных фациальных обстановках. Большинство пород во вскрываемых скважинами интервалах имеют схожие визуальные характеристики, однако сильно отличаются по своим фильтрационным свойствам в виду разной генетики происхождения.

Деление объема горных пород продуктивного пласта Ю₁³ на гидравлические единицы паточа позволило увидеть как меняются фильтрационные и кумулятивные свойства пород в зависимости от обстановок осадконакопления в которых они формировались.

Наблюдаются повторение и схожесть распределения групп гидравлических единиц потока в скважинах, вскрывающих отложения с единой генетикой происхождения, как например скважины 208-Р и 201-Р расположенные в центральных частях разных баровых тел имеют аналогичный набор и порядок распределения HFU в разрезе. Аналогичное сходство наблюдается и для скважин 209-Р, 204-Р расположенных в склонах разных баровых тел.

Почти все скважины, локализованные в межбаровых зонах, характеризуется преобладанием гидравлических единиц первого-третьего порядка. Во всех скважинах наблюдается градация гидравлических единиц от высоких до низких в низ по разрезу, что подтверждает разделение пласта $Ю_1^3$ на пачки $Ю_1^{3A}$, $Ю_1^{3B}$, $Ю_1^{3B}$. Степень изменчивости фильтрационно-ёмкостных свойств пород слагающих $Ю_1^3$ ранжируется в широком диапазоне от 0,367 до 2484,7 для пористости и от 0,119 до 0,211 (средние значения).

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

В наше время результативность и рентабельность научного исследования определяется не столько величиной и масштабом открытия, сколько финансовой ценностью разработки. Уровень экономической ценности открытия является для всей команды исследователей одной из основных целей, которая будет определять вероятность получения финансирования, как со стороны спонсоров, так и в получении гранта для проведения научного исследования.

Для достижения цели необходимо грамотно подготовить финансовое и маркетинговое предложения, которые в процессе подготовки должны содержать следующее:

- оценку коммерческого потенциала и перспективность проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающие современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования [8].

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Потенциальные потребители результатов исследования. Для анализа возможного спроса применяемого метода возьмем рынок услуг по предоставлению расчетов и проведению сопровождения разработки: научно-технические проектные центры, университеты и частные предприятия, специализирующиеся на расчетах в нефтегазовой сфере (Рисунок. 4.1).

		Места, предоставляющие услуги по сопровождению разработки			
		НТЦ	Университеты	НИПИ	Частные проектные центры
Размер компании	Крупные	А		В	
	Средние	Б			Б
	Мелкие		А	А	В

А Фирма А
 Б Фирма Б
 В Фирма В

Рисунок 4.1 – Карта сегментирования рынка услуг по разработке Интернет-ресурсов

Анализ конкурентных технических решений. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в Таблице 4.1 Для этого необходимо отобрать не менее трех-четырех конкурентных товаров и разработок.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурента способность		
		Бд	Бс	Би	Кд	Кс	Ки
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,11	3	4	2	0,21	0,28	0,14
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,06	4	4	2	0,24	0,3	0,12
3. Помехоустойчивость	0,01	1	1	1	0,01	0,01	0,01
4. Энергоэкономичность	0,08	2	4	2	0,16	0,4	0,16
5. Надежность	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,2
6. Безопасность	0,08	4	2	3	0,32	0,16	0,24
7. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурента способность		
		Бд	Бс	Би	Кд	Кс	Ки
1	2	3	4	5	6	7	8
8. Простота эксплуатации	0,09	4	5	2	0,36	0,45	0,18
11. Качество наглядного представления	0,03	4	4	4	0,12	0,12	0,12
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,07	4	5	2	0,28	0,35	0,14
2. Уровень проникновения на рынок	0,01	3	5	3	0,03	0,05	0,03
3. Цена	0,1	4	2	2	0,4	0,4	0,2
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	3	3	0,4	0,24	0,24
5. Послепродажное сопровождение	0,02	5	1	2	0,1	0,02	0,04
6. Финансирование научной разработки	0,04	4	3	3	0,12	0,09	0,09
7. Срок выхода на рынок	0,04	4	5	4	0,16	0,2	0,16
8. Наличие сертификации разработки	0,02	2	2	2	0,04	0,04	0,04
Итого	1				14,2	15,1	6,5

Произведя анализ оценочной карты, можно сделать вывод, что самым конкурентоспособным способом является статистический метод оценки неоднородности. Данный метод базируется на построении зависимостей и выделении, классификации гидравлических единиц потока, исходя из которых можно с высокой долей достоверности утверждать и определить неоднородности и отличить горную породу. Главным преимуществом применения этого метода является то, что он способен не только уменьшить время проведения исследования, но иногда и полностью значительно уменьшить необходимое оборудование и количество данные для составления решения.

SWOT-анализ. Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в табличной форме (Таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективнасть технологии.</p> <p>С2. Высокая надежность метода</p> <p>С3. Высокая достоверность результата</p> <p>С4. Высокая скорость получения результата</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки на территории государства</p> <p>Сл2. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры нефтяных компаний</p> <p>В2. Использование уже имеющегося оборудования для реализации проекта</p> <p>В3. Появление дополнительного спроса на новый продукт</p> <p>В4. Повышение стоимости разработки</p>		
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У2. Развитая конкуренция</p> <p>У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны компании</p>		

Пример интерактивной матрицы проекта представлен в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Сильные стороны - возможности проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	-	0	+
	B2	+	+	+	+
	B3	+	+	+	+
	B4	+	-	+	+

Проведем аналогичные расчеты для слабых сторон и угроз (Таблицы 7.4, 7.5, 7.6).

Таблица 4.4 – Слабые стороны - возможности проекта

Слабые стороны проекта			
Возможности проекта		Сл1	Сл2
	B1	-	+
	B2	+	0
	B3	-	+
	B4	+	-

Таблица 4.5 – Сильные стороны - угрозы проекта

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта	C1	C2	C3	C4
У1	+	+	+	+
У2	+	-	+	+
У3	-	+	0	-

Таблица 4.6 – Слабые стороны - угрозы проекта

Слабые стороны проекта			
Угрозы проекта		Сл1	Сл2
	У1	-	-
	У2	-	-
	У3	-	-

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа.

Таблица 4.7 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии.</p> <p>С2. Высокая надежность метода</p> <p>С3. Высокая достоверность результата</p> <p>С4. Высокая скорость получения результата</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки на территории государства</p> <p>Сл2. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры нефтяных компаний</p> <p>В2. Использование уже имеющегося оборудования для реализации проекта</p> <p>В3. Появление дополнительного спроса на новый продукт</p> <p>В4. Повышение стоимости разработки</p>	<p>В1С1С4; В2С1С2С3С4; В3С1С2С3С4; В4С1С3С4</p>	<p>В1Сл2; В2Сл1; В3Сл2; В4Сл1</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У2. Развитая конкуренция</p> <p>У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства/компании</p>	<p>У1С1С2С3С4; У2С1С2С3С4; У3С1</p>	-

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в Таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель темы
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Исследователь
	6	Разработка методики проведения эксперимент	Руководитель темы, инженер
	7	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Исследователь, инженер
	8	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Исследователь, руководитель темы, инженер
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	инженер
	10	Определение целесообразности проведения ОКР	инженер
<i>Проведение ОКР</i>			
Разработка технической документации и проектирование	11	Разработка блок-схемы, принципиальной схемы	Исследователь, Руководитель темы
	12	Выбор и расчет метода	Руководитель темы, исследователь,
	13	Оценка эффективности производства и применения проектируемой разработки	Инженер

4.3 Определение трудоемкости выполнения работ.

