

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ПРИМЕНЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МЕТОДИК АНАЛИЗА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ КЕЧИМОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

УДК 550.83.01

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Чепурной Ярослав Геннадьевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты обучения

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

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата)

Чернова О.С.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Чепурной Ярослав Геннадьевич

Тема работы:

ПРИМЕНЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МЕТОДИК АНАЛИЗА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ КЕЧИМОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№6174/С от 24.07.2017г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.08.17
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Пакет геологической и геофизической информации по месторождению X, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Геолого-физическая характеристика месторождения 2. Методика расчета фильтрационно-емкостных параметров месторождения 3. Распределение фильтрационно-емкостных свойств в скважинах 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность 6. Заключение
Перечень графического материала	Рисунок 1. Определение границ пласта по аномалии Унс Рисунок 2. Спектры гамма излучения основных радиоактивных изотопов. Рисунок 3. Возникновение и распространение акустических волн.

	<p>Рисунок 4. Трасса, записанная одним акустическим приемником. Рисунок 5. Модели расчета объемной глинистости. Рисунок 6. Результат применения моделей глинистости. Рисунок 7. Основные методы определения пористости по данным ГИС. Рисунок 8. Результаты расчета пористости по плотностному методу Рисунок 9. Результаты корреляции пористости по акустическому каротажу. Рисунок 10. Нормализация данных нейтронных методов с определением пористости Рисунок 11. Результаты корреляции пористости нейтронным методом Рисунок 12. Результаты корреляции пористости нейтронным методом Таблица 1. Результаты корреляции пористости Рисунок 13. Зависимость пористость-проницаемость Рисунок 14. Результат прогноза проницаемости с использованием стандартной зависимости Рисунок 15. Результаты применения уравнений расчета проницаемости Рисунок 15. Модифицированный график Лоренца Таблица 2. Гидравлические единицы потока Рисунок 16. Результат корреляции проницаемость FZI – проницаемость керн в скважине №6 Рисунок 17. Результат корреляции проницаемость FZI – проницаемость керн в скважине №7 Рисунок 18. Результат корреляции проницаемость FZI – проницаемость керн в скважине №9 Рисунок 19. Результат корреляции проницаемость FZI – проницаемость керн в скважине №11 Рисунок 20. Результат корреляции проницаемость FZI – проницаемость керн в скважине №12 Рисунок 21. Результат корреляции проницаемость FZI – проницаемость керн в скважине №13 Рисунок 22. Результат корреляции проницаемость FZI – проницаемость керн в скважине №14 Рисунок 23. Результат корреляции проницаемость FZI – проницаемость керн в скважине №15 Таблица 3. Результаты расчета проницаемости Рисунок 24. ГИС фации выделенные на площади месторождения Рисунок 25. Фации баровых тел на месторождении Рисунок 26. Фации краевых частей баровых тел на месторождении Рисунок 27. Фации прибрежных течений тел на месторождении Рисунок 28. Результат корреляции индикаторов зон фильтрации (FZI) – песчанности (aGK) в фации прибрежного течения Рисунок 29. Результат корреляции индикаторов зон фильтрации (FZI) – песчанности (aSP) в фации прибрежного течения Рисунок 30. Результат корреляции индикатор зоны течения (FZI) – произведение песчанности (aSP·aGK) в фации прибрежного течения Рисунок 31. Распределение проницаемости по зависимости aPC·aGK – FZI в скважине №1 Рисунок 32. Распределение проницаемости по зависимости aPC·aGK – FZI в скважине №4 Рисунок 33. Распределение проницаемости по зависимости aPC·aGK – FZI в скважине №5 Рисунок 34. Распределение проницаемости по зависимости aPC·aGK – FZI в скважине №16 Рисунок 35. Результат корреляции индикаторов зон фильтрации (FZI) – песчанности (aPS) в фации краевой части бара Рисунок 36. Результат корреляции индикаторов зон фильтрации (FZI) – песчанности (aGK) в фации краевой части бара Рисунок 37. Результат корреляции индикаторов зон фильтрации (FZI) – произведение песчанности (aSP·aGK) в фации краевой части бара Рисунок 38. Распределение проницаемости по зависимости aPC·aGK – FZI в скважине №2 Рисунок 39. Результат корреляции индикаторов зон фильтрации (FZI) – песчанности (aPS) в фации бара</p>
--	--