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

4.4 Разработка графика проведения научного исследования

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу (Таблица 4.9).

Таблица 4.9 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ожг}$, чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	1	4	2,2	Руководитель темы	5	7,5
Подбор и изучение материалов по теме	2	5	3,2	Инженер	5	7,5
Выбор направления исследований	0,3	0,5	0,38	Руководитель, инженер	3	4,5
Календарное планирование работ по теме	0,4	0,8	0,56	Руководитель	2	3
Проведение теоретических расчетов и обоснований	2	3	2,4	Исследователь	10	15
Разработка методики проведения эксперимент	0,5	1	0,7	Руководитель темы, инженер	3	4,5
Построение макетов (моделей)	0,5	1	0,7	Исследователь, инженер	20	30

4.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Расчет материальных затрат НТИ. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, в том числе специальное оборудование и программное обеспечение, заносятся в Таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., тыс. руб.	Затраты на материалы, (З _м), тыс. руб.
Программное обеспечение Techlog Base	шт	1	1000	1000
Программное обеспечение Origin	шт.	1	500	500
Итого				1500

4.6 Основная заработная плата исполнителей темы

Расчет основной заработной платы сводится в Таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб	Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.
1	Руководитель темы	1,8	1,13	3,02
2	Инженер	3	0,91	4,29
3	Руководитель, инженер	0,4	2,04	1,07
4	Руководитель	0,6	1,13	0,97
5	Исследователь	1,4	0	0
6	Руководитель темы, инженер	0,8	2,04	1,97

Приложение таблицы 4.11

7	Исследователь, инженер	0,9	0,91	0,79
8	Исследователь, руководитель темы, инженер	1,4	2,04	3,93
9	Инженер	1,4	0,91	1,58
10	Инженер	1,4	0,91	1,58
11	Исследователь, Руководитель темы	0,7	1,13	1,18
12	Руководитель темы, исследователь, инженер	6	2,04	19,67
13	Инженер	1,58	0,91	1,58
14	Исследователь	4	0	0
15	Инженер	1,4	0,91	1,58
Итого		32,011		

Действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (Таблица 4.12).

Таблица 4.12 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер	Исследователь
Календарное число дней	365	365	365
Количество нерабочих дней			
- выходные дни	66	118	66
- праздничные дни			
Потери рабочего времени			
- отпуск	50	30	40
- невыходы по болезни			
Действительный годовой фонд рабочего времени	249	217	249

Расчёт основной заработной платы приведён в Таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Разряд	k_T	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн.}$ руб.
Руководитель	3	1,5	15000	0,3	0,4	1,3	33150	1384	13	17992
Инженер	2	1,2	13000	0,3	0,4	1,3	28730	1483	31	45973
Исследователь	1	1	10000	0,3	0,4	1,3	22100	923	30	27692
Итого $Z_{осн.}$										91657

Дополнительная заработная плата исполнителей темы.

$$Z_{доп} = 0,13 \cdot 91657 = 11915$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (Таблица 4.14).

Таблица 4.14 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
	Исп.1	Исп.1
Руководитель проекта	17992	5398
Студент-дипломник (Исследователь)	27692	8308
Инженер	45973	13791,9
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого	35747	

Таблица 4.15 – Накладные расходы

№ п/п	Наименование расходов	Величина накладных расходов, руб
1.	Печать и ксерокопирование	500
2.	Оплата услуг связи	2000
3.	Оплата услуг электроэнергии	2000
Итого		4500

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в Таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НТИ	1500000
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	91657
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	27498
4. Отчисления во внебюджетные фонды	35795
5. Накладные расходы	4500
6. Бюджет затрат НТИ	1587860

4.7 Расчет срока окупаемости проекта

Затраты на научно-техническое исследования и дальнейшую работу в течение года составило 1587860 рублей. Следовательно, инвестиционная сумма, необходимая для реализации проекта тоже составит 1587860 рублей. Процентная ставка равна 7%. Ожидаемая единовременная экономия от одного собственного проекта 100000 рублей. Предполагаемая прибыль от внедрения ежемесячно 200000 рублей. Принимая во внимания наличие 4 собственных проектов в год, произведем расчет срока окупаемости.

Необходимые показатели для оценки целесообразности проекта и расчета срока его окупаемости представлены в Таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Показатели для оценки целесообразности проекта

Показатели	Шаги расчета, кварталы						
	0	1	2	3	4	5	6
Номинальный денежный поток тыс. руб.	-1587	300	300	300	300	300	300
Номинальный денежный поток нарастающим итогом, тыс. руб.	-1587	-1287	-987	-687	-387	-87	213
Дисконтированный денежный поток, тыс. руб.	-1587	298,3	296,5	294,8	293,1	291,4	289,7
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом тыс. руб.	-1587	-1289	-992	-697	-404,4	-113	176,6
Чистая дисконтированная стоимость проекта, тыс. руб.	176,6						
Дисконтированные денежные инвестиции, тыс. руб.	1698,1						
Индекс рентабельности	1,1						
Период окупаемости	6 месяцев						