	<p>Рисунок 40. Результат корреляции индикаторов зон фильтрации (FZI) – песчанистости (aGK) в фашии бара</p> <p>Рисунок 41. Результат корреляции индикатор зоны течения (FZI) – произведение песчанистости ($aSP \cdot aGK$) в фашии бара</p> <p>Таблица 4. Достоверность распределения проницаемости</p> <p>Figure 42. Resistivity index vs water saturation</p> <p>Figure 43. Formation factor versus porosity</p> <p>Figure 44. Resistivity of formation water</p> <p>Figure 45. Waxman-Smiths water saturation model results well №9</p> <p>Figure 46. Waxman-Smiths water saturation model results well №9</p> <p>Figure 47. Waxman-Smiths water saturation models results well №13</p> <p>Figure 48. Simandoux water saturation models results well №13</p> <p>Figure 49. Simandoux water saturation models results well №6</p> <p>Figure 50. Simandoux water saturation models results well №12</p> <p>Table 5. Water saturation matching results</p> <p>Figure 51. Simandoux water saturation models results well №13</p> <p>Figure 52. Archie water saturation models results well №9</p> <p>Figure 53. Poupon water saturation models results well №7</p> <p>Figure 54. Distribution of water saturation by Simandoux model in well №1</p> <p>Figure 55. Distribution of water saturation by Archie model in well №2</p> <p>Figure 56. Distribution of water saturation by Archie model in well №3</p> <p>Figure 57. Distribution of water saturation by Simandoux model in well №4</p> <p>Figure 58. Distribution of water saturation by Archie model in well №3</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.г.-м.н., каф. ПОНК, Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	Доцент, к.г.-м.н., каф. ПОНК, Мищенко М.В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	26.06.2017
---	------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Чепурной Ярослав Геннадьевич		26.06.2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 103с., 58 рис., 16 табл., 30 источников.

Ключевые слова: ГИС, ГЕОФИЗИКА, ПОРИСТОСТЬ, ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ, ПРОНИЦАЕМОСТЬ, ИНТЕРПРЕТАЦИЯ, КОРРЕЛЯЦИЯ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ.

Объектом исследования являются скважины нефтяного месторождения X.

Цель работы – проведение сравнения между стандартными методами интерпретации геофизических данных и альтернативными методами

В процессе исследования проводилась интерпретация геофизических данных стандартными и альтернативными методами, оценка результатов корреляции между керновыми и расчетными данными.

В результате исследования получены зависимости типа ГИС-ГИС позволяющие распределять фильтрационно-емкостные свойства в скважинах исследуемого месторождения.

Область применения: скважины месторождения X, пробуренные без отбора керна.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в более обоснованной оценке балансовых запасов нефти

В будущем планируется использовать полученные зависимости типа ГИС-ГИС для распределения фильтрационно-емкостных свойств в коллекторах месторождения X.

Определения, обозначения, сокращения и нормативные ссылки.

В настоящей пояснительной записке применяются следующие сокращения:

АК – акустический каротаж

ГК – гамма каротаж

ПС – потенциал самополяризации

аПС(аPS) – песчанистость по методу потенциалов самопроизвольной поляризации

аГК(аGK) – песчанистость по методу гамма каротажа

Кп – пористость

ГГК-П – гамма гамма каротаж плотностной

НГК – нейтронный гамма каротаж

ГИС – геофизические исследований скважин

R^2 – достоверность аппроксимации

К – проницаемость

FZI – индикатор зоны фильтрации

HFU – гидравлическая единица потока

VIKIZ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование

КИН – коэффициент извлечения нефти

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

Оглавление

1. Общие сведения о месторождении.....	10
2. Геологическое строение месторождения.....	10
2.1. Краткая литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	10
2.2. Индексация и характеристика продуктивных пластов.....	18
2.3. Обстановки осадконакопления.....	19
2.4. Особенности месторождения по промысловым и геофизическим данным.....	20
3. Основы геофизических методов.....	22
3.1. Метод ПС.....	22
3.2. Метод ГК.....	23
3.3. Акустический каротаж.....	25
3.4. Нейтронные методы.....	30
4. Расчет глинистости.....	31
5. Определение пористости пород.....	32
6. Определение проницаемости.....	38
7. Determination of reservoir saturation.....	60
8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	80
8.1. Планирование этапов и работ по выполнению магистерской работы.....	80
8.2. Определение трудоемкости выполнения магистерской работы.....	81
8.3. Разработка календарного плана работ.....	82
8.4. Определение плановой себестоимости проведения нир.....	84
8.4.1. Состав затрат, включаемый в себестоимость нир.....	84
8.4.2. Формирование и расчет затрат, включаемых в себестоимость.....	84
8.4.3. Себестоимость нир.....	88
9. Социальная ответственность.....	91
9.1. Профессиональная социальная безопасность.....	91
9.2. Производственная безопасность.....	92
9.2.1. Анализ вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.....	93
9.2.2. Анализ опасных факторов.....	97
9.3. Экологическая безопасность.....	98
9.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	99
9.4.1. Пожарная безопасность.....	99
9.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	100
9.5.1. Требования к организации и оборудованию рабочих мест.....	100
Заключение.....	101
Список использованной литературы.....	102

ВВЕДЕНИЕ

Для правильной оценки запасов нефти в сложнопостроенных коллекторах необходим точный расчет таких характеристик пласта, как пористость и насыщенность горных пород нефтью. Частое переслаивание различных литотипов горных пород, а так же наличие в них магнитных элементов оказывает влияние на прогноз пористости и насыщенности. Факт расхождения между расчетной насыщенностью, полученной из геофизических данных и извлекаемым типом жидкости на месторождении свидетельствует о необходимости использования альтернативных методов интерпретации для повышения точности результатов прогноза.

Цель работы - проведение сравнения между стандартными методами интерпретации геофизических данных и альтернативными методами с целью повышения эффективности оценки пластовых параметров. В результате адаптации между геофизическими данными и показаниями керновых данных скважины планируется использование полученных зависимостей типа «кern-ГИС» на других скважинах месторождения пробуренных без отбора керна.

Задачи:

- исследовать основные причины ошибочности интерпретации на исследуемом месторождении;
- провести сравнение между стандартными методами интерпретации геофизических данных и альтернативными методами;
- выбрать методики интерпретации с наиболее достоверными результатами;
- распределить полученные зависимости в скважинах без керна.

Положения, выносимые на защиту:

- детальное фациальное зонирование позволяет получить более качественную характеристику отдельных участков месторождения с разной степенью геолого-геофизической изученности.

- применение методики индикаторов зон фильтраций для распределения проницаемости в скважинах без отбора керна позволяет максимально точно учитывать литологические неоднородности.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение X расположено в центральной части Западно-Сибирской равнины, в бассейне Широкого Приобья. В административном отношении месторождение относится к Сургутскому району и небольшой частью (на востоке) к Нижневартовскому району Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Основными видами транспорта являются автомобильный, авиационный и железнодорожный. Аэродромы расположены в г. Сургуте, г. Когалыме и районном центре Нижневартовске. Крупные порты на р. Обь находятся в г. Сургуте и г. Нижневартовске. В г. Лангепасе имеется железнодорожный вокзал однокорейной железной дороги, проходящей из г. Сургута до г. Нижневартовска. Железнодорожный вокзал г. Когалыма находится на линии Сургут–Новый Уренгой. Коренное население района, состоящее в основном из хантов и манси, занимается охотой, рыбной ловлей, звероводством и животноводством. В связи с разработкой крупных месторождений нефти население района быстро растёт, меняется и национальный состав. В районах нефтедобычи проживают русские, белорусы, украинцы, башкиры, азербайджанцы и другие. Плотность населения района 1-10 человек на 1 км².

2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Краткая литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В основу литолого-стратиграфической характеристики разреза положена унифицированная стратиграфическая схема, принятая 5-м межведомственным регионально-стратиграфическим совещанием по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины в 1990 году [28]. В геологическом строении исследуемого месторождения принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента и залегающие на них терригенные отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла [6]. Охарактеризованность разреза месторождения кернаым материалом неравномерная, наиболее полно изучена его продуктивная часть.

Породы доюрского основания

Доюрский комплекс

Доюрские отложения в Западной Сибири слагают собственно складчатый палеозойский фундамент, а также составляющую переходный комплекс вулканогенно-осадочную толщу туринской серии нижнего триаса. На месторождениях складчатый палеозойский фундамент вскрыт единичными скважинами и представлен разнообразным комплексом метаморфических осадочных пород. Среди вскрытых пород

встречаются органогенные известняки от серых до тёмно-серых, песчаники, алевролиты, аргиллиты, углистые и глинистые сланцы. Породы доюрского основания вскрыты скважинами в которых, по описанию керна, была поднята туфо-базальтовая порода от светло-серой до зеленовато-серой, с многочисленными темно-зеленоватыми включениями. Структура пород крепкая, плотная, слабопроницаемая. Верхняя часть, судя по описанию керна, представлена рыхлыми породами и может быть отнесена к коре выветривания, мощность достигает 19 м. Основная масса пород, вскрытая ниже, представлена отложениями серого и светло-серого цвета с зеленоватым оттенком. Структура пород скрытозернистая, реже мелкозернистая. По описанию шлифов определено, что порода является эффузивной и относится к девонскому возрасту.

Согласно «Тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты» (Шпильман В.И. 1998 год) [9] фундамент доюрского комплекса имеет сложное строение с многочисленными разломами, преимущественно субмеридионального простирания. Разломы проходят вдоль Ярсомовского мегапрогиба.

В целом по Западной Сибири на границе доюрского и мезозойско-кайнозойского комплекса, как правило, прослеживается кора выветривания, представленная породами трещиноватыми и измененными процессами выветривания. Толщина коры выветривания достигает 50 м.

Мезозойская эратема (Mz)

Мезозойская эратема включает в себя отложения юрской и меловой систем и является основным предметом исследования.

Юрская система (J)

Отложения юрской системы несогласно залегают на породах складчатого фундамента и представлены тремя отделами [11]: нижним, средним, верхним.

Нижний отдел (J₁)

Плинсбах-тоарский ярусы

Нижний отдел представлен породами горелой свиты. В основании свиты залегают базальные конгломераты и конгломерато-брекчии. Конгломераты состоят из обломков черных, грязно-бурых аргиллитов. Песчаники серые, мелко среднезернистые, плотные, крепкие, массивные, имеют полосчатую структуру. Отмечено чередование алевролитов с аргиллитами. Алевролиты серые, крепкие, прочные, имеют линзы (до 2 мм) угля, а также

включения растительного углефицированного детрита по наслоению и сидерита. Аргиллиты темно-серые, до черных. В верхней части свиты залегает радомская пачка, сложенная темно-серыми аргиллитами.

Среднеюрский отдел (J₂)

Аален-байосс-батский ярусы

Отложения среднего отдела объединены в тюменскую свиту, залегающую без видимого несогласия. В литологическом отношении тюменская свита, по данным каротажа и керна, представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Песчаники светло-серые, крепкие, плотные, мелко и среднезернистые, редко крупнозернистые, среднепроницаемые с включением углефицированного растительного детрита. Аргиллиты черные углефицированные, хрупкие, однородные с матовым сколом. Вверх по разрезу наблюдается значительное опесчанивание пород. Алевролиты темновато серые, плотные, крепкие, местами песчанистые, параллельно-тонкослоистые. Встречаются частые ходы илоедов и участки текстур течения до 5 см. С отложениями тюменской свиты связаны два продуктивных пласта: ЮВ₂² и ЮВ₂¹.