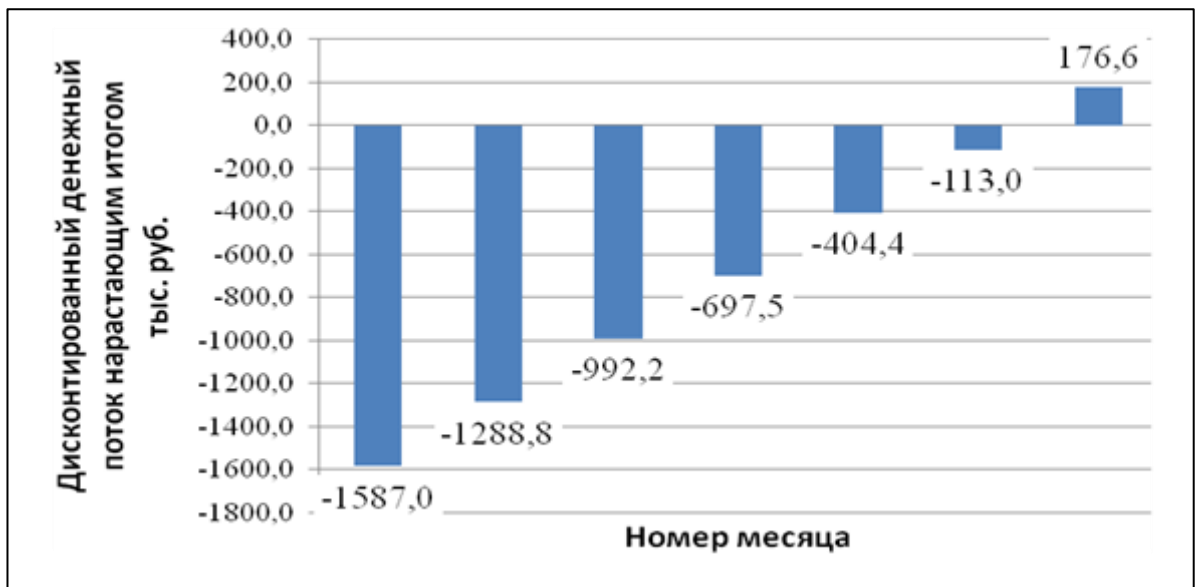


Рисунок 4.2 – Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом тыс. рублей

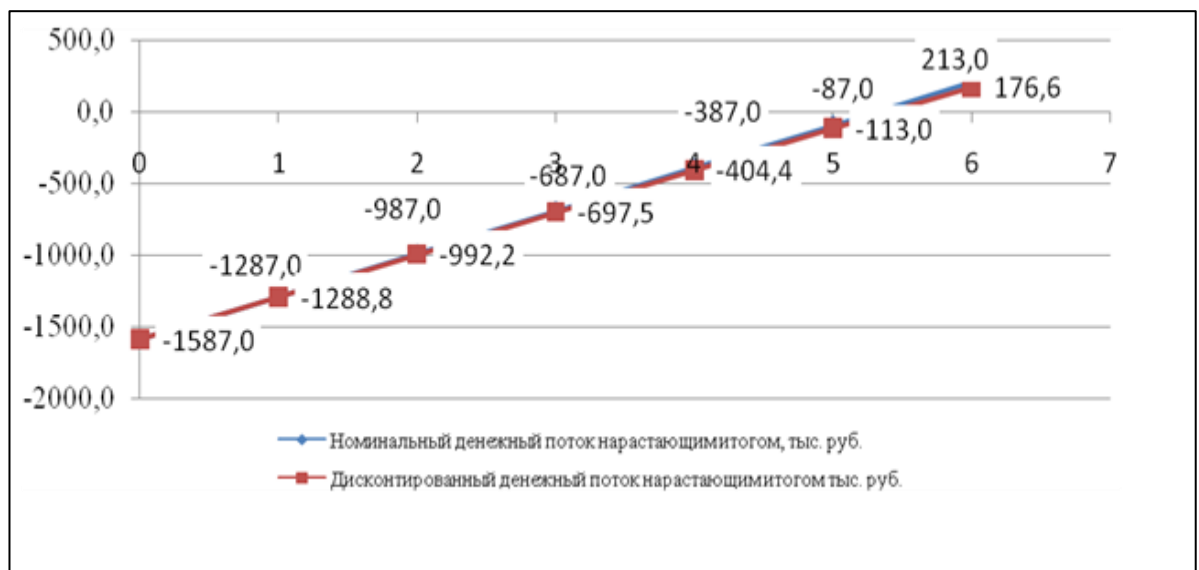


Рисунок 4.3 – Номинальные и дисконтированные денежные потоки

Из графика зависимости видно, что срок окупаемости составил 6 месяцев. Накопленный дисконтированный поток составил 176,6 тыс. рублей. Данные показатели говорят нам о том, что внедрение нашего проекта целесообразно. Рентабельность инвестиций составила $1,10 > 1$.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность предприятия – это уровень добровольного отклика на социальные потребности работников, лежащие вне определяемых законом или регулируемыми органами требований, это действия, предпринимаемые во благо общества добровольно.

Целью данной работы является применение статистического подхода к оценке неоднородности терригенных коллекторов посредством использования компьютерных технологий и выявления закономерностей распределения горных пород.

Уровень работоспособности человека напрямую зависит от условий труда. Под условиями труда понимается совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, которые оказывают влияние на работоспособность и здоровье работника.

Вредным называется фактор, который при воздействии на организм человека в случае нарушения требований безопасности может вызвать производственные травмы, профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья, обнаруживаемые современными методами как в процессе работы, так и в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений.

Вся работа выполнялась в помещении посредством применения портативного компьютера (процессор: Intel(R) Pentium (R) CPU B950 2.10GHZ) с монитором Fujitsu с диагональю 16 дюймов (яркость 75%, контрастность 50%, с частотой обновления 60 Гц и разрешением 1366x768).

В связи с этим, существует необходимость перед началом работ произвести проверку экологической безопасности будущих исследований данной темы.

5.1 Анализ вредных факторов

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.)»

На производительность труда могут влиять следующие вредные производственные факторы: отклонение температуры и влажности воздуха от нормы, недостаточная освещенность рабочего места, повышенный уровень электромагнитных излучений. Кроме того, работник может подвергаться действию опасных факторов: поражение электрическим током, возникновение пожаров в результате короткого замыкания. Негативное воздействие на окружающую среду в процессе работы практически отсутствует. Наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера в результате производственных аварий и пожаров.

Согласно ГОСТ в помещении, в котором производились работы, были выявлены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы (Таблица 5.1). Далее, в соответствии с запроектированными видами работ, последовательно по составленной таблице проведено описание выявленных опасных и вредных производственных факторов (анализ факторов и мероприятия по их устранению).

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
- анализ документации по теме работы; - подготовка чертежей, планов, схем.	1. Шум на рабочем месте 2. Отклонение показателей микроклимата в помещении; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Психофизиологические факторы.	- Электрический ток; - Пожароопасность.	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 ГОСТ 12.1.038-82 СанПиН 2.2.4.548–96 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 ГОСТ 12.4.009-83 ГОСТ 12.1.005-88
Примечание: пожароопасность описана как ЧС			

Шум на рабочем месте. В системе мер по обеспечению защиты от шума на производстве большое значение имеет нормативно-техническая документация. Она состоит из документов, которые устанавливают требования к шумовым характеристикам мест пребывания людей и методов контроля этих характеристик; методов установления шумовых характеристик источников шума (машин, оборудования, механизированного инструмента) и т.д.

Основопологающим документом, устанавливающим классификацию шумов, допустимые уровни шума на рабочих местах, общие требования к защите от шума, является ГОСТ 12 1.003-83, а так же СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96. Так как данная дипломная работа предполагает выполнение задания в помещении (офисе) за компьютером, то основными источниками шума являются непосредственно сами компьютеры, принтеры, плоттеры, множительная техника и оборудование для кондиционирования воздуха, вентиляторы систем охлаждения, трансформаторы. ГОСТом 12.1.003-89 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» регламентируются уровни шума для различных категорий рабочих мест на частотах от 63 до 8000 герц. Для постоянного шума нормируемым параметром является эквивалентный уровень звука в децибелах. Допустимый уровень шума на рабочих местах

предприятий, на их территории и в помещениях составляет 80 дБа [9]. Согласно требований указанного ГОСТа зоны с повышенным уровнем шума (более 80 дБа) должны обозначаться знаками безопасности, а работающие в таких зонах обеспечиваться средствами индивидуальной защиты.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 защита от шума должна достигаться разработкой шумобезопасной техники, применением средств и методов коллективной защиты по ГОСТ 12.1 029-80 и применением средств индивидуальной защиты, а также строительно-акустическими методами.

Средства и методы защиты от шума, применяемые на рабочих местах подразделяются на средства и методы коллективной защиты и средства индивидуальной защиты.

Коллективная защита от шума включает в себя: снижение шума в источнике, строительноакустические мероприятия, применение звукоизоляции.

К средствам индивидуальной защиты от шума относят противошумные вкладыши, а также возможность сокращать время пребывания в рабочих условиях чрезмерного шума.

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Освещенность рабочего места – важнейший фактор, влияющий на условия труда. Естественное освещение по своему спектру является наиболее приемлемым, но не всегда его оказывается достаточно (это связано и с режимом работы). Обычно применяется общее и комбинированное освещение.

Нормы освещенности рабочих мест, помещений, территорий устанавливаются СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение» [10]. СНиП разделяет все работы по разрядам и подразрядам зрительных работ, дает их характеристики и устанавливает нормы освещенности. Недостаточная и высокая освещенность ведет к утомлению зрения, физической усталости организма.

Существуют таблицы с указанием оптимального количества Лк. для объектов всех типов. В Таблице 5.2 приведены показатели норм освещенности офисных помещений.

Таблица 2 – Нормы освещенности офисных помещений [10]

Вид помещения	Норма освещенности согласно СНиП, Лк
Офис общего назначения с использованием компьютеров	200-300
Офис большой площади со свободной планировкой	400
Офис, в котором осуществляются чертежные работы	500
Зал для конференций	200
Эскалаторы, лестницы	50-100
Холл, коридор	50-75
Архив	75
Кладовая	50

Отклонение показателей микроклимата в помещении. На рабочих местах обязательно создание нормальных микроклиматических условий. Для человека одинаково опасны переохлаждения, вызывающие простудные заболевания, и перегревы, ведущие к снижению работоспособности, тепловым ударам. Величины показателей микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [11]. В зависимости от категории нагрузки (работ), теплого или холодного периода года в помещениях должны поддерживаться определенные значения температуры воздуха, температуры поверхностей оборудования, относительной влажности и скорости движения воздуха. В настоящем проекте принимаем категорию I-б, к которой относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121-150 ккал/час, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением [12].

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах, должны соответствовать величинам, приведенным ниже в Таблице 3.

Таблица 3 – Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах [11]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха,	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

Санитарными нормами также устанавливаются допустимые значения показателей микроклимата в производственных помещениях. Они могут приводить к небольшому дискомфорту и ухудшению самочувствия, но не вызывают нарушения состояния здоровья рабочего. В среднем такие величины ниже на 3 единицы в сравнении с оптимальными условиями.

При обеспечении оптимальных и допустимых показателей микроклимата в холодный период следует применять средства защиты радиационного переохлаждения от окон, а в теплый период необходимо применять средства защиты от попадания прямых солнечных лучей (занавески). Так же необходимо содержать помещение в чистоте, делать влажную уборку ежедневно, и проветривать помещение.

Психофизиологические факторы Негативное воздействие на человека компьютеров заключается в том, что к концу рабочего дня люди, работавшие за компьютером, ощущают головную боль, резь в глазах, тянущие боли в мышцах шеи, рук, спины, зуд кожи лица. Со временем это приводит к мигреням, частичной потере зрения, сколиозу, кожным воспалениям. Эти заболевания не только снижают трудоспособность, но и подрывают здоровье людей. Чтобы избежать подобных негативных явлений, необходимо грамотно организовывать и оборудовать рабочие места с учетом требований (Рисунок 5.1) СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03, а именно:

- рабочее место должно располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева;
- окна в помещениях с ВДТ и ПЭВМ должны быть оборудованы регулируемыми устройствами (жалюзи, занавески, внешние козырьки и т.д.);
- расстояние между рабочими столами с видеомониторами должны быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов – не менее 1,2 м;
- монитор, клавиатура и корпус компьютера должны находиться прямо перед оператором; высота рабочего стола с клавиатурой должна составлять 680 – 800 мм над уровнем пола; а высота экрана (над полом) от 900 до 1280 см;
- монитор должен находиться от оператора на расстоянии 60 – 70 см на 20 градусов ниже уровня глаз;
- пространство для ног должно быть: высотой не менее 600 мм, шириной не менее 500 мм, глубиной не менее 450 мм. Должна быть предусмотрена подставка для ног работающего шириной не менее 300 мм с регулировкой угла наклона. Ноги при этом должны быть согнуты под прямым углом.

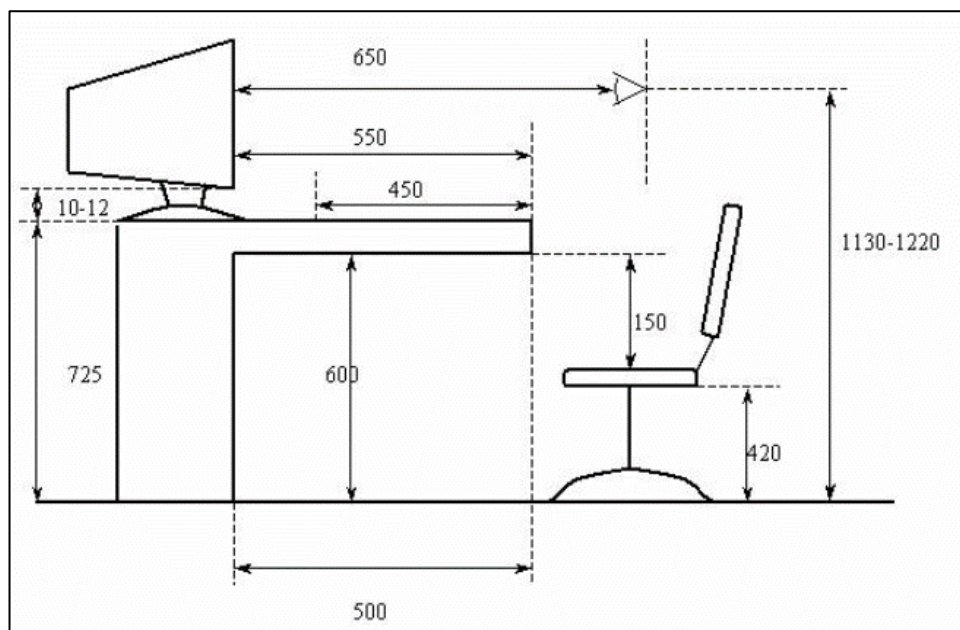


Рисунок 5.1 – Основные требования к рабочему месту

Кроме того, необходимо учитывать, что в случаях, когда характер работы требует постоянного взаимодействия с ВДТ (набор текстов или ввод данных т. п.) с напряжением внимания и сосредоточенности, при исключении возможности периодического переключения на другие виды трудовой деятельности, не связанные с ПЭВМ, рекомендуется организация перерывов на 10-15 минут через каждые 45-60 мин работы. Продолжительность непрерывной работы с ВДТ без регламентированного перерыва не должна превышать 1 ч. Ежедневная работа высокой интенсивности и с нервно-эмоциональным напряжением по 12 и более часов не допускается.