Верхнеюрский отдел (J₃)

Келловей-оксфордский ярусы

Представлены отложениями васюганской свиты. По литологическому составу васюганская свита разделяется на две части: нижнюю преимущественно глинистую, переслаивание аргиллита с алевролитом и верхнюю песчано-алевролитовую. Аргиллиты нижней части темно-серые, плотные с тонкими прослоями алевролитов. Верхняя часть сложена песчаниками, алевролитами. Алевролиты серые, светло-серые, плотные, крепкие, средне и мелкозернистые, глинистые реже карбонатизированные. Песчаник светло-серый, плотный, крепкий, однородный, слюдястый. Отложения свиты палеонтологически охарактеризованы комплексом фораминифер. В составе верхней подсвиты выделяют продуктивный пласт ЮВ₁¹. Общая толщина васюганской свиты составляет 75-85 м. С верхним пластом ЮВ₁¹ связана одна из основных залежей нефти на месторождении.

Киммеридж-волжский ярусы

Георгиевская свита согласно залегает на породах васюганской свиты и представлена аргиллитами тёмно-серыми до чёрных в различной степени алевролитистыми, с включениями глауконита, слабо слюдястые. Толщина свиты составляет от 1 до 5 м.

Волжский ярус

Представлен баженовской свитой, согласно залегающей на породах георгиевской свиты. Баженовская свита распространена повсеместно и представлена толщей аргиллитов буровато-темно-серых, чёрных, битуминозных, от тонко-листоватых до массивных, местами неоднородными за счёт редких тонких прослоев алевролитового материала.

Отложения свиты обогащены фаунистическими остатками аммонитов. Отложение баженовской свиты хорошо выделяются по промыслово-геофизическим данным. На диаграммах электрического и радиоактивного каротажа они характеризуются высокими кажущимися сопротивлениями и резко повышенными показаниями естественной радиоактивности. В пределах месторождения в поисково-разведочных скважинах вскрыт «аномальный» разрез свиты, представленный, кроме вышеописанных пород, переслаиванием песчаников, алевролитов серых, мелкозернистых с глинистым и карбонатно-глинистым цементом. Для пород, слагающих аномальный разрез, характерно развитие оползневых и флюидалных текстур, трещин, зеркал скольжения. Аномальный разрез прослеживаются по комплексу ГИС, включающему радиоактивный, индукционный и стандартный каротаж и картируются сейсморазведкой (МОГТ). Толщина нормального разреза баженовской свиты изменяется от 7 до 20 м, «аномального» от 40 до 100 м, свита чётко выделяется в разрезе скважин своим высоким сопротивлением и является надёжным репером. Продуктивными пластами являются ЮВ₀¹, ЮВ₀^{нп}, ЮВ₀^{вп}.

Меловая система (К)

Отложения меловой системы распространены повсеместно и залегают согласно на нижележащих юрских образованиях. Общая толщина меловой системы колеблется от 1800 до 1900 м. Система представлена двумя отделами: нижним и верхним.

Нижнемеловой отдел (К₁)

Нижний отдел включает в себя породы мегионской, ванденской свит. Верхний отдел сложен породами алымской, покурской, березовской, кузнецовской и ганькинской свит.

Берриасс-валанжинский ярусы

Мегионская свита. Терригенные отложения мегионской свиты условно подразделяются на две пачки: нижнюю - преимущественно глинистую и верхнюю толщу, представленную переслаиванием аргиллитов и песчано-алевролитовых разностей с преобладанием последних.