5.2 Анализ опасных факторов

Электробезопасность. Согласно Правилам устройства электроустановок ПУЭ помещение проведения работ относится к категории помещений без повышенной опасности, т.к. влажность воздуха менее 75%, токопроводящая пыль, токопроводящие полы отсутствуют, высокая температура (постоянно или периодически, более суток, температура не превышает 350°C), возможность одновременного соприкосновения человека к

имеющим соединение с землей металлоконструкциям с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой не представляются возможными. Источниками опасного фактора при работе с проектом является персональный компьютер.

По степени опасности поражения людей электрическим током помещения подразделяются на три категории: помещения с повышенной опасностью; помещения особо опасные; помещения без повышенной опасности. Опасность поражения людей электрическим током в помещениях появляется при несоблюдении мер безопасности, а также при отказе или неисправности электрического оборудования и приборов.

Степень воздействия увеличивается с ростом тока. Электрическое сопротивление тела человека и приложенное к нему напряжение, т.е. напряжение прикосновения, также влияют на исход поражения, так как они определяют значение тока, протекающего через тело человека [12].

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Безопасность при работе с электроустановками обеспечивается применением различных технических и организационных мер [13]. Технические средства защиты от поражения электрическим током делятся на коллективные и индивидуальные, на средства, предупреждающие прикосновение людей к элементам сети,

находящимся под напряжением, и средства, которые обеспечивают безопасность, если прикосновение все-таки произошло [12].

защитное зануление – это преднамеренное электрическое соединение нетоковедущих частей электроустановок, которые в аварийных ситуациях могут оказаться под напряжением, с глухозаземлённой нейтралью электрической сети с помощью нулевого защитного проводника;

- электрическое разделение сетей;
- защитное отключение;
- средства индивидуальной электрозащиты;

- использование малых напряжений;
- ограждающие защитные средства – предназначены для временного ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением (изолирующие накладки, щиты, барьеры), а также для предотвращения появления опасного напряжения на отключенных токоведущих частях (переносные заземляющие устройства);
- уравнивание потенциалов – применяют в помещениях, имеющих заземлённые или занулённые электроустановки для повышения уровня безопасности;
- предупредительная сигнализация [12].

Рабочие места должны быть оборудованы отдельными щитами с общим рубильником электропитания, который должен находиться в легкодоступном месте, иметь закрытый зануленный металлический корпус и четкую надпись, указывающую величину номинального напряжения.

Так же нужно соблюдать некоторые правила по безопасности с электроприборами:

- 1) все электроприемники и электропроводка должна быть с исправной изоляцией;
- 2) нельзя подвешивать провода на гвоздях, металлических и деревянных предметах, перекручивать или завязывать их в узел;
- 3) все токоведущие элементы, электроприборы, розетки, должны быть удалены от труб отопления и водопровода, и других металлических коммуникаций;
- 4) протирать осветительную арматуру от пыли можно только сухой тряпкой;
- 5) при возгорании электроприборов или электрических проводов нельзя их гасить водой. Необходимо сначала их обесточить, а затем приступить к тушению пожара;

б) при включении любого электрооборудования в сеть сначала подключается шнур к прибору, а затем – к сети. Отключение электроприбора нужно производить в обратном порядке;

7) нельзя прикасаться мокрыми или влажными руками к электроприборам, находящимся под напряжением [14].

5.3 Охрана окружающей среды

Политика государства в области экологии направлена на рациональное использование сырьевой базы, последовательный переход на энергосберегающие и экологически чистые технологии, минимизацию воздействия производственной деятельности на природную среду, восстановление нарушенных сред. Начата реализация долгосрочных программ по оздоровлению экологической обстановки в районах деятельности и на предприятиях компании. В нефтедобыче идет масштабное апробирование современных технологий по рекультивации нефтезагрязненных и замазученных земель. Использование новейшей техники и технологий ликвидации последствий аварии позволит нефтяникам за три-четыре ближайших года вернуть северной природе накопившиеся долги: восстановить почву, очистить воду. Серьезность подходов к природоохранной работе демонстрирует нефтепереработчики компании. Ведется реконструкция и строительство крупных природоохранных объектов, расширяются очистные сооружения, блокооборотное водоснабжение.

Состояние окружающей природной среды является одной из наиболее острых социально-экономических проблем, прямо или косвенно затрагивающих интересы каждого человека.

Создавая необходимые для своего существования продукты, отсутствующие в природе, человечество использует различные незамкнутые технологические процессы по превращению природных веществ. Конечные

продукты и отходы этих процессов не являются в большинстве случаев сырьем для другого технологического цикла и теряются, загрязняя окружающую среду. Человечество преобразует живую и неживую природу значительно быстрее, чем происходит их эволюционное восстановление. Потребление нефти и газа несопоставимо со скоростью их образования.

В настоящее время человечество находится в периоде сверхинтенсивного использования ресурсов окружающей среды, расход ресурсов, превышает их прирост, что неизбежно ведет к исчерпанию ресурсов [15].

Современное экологическое состояние территории России можно определить, как критическое. Продолжается интенсивное загрязнение природной среды, и оно представляет реальную угрозу самим биологическим основам здоровья и жизнедеятельности населения страны.

Экологическая опасность производства характерна для многих отраслей химической, пищевой, текстильной, деревообрабатывающей, горнодобывающей, производства строительных материалов, транспорта и т.д.

По уровню отрицательного воздействия на окружающую природную среду нефтегазодобывающее производство занимает одно из первых мест среди отраслей промышленности и это влияние обусловлено его особенностями. Оно загрязняет практически все сферы окружающей среды атмосферу, гидросферу, причём не только поверхностные, но и подземные воды. Исходя из этого, следует очевидная необходимость в бережном и трепетном отношении ко всем процессам нефтегазовой промышленности.

Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения.

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией, а также утилизация отходов лабораторных исследований. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Запрещается сброс сточных вод и отходов лабораторных исследований в водные объекты;
2. Установление и поддержание водоохраных зон;
3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
5. Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
6. Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
7. Контроль качества сварных швов;
8. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно;
9. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
10. Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН.
11. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;
12. При ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Охрана атмосферы. Охрана воздушной среды в нефтяной промышленности проводится, главным образом, в направлении борьбы с потерями нефти за счет уменьшения испарения ее при сборе, транспортировке, подготовке и хранении. Для этого проектируются герметизированные системы сбора нефти и антикоррозионные наружные и внутренние покрытия трубопроводов и емкостей, устанавливаются непромерзающие клапаны, расширяется применение резервуаров с понтонами или плавающими крышами и другие технические решения. С целью уменьшения вредных выбросов в атмосферу сокращается сжигание нефтяного газа в факелах.