В нижней части свиты выделяется ачимовская толща, представленная переслаиванием песчаников светло-серых, крепких, мелко- крупнозернистых, алевролитов и аргиллитов темно-серых, плотных, крепких с редкими включениями линз алевролитовых песчаников. Мощность ачимовской толщи на месторождении колеблется в пределах 70-75 м, промышленно-нефтеносные пласты не выявлены.

Верхняя часть свиты, сложена преимущественно глинами буровато-серыми, крепкими, массивными с пропластками алевролита темно-серого, плотного, крепкого. В кровле залегает самотлорская глинистая пачка, являющаяся репером при корреляции разреза. Литологически пачка сложена аргиллитами серыми и тёмно-серыми, полосчатыми за счёт прослоев песчаного и алевролитового материала. Возраст мегионской свиты определён по находкам фораминифер. Общая толща свиты составляет 200- 220 м.

Готерив-барремский ярусы

Представлены породами ванденской свиты, которая в свою очередь разделена на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена прибрежно-морскими и мелководными образованиями, представлена чередованием песчано-алевролитово-аргиллитовых слоев. Песчаники светло-серые, среднезернистые, слюдистые с рассеянным углистым детритом. Аргиллиты темно-серые, слюдистые, плотные, мелкозернистые с включениями органических остатков. Алевролиты темно-серые, мелкозернистые. В разрезе подсвиты выделяются продуктивные пласты БВ₆¹, БВ₆², АВ₂. Нижняя подсвита включает в себя урьевскую пачку глин.

Верхняя подсвита резко отличается от нижней по характеру напластования, что связано с частым, незакономерным чередованием слоев. Представлена песчаниками светло-серыми, серыми, алевролитовыми, мелкозернистыми, слюдистыми с карбонатным цементом, с включением рассеянного углистого детрита; аргиллитами темно-серыми, слюдистыми, полосчатыми за счет прослоек алевролита. Возраст свиты установлен на основе находок пелеципод, остракод. Толщина свиты изменяется в пределах 550-620 м.

Аптский-альбский-сеноманский ярусы

Алымская свита несогласно залегает на ванденской и подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита представлена песчаниками серыми, местами буровато-серыми, средне-, мелкозернистыми, алевролитовыми, полимиктовыми, массивными, нередко линзовидными за счет глинистых включений гидрослюдисто-хлоритового состава. Цемент порово-плёночный,

конформно-регенерационный, иногда плёночный. К подсвите приурочен регионально нефтеносный горизонт АВ₁³.

Верхняя подсвита представлена аргиллитами с редкими прослоями алевролитов и песчаников. В кровле подсвиты выделяется кошайская глинистая пачка. Глинистая пачка сложена аргиллитами тёмно-серыми до чёрных, слабослюдистыми, углистыми, редко с вкраплениями алевролитового материала. От выше и нижележащих пород эта пачка отличается пониженным сопротивлением. Возраст свиты определён по споро-пыльцевому комплексу. Толщина свиты составляет 80-87 м.

Нижнемеловой – верхнемеловой отделы

Граница между верхним и нижним отделами меловой системы из-за отсутствия резкой смены характерных комплексов выделяется условно.

Покурская свита сложена отложениями континентального происхождения. Представлена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Песчаники светло-серые, глинистые, мелко-, среднезернистые. Алевролиты серые, темно-серые, тонкослоистые. Аргиллиты темно-серые, слюдистые, плотные. Нижняя часть свиты наиболее глинистая, более уплотненная. Породы содержат многочисленные включения пирита, сидерита, глауконита, характерно присутствие обильного детрита, линз бурых углей, отпечатков листьев. Сеноманский возраст верхней части покурской свиты устанавливается на основании спорово-пыльцевого комплекса, который в отличие от апт-альбского комплекса характеризуется преобладанием голосемянных растений. Толщина покурской свиты в пределах 775-780 м.

Туронский ярус

Кузнецовская свита трансгрессивно залегает на породах покурской свиты. Разрез представлен морскими глинами тёмно-серыми с зеленоватым оттенком, плотными, участками алевролитистыми. В глинах отмечена фауна пелеципод, аммонитов, фораминифер туронского возраста. Встречаются включения пирита, глауконита. Свита начинает мощный комплекс глинистых морских осадков позднемеловой-раннепалеогеновой трансгрессии. Общая толщина свиты составляет 20 м.

Коньяк-сантон-кампанский ярус

Берёзовская свита разделяется на две подсвиты: нижнюю (опоковидно-глинистую) и верхнюю (преимущественно глинистую).

Наибольшая опоковидность приурочена к кровле нижней подсвиты, где повсеместно выделяется пласт опоковидных глин тёмно-серых и голубовато-серых, фиксирующихся на электрокаротажных диаграммах. Встречаются тонкие прослои алевролитов и песчаников с включениями зерен глауконита, конкреций сидерита. В породах содержится фауна фораминифер, радиолярий.

Верхняя подсвита представлена глинами серыми, зеленовато-серыми с редкими прослоями опок и опоковидных глин, встречаются редкие включения конкреций сидерита. В породах содержится фауна фораминифер, радиолярий, а также остатки водорослей. Общая толщина свиты колеблется от 115 до 125 м.

Маастрихт-Датский ярус

Представлен породами ганькинской свиты. Свита завершает меловую систему и представлена отложениями морских глин, постепенно переходящих в мергели. Глины серые, зеленовато-серые, известковистые с прослоями известковистых алевролитов. Отмечается содержание углистого детрита, остатков фораминифер и гастропод, а также редких зерен глауконита. Толщина свиты составляет 125 м.

Кайнозойская эратема

Палеогеновая система (Pg)

Палеогеновые отложения согласно залегают на меловых. Накопление основной части осадков происходило в морских условиях.

В пределах месторождения отложения этого возраста залегают повсеместно и представлены всеми тремя отделами, согласно залегающими на породах меловой системы: морскими отложениями палеоцена (талицкая свита) и эоцена (люлинворская, тавдинская (н.ч.) свиты) и только в верхней части олигоцена появляются породы прибрежно-морского и континентального происхождения (тавдинская (в.ч.) новомихайловская, туртасская подсвиты).

Палеоценовый отдел

Представлен отложениями талицкой свиты. Свита сложена серыми, темно-серыми до черных глинами, плотными, кремнистыми, иногда тонкослоистыми с включениями зерен глауконита. В породах содержится фауна пелеципод, фораминифер. Общая толщина свиты составляет 100 м.

Эоценовый-олигоценовый отделы

Эоценовый отдел представлен породами люлинворской свиты. В составе свиты можно выделить две части. Нижняя часть сложена серыми, светло-серыми опоковидными глинами, опоками, легкими, неслоистыми, с раковистым изломом. Верхняя часть серыми, зеленовато-серыми глинами, жирными на ощупь, с прослоями диатомовых глин. В породах свиты встречаются фораминиферы, радиолярии, диатомовые водоросли. Толщина свиты изменяется в пределах 175 м. Олигоценовый отдел представлен отложениями тавдинской, атлымской, ново-михайловской и туртасской свитами.

Тавдинская свита. Отложения свиты, приуроченные к верхнему эоцену и нижнему олигоцену, делятся на две подсвиты: нижнюю – преимущественно песчаную с глинистыми прослоями и верхнюю – слагающуюся зеленоватыми глинами с редкими прослоями песков. Толщина свиты достигает 100 м.

Атлымская свита трансгрессивно перекрывает морские эоценовые отложения и представляет собой преимущественно песчаную толщу с прослоями алевролитов, глин и бурых углей. Пески светло-серые, буроватые, разнозернистые, кварцевые. Глины серые, алевролитистые. В породах свиты отмечаются отпечатки растений, комплекс спор и пыльцы. Толщина свиты составляет 50 м.

Новомихайловская свита сложена неравномерным переслаиванием глин, алевролитов, песков. Глины и алевролиты серые, часто комковатые. Пески серые, мелкозернистые. Встречаются отпечатки листьев, споры, пыльца и семена. Общая толщина свиты 105 м.