Охрана земельных ресурсов. Нефтяная промышленность является одним из ведущих потребителей земельного фонда, так как разведка, добыча, промысловая подготовка и транспортировка углеводородного сырья требуют размещения многочисленных нефтепромысловых объектов: скважин, кустовых насосных станций, нефтесборных пунктов, технологических установок, магистральных трубопроводов. На нефтяную промышленность приходится более 20 % земель, которые ежегодно выводятся из сельскохозяйственного оборота.

В зависимости от интенсивности и продолжительности загрязнения почв и грунтов нефтепродуктами предусматривают техническую, химическую и биологическую рекультивацию.

Первая из них включает работы по очистке территории, планировке нарушенных участков и механической обработке почвы (рыхление, дискование) для искусственной аэрации ее верхних горизонтов и ускоренного выветривания загрязнителя.

С целью создания оптимальных условий для жизнедеятельности бактериальных микроорганизмов, способных ассимилировать углеводороды, кислые почвы подвергаются известкованию. Для восстановления качества дерново-подзолистых почв, которые в результате нефтяного загрязнения трансформировались в техногенные солончаки, применяется гипсование совместно с искусственным увлажнением.

Биологическая рекультивации включает внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;

- аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;
- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

Пожары в компьютерном помещении представлены особой опасностью, потому что имеет сопряженность с большим материальным недостатком. Источниками зажигания могут быть электрические схемы от ПЭВМ, прибор, применяемый для технических обслуживаний, устройств электропитаний, кондиционирований воздушных потоков, в результате различных нарушений образуются перегретые элементы. [16]

При установлении вида и количества первичного средства пожаротушения необходимо учитывать физические, химические, пожароопасные свойства этих горючих элементов, отношение к огнетушащему веществу и площадью производственного помещения, открытости площадки и установки.

К организационным мерам в компьютерном помещении относятся:

- 1) разработка планов эвакуации;
- 2) создание добровольных противопожарных дружин;
- 3) информирование сотрудников о правилах пожарной безопасности;
- 4) разработка инструкций о действиях при пожаре;
- 5) выпуск специальных плакатов и листовок.

Технические противопожарные мероприятия обеспечивают: эвакуацию людей, оборудование помещения современными автоматическими средствами

сигнализации, устройство автоматических стационарных систем тушения пожаров. [17]

В целях пожарной безопасности сотрудникам запрещается:

- оставлять без присмотра включенные в сеть электрические приборы;
- курить в рабочих помещениях (разрешается это делать только в специально отведенных для этого местах);
- загромождать офисным оборудованием и другими предметами эвакуационные пути, проходы и подходы к огнетушителям, пожарным кранам.

Так же в каждой организации ежегодно должны проводиться профилактические мероприятия, связанные с проверкой средств пожаротушения (огнетушители, шланги и т.д.), проведение инструктажа по технике безопасности, и проведение учебных тревог.

Возникновение пожара считается чрезвычайной ситуацией, поэтому к данному вопросу необходимо относиться с особой важностью и вниманием.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Охрана труда – система обеспечения безопасности жизни и здоровья работников процессе трудовой деятельности, включающая правовые, социально-экономические, санитарно-гигиенические, психофизические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Функциями охраны труда являются исследования санитарии и гигиены труда, проведение мероприятий по снижению влияния вредных факторов на организм работников в процессе труда. Основным методом охраны труда является использование техники безопасности. При этом решаются две основные задачи: создание машин и инструментов, при работе с которыми исключена опасность для человека, и разработка специальных средств защиты, обеспечивающих безопасность человека в процессе труда, а также проводится

обучение работающих безопасным приемам труда и использования средств защиты, создаются условия для безопасной работы.

Основная цель улучшения условий труда – достижение социального эффекта, т.е. обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда дает и экономические результаты: рост прибыли (в связи с повышением производительности труда); сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т. д.

Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

Стандарты ССБТ устанавливают общие требования и нормы по видам опасных и вредных производственных факторов, общие требования безопасности к производственному оборудованию, производственным процессам, средствам защиты работающих и методы оценки безопасности труда.

Межотраслевые правила и нормы являются обязательными для всех предприятий и организаций независимо от их ведомственного подчинения.

Отраслевые правила и нормы распространяются только на отдельные отрасли. На основании законодательства о труде, стандартов, правил, норм, технологической документации и др. разрабатываются инструкции по охране труда: общие, для отдельных профессий, на отдельные виды работ [18].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Высокая степень геологической неоднородности характерна для исследуемого месторождения «К». Фильтрационно-емкостные свойства пород меняются в зависимости от фациальных зон, граничащих в пределах месторождения.

Были выявлены зависимости для в распределения гидравлических единиц патока в зависимости от зон формирования вскрываемых отложений. Подобные зависимости в дальнейшем при детальном изучении могут помочь построить более точное представление о распределении неоднородности.

Для достижения поставленной цели использовался метод гидравлических единиц потока. На основании полученных результатов было проведено ранжирование пород согласно их фильтрационно-емкостным свойствам.

Для определения индикатора гидравлических единиц (FZI) на основе набора каротажных кривых использовался один из методов машинного обучения (Random Forest).

Полученные результаты по двум видам данных керновых и данных ГИС не противоречат друг другу.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Amaefule, J.O, Altunbay, M., Tiab, D, Kersey, D.G., and Keelan, D.K, 1993, Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells, SPE 26436, presented at 68th Ann. Tech. Conf. And Exhibit., Houston, Tx.
2. Чернова О.С., Клименко А.В. Моделирование литолого-петрографической зональности Двуреченско-Крапивинской зоны нефтегазонакопления // Литология и геология горючих ископаемых. 2009. Вып. 19 С. 99 – 110.
3. <https://towardsdatascience.com/the-random-forest-algorithm-d457d499ffcd>
4. Seyed Kourosch Mahjour, Mohammad Kamal Ghasem Al-Askari, Mohsen Masihi, 2016, Flow-units verification, using statistical zonation and application of Stratigraphic Modified Lorenz Plot in Tabnak gas field, Egyptian Journal of Petroleum (2016) 25, 215–220.
5. R.B. Soto, F. Torres, S. Arango, G. Cobaleda, Improved reservoir permeability models from flow units and soft computing techniques: A case study, Suria and Reforma-Libertad fields, Columbia, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, 25–28 March 2001, SPE 69625, 2001.
6. Abbaszadeh, M.D., Hikari Fujii, Fujio Fujimoto: “Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units-Theory and Applications,” SPE Formation Evaluation (Dec. 1996), 263-271.
7. R. Soto B.* and J. C. Garcia, Ecopetrol-ICP; and F. Torres and G. S. Perez, American Geoexploration, 2001, Permeability prediction using hydraulic flow units and hybrid soft computing systems, SPE 71455, presented at Ann. Tech. Conf. And Exhibit., Houston, Tx.

8. 21. И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова Н.А. Гаврикова Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 36 с.
9. Маковеева Е.И. Геоэкологические подходы к оптимизации природопользования в Центральной части Западного Забайкалья: дисс. к.г.н.-Улан-Удэ, 2007. 184 с. РГБ ОД, 61:07-11/159.
10. СанПиН 2.2.2.542-96. Гигиенические требования к ВДТ и ПЭВМ. Организация работы.
11. Маковеева Е.И. Геоэкологические подходы к оптимизации природопользования в Центральной части Западного Забайкалья: дисс. к.г.н.-Улан-Удэ, 2007. 184 с. РГБ ОД, 61:07-11/159.
12. Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ "О пожарной безопасности" // СЗ РФ. 26.12.1994. N 35. Ст. 3649.
13. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 145 с.
14. ПНД Ф 12.13.1-03. Методические рекомендации. Техника безопасности при работе в аналитических лабораториях (общие положения).
15. ГОСТ 12.1.002–84 ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.
16. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
17. СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
18. СНиП 23-05-95. Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение.
19. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
20. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

Приложение А

(обязательное)

1 LITERATURE REVIEW

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Гесь Глеб Андреевич		

Консультант школы отделения (НОЦ) ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С	К.Г.-М.Н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Максютин К.Ю	К.П.Н.		

1 LITERATURE REVIEW

1.1 Geological heterogeneity

Geological heterogeneity include the main characteristics of the oil reservoir such as its structure, availability, location, hydrodynamic cohesion, the presence and nature of clay micro bearers within the pore space, the distribution of filtration-capacitive properties in the section and along the field of the object.

In geology, the heterogeneity of the oil reservoir is divided into two main levels: macroinhomogeneity and microinhomogeneity; this division allows us to distinguish the properties of the reservoir according to the degree of their influence on its state.

At the level of macroinhomogeneity, the variability of the characteristics of the formation itself, its shape, prevalence, discontinuity in area and in section are estimated.

The main parameters of which are the evaluation and analysis of macroinhomogeneity are:

Coefficient of sandiness is expressed by the ratio showing the ratio of reservoir rocks and non-reservoirs in the total volume of the development object (formation).

Intermittency of the reservoir is described not by the constancy of its spread, which may be due to the wedging of the formation or its replacement by impenetrable rocks. As a consequence, the reservoir can be represented by a variety of sand bodies different in geometric dimensions.

The intermittency of the reservoir is divided into vertical and horizontal, the nature of the reservoir impermanence has a significant impact on the field development project and the strategy of maintaining reservoir pressure.

The partition coefficient is defined for the entire reservoir and is calculated as the ratio of the sum of the number of reservoir layers in all wells to the total number of wells that opened the reservoir. The dismemberment of segregated strata

and interlayers affects the coverage of the reservoir by exposure and is the determining factor in the allocation of operational objects.

A comprehensive analysis of the above listed indicators allows us to present a picture of the macroinhomogeneity of the section. Then smaller the coefficient of sandiness and the greater the degree of dissection, the higher the macroinhomogeneity of the object.

Formation of macroinhomogeneity is dictated by time-varying sedimentation conditions, which in turn are caused by changes in the speed of tectonic movements, climatic conditions, etc., which lead to a change in the composition and structure of rocks in the section, alternating layers of different composition and thickness.

For a comparative assessment of the degree of geological heterogeneity of the seams, in addition to the already known coefficients of relative grit, subdivision and discontinuity, the propagation coefficient, and also the M.O Lorentz coefficient and the inhomogeneity coefficient proposed by R.L Polasek and M.F. Hutchinson are included.

The greatest impact of macroinhomogeneity is affected by the coefficient of formation coverage, which must be taken into account when creating a development plan. Poor macroinhomogeneity results in a number of uncertainties associated with the presence of a reservoir in the inter-wellbore space and the hydrodynamic connection between the injection zones and the selection.

In the oil and gas field geology, the most important is the heterogeneity in filtration and capacitance properties, primarily in terms of permeability, since it determines the ratio of oil and gas inflows to the bottom of wells. In geology, the variability of the filtration-capacitive properties is deduced to the level of macroinhomogeneity.

At this level, the variability of reservoir rock properties associated with the change in internal microstructure is assessed and analyzed, that is, reflects the heterogeneity of the porous medium due to structural, textural and other features of local rock areas (granulometric composition, mineral composition of grains, carbonate content, clay content, cementation degree, etc.).

1.2 Methods of evaluation of formation heterogeneity

In the present work, statistical methods, namely the method of "hydraulic flow units" and modified Lorenz curves, were used to quantify these types of reservoir heterogeneity.

The Lorenz coefficient. The Lorenz coefficient is defined as the specific area on the plot of the Lorenz curve, it is a useful graph that includes the relationship between the porosity obtained from the core samples (\emptyset) and permeability (k) as a fraction of the total porosity and permeability of the reservoir. To create a Lorenz curve, you need to arrange the core data (porosity and permeability) in descending order k/\emptyset and calculate the partial sums.

$$F_j = \frac{\sum_{j=1}^j *k_j h_j}{\sum_{i=1}^i *k_i h_i}, \quad (1.1)$$

$$C_j = \frac{\sum_{j=1}^j *\emptyset_j h_j}{\sum_{i=1}^i *\emptyset_i h_i} \quad (1.2)$$

where $0 \leq J \leq I$ and there are data points. The axis F_j (known as throughput or permeability) relative to C_j (pore space capacity) in the linear section (Figure 1.1.). The Lorenz coefficient L_c is calculated from the shaded area and varies from 0 to 1. Uniformity is expressed on this section by the diagonal ($L_c = 0$).

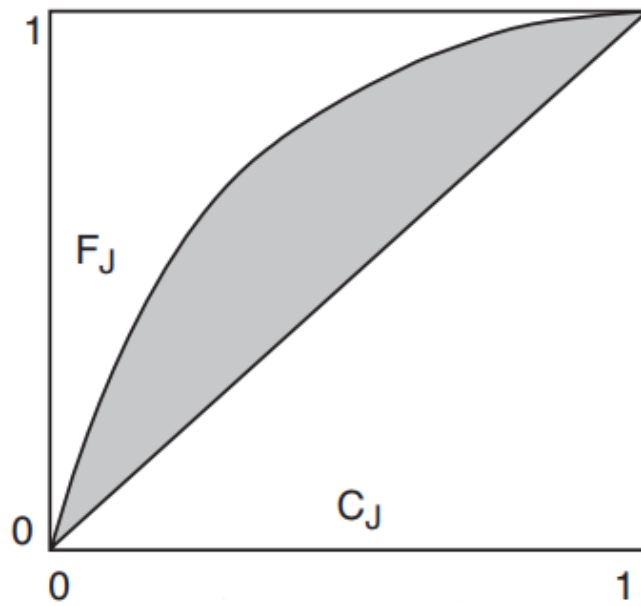


Figure 1.1 - Example of the Lorenz curve

Modification of the Lorenz site consists in constructing data with their natural ordering. The modified Lorenz graph (Figure 1.2.) Can then give a good idea of the degree of stratification and change in properties in the reservoir. The modified Lorenz plot can be compared with the inflow profile measured during production.

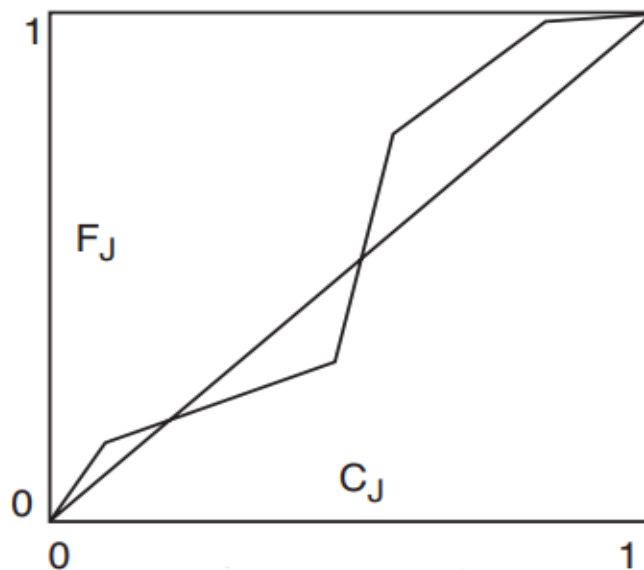


Figure 1.2 - Example of a modified Lorenz curve

According to studies, Amaefule J.O. et al., 1993 hydraulic flow units (HFU) A Hydraulic Flow Unit (HFU) is defined as the representative volume of total reservoir rock within which geological properties that control fluid flow are internally consistent and predictably different from properties of other rocks. Thus, an HFU is a reservoir zone that is laterally and vertically continuous and has similar flow and bedding characteristics. HFU's are related to geological facies distributions, but do not necessarily coincide with facies boundaries. The parameters that influence fluid flow are thought to be primarily related to the geometrical attributes of the pore-throat distribution. The pore geometry is controlled by mineralogy (type, abundance, location) and texture (grain size, grain shape, sorting, packing). Various combinations of these properties can lead to distinct flow units which have similar fluid transport properties. Therefore, an HFU can include several rock facies types, depending on their depositional texture and mineralogical content. The grouping of reservoir sequences based on their fundamental geological flow attributes is the basis of the HFU classification.

If a porous medium is presumed to be represented by a bundle of straight capillary tubes, the following expression for rock permeability is obtained by combining Darcy's law for flow in porous media and Poiseuille's law for flow in tubes⁷

$$k = \frac{r^2}{8} \phi_e; \quad (1.3)$$

This is a simple, but very important relationship because it shows that the factor that relates permeability to porosity depends on a pore characteristic — specifically the pore throat radius. A more realistic model for a porous medium is one where the connected pore structure is not straight. Kozeny,¹⁸ and later Kozeny- Carman,¹⁹ added a tortuosity factor (τ) and used the mean pore radius defined in Equation 1.3 where the mean pore radius is defined as the ratio of cross-sectional area and wetted perimeter. The generalized Kozeny-Carman relation for permeability is given by:

$$k = \left[\frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \right] * \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2}, \quad (1.4)$$

where k is μm^2 and ϕ_e is a fractional volume. The term $F_s \tau^2$ is known as the Kozeny

constant, which usually varies between 5 and 100 for most reservoir rocks. The term S_{gv}^2 is in μm^{-1} and is the surface area per unit grain volume. The term $F_s \tau^2 S_{gv}^2$ is a function of the geological characteristics of porous media and varies with changes in pore geometry. The determination and discrimination of the $F_s \tau^2 S_{gv}^2$ term is the focal point of the HFU classification technique.

The variability of the Kozeny constant can be addressed in the following manner.

Dividing both sides of Equation. 1.3 by porosity (ϕ_e) then taking the square root of both sides results in'

$$0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} = \left[\frac{\phi_e}{1-\phi_e} \right] * \frac{1}{\sqrt{F_s \tau^2 S_{gv}^2}}, \quad (1.5)$$

where the constant 0.0314 is the square root of the conversion factor from μm^2 to md .

We can now define the Flow Zone Indicator (FZI or Fzi) term as

$$F_{zi} = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau^2 S_{gv}^2}}, \quad (1.6)$$

and reservoir quality index (R_{qi} or I_{rq}):term is given by

$$R_{qi} = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}}, \quad (1.7)$$

The normalized porosity (ϕ_z) term is given by

$$\phi_z = \left(\frac{\phi_z}{1-\phi_z} \right), \quad (1.8)$$

substituting Equations. 1.6 - 1.8 into Equation 1.5 yields

$$R_{qi} = \phi_z F_{zi}, \quad (1.9)$$

Taking the logarithm of both sides of Equation 1.9 gives us

$$\text{Log}(R_{qi}) = \text{Log}(\phi_z) * \text{Log}(F_{zi}), \quad (1.10)$$

Ideally, on a log-log plot of R_{qi} , versus ϕ_z all samples with unique F_{zi} values will lie on a straight line with a slope of one, and data samples with significantly different F_a values will lie on other parallel, unit-slope lines. Samples that lie on the same straight line trend have similar pore throat characteristics, and thereby, constitute a unique hydraulic flow unit (HFU). Each line is an HFU and the intercept of this line with $\phi_z = 1$ is the mean F_{zi} value for that HFU.

The basic idea of the HFU classification approach is to identify groups of data that form unit-slope straight lines on a log-log plot of R_{qi} versus ϕ_{zi} . The permeability of a particular sample point is then calculated using the mean F_{zi} value for that HFU and the corresponding sample porosity. The governing relation for this process is:

$$k = 1014F_{zi}^2 \left(\frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \right); \quad (1.11)$$

The geological meaning of the indicator of hydraulic units FZI. "The indicator of hydraulic units (FZI) is a unique characteristic of a porous medium that includes geological attributes of the rock texture and mineralogy and allows us to identify the expressed" geometric facies "- hydraulic units."

Experimental data confirm the relationship of FZI with the geometry of pore space - the median radius (by capillarometry) and the specific surface (by desorption of argon). As expected, FZI increases with an increase in the average pore radius and a decrease in the specific surface area. Similarly, FZI is related to the granulometric composition of the rock, an increase in the value of FZI characterizes the growth of the average grain size and a decrease in the fine fraction content of the particles.

The change in the mineralogical composition of the matrix and rock cement is naturally reflected in the value of FZI. The increase in FZI characterizes the change in the proportion of the matrix composition towards an increase in the quartz content and a decrease in the fraction of feldspars. With a general tendency to decrease the content of clay cement with an increase in FZI, a characteristic change in the type of clays from hydromica to kaolinite is observed. Compared with kaolinite, hydromica has a more developed surface and strongly swells in water, whereas kaolinite in oil-bearing rocks is usually hydrophobized and not wetted with water. In addition, the hydromica minerals have a brittle structure, and the flow of liquid in the rock can lead to the destruction and migration of clay particles blocking the pore channels.

The relationship between FZI and mineralogical composition determines the correlation of FZI and lithological logging types. In particular, the replacement of feldspars and hydromicides containing potassium isotopes, quartz and non-

radioactive kaolinite, leads to an inverse FZI dependence on the natural radioactivity of the rocks, which is laboratory measurements of the radioactivity of the core and gamma-ray logging data in the open trunk.