Туртасская свита сложена серыми и зеленовато-серыми глинами и алевролитами, плотными, крепкими, с прослоями песков кварц-полевошпатового состава и бурых углей. Отмечаются остатки диатомовых водорослей, отпечатки листьев, спор, семян. Толщина свиты в пределах 150 м.

Четвертичная система (Q)

Четвертичные отложения в виде сплошного чехла покрывают почти всю территорию Среднего Приобья, залегая несогласно на палеогеновых отложениях, и представлены плейстоценовым отделом. Отложения представлены ледниковыми и межледниковыми песками серыми, зеленовато-серыми с прослоями глин. В верхней части разреза залегают озерно-аллювиальные и аллювиальные образования представленные серыми, желтовато-серыми суглинками, песками, супесями, глинами.

Современные отложения четвертичной системы, залегающие в поймах рек, представлены супесями, песками, суглинками. Отложения надпойменных террас сложены глинами, валунами, гравием, галькой. На заболоченных участках глины перекрываются слоем торфа. Отложения содержат остатки лигнитизированной древесины, растительности. Общая толщина отложений составляет 50 м [26].

2.2. Индексация и характеристика продуктивных пластов

При проведении корреляции использовался полный комплекс ГИС по всем скважинам. Применялись материалы методов собственной поляризации, бокового каротажа, индукционный метод, метод кажущегося сопротивления, кавернометрия, методы наведенной (НКТ) и естественной (ГК) радиоактивности.

Корреляция разрезов разведочных и эксплуатационных скважин состояла из двух этапов. На первом этапе (базовая корреляция) были выбраны маркирующие горизонты (реперы), которые уверенно выделяются во всех скважинах, как по комплексу ГИС, так и по данным сейсморазведки, и являются региональными или зональными стратиграфическими и литологическими реперами и отождествляются с устойчивыми отражающими горизонтами.

В исследуемой части разреза месторождения прослеживаются два основных репера: во-первых, геологический репер «георгиевские глины», которые обладают аномально низкими значениями сопротивления на каротажных диаграммах; во-вторых, геолого-геофизический репер «кровля баженовской свиты» отчетливо прослеживаемый по материалам каротажных диаграмм вне зон ее аномального строения. Оба репера уверенно прослеживаются на территории месторождения, и имеют первопорядковое значение.

На втором этапе проводилась корреляция пластов между вышеназванными реперами. Детальная корреляция пластов проводилась на основе каротажных материалов с использованием системы информационного обеспечения ГИС «ПРАЙМ».

По результатам геофизических исследований в пределах исследуемого месторождения установлены промышленно-продуктивные подсчетные объекты: пласты ЮВ₂² и ЮВ₂¹ тюменской свиты, пласт ЮВ₁¹ васюганской свиты, пласты ЮВ₀¹, ЮВ₀ (нп) (нижняя пачка) и ЮВ₀ (вп) (верхняя пачка) баженовской свиты, пласты БВ₆² и БВ₆¹, пласт АВ₂ ванденской свиты и пласт АВ₁³ алымской свиты.

В данной работе, рассматриваемым объектом интерпретации является пласт ЮВ₁¹, который залегает в верхней части васюганской свиты. Покрышкой для залежей служат аргиллиты георгиевской свиты.

С пластом ЮВ₁¹ связано шесть залежей. Каждая залежь имеет свой ВНК. Нет закономерности во флюидонасыщении относительно гипсометрии, водонефтяной контакт имеет ступенчатый характер. Видимо, формирование пласта ЮВ₁¹ на исследуемом месторождении осуществлялось в районе границы островной системы и открытого моря. В таких случаях, как известно, отмечается развитие достаточно большого диапазона фациальных обстановок.

2.3. Обстановки осадконакопления

Наибольшие эффективные толщины (20.7–22.9 м) фиксируются на северо-западной и центральной частях лицензионного участка. В центре каждого тела, где фиксируются наибольшие эффективные толщины, исследуемые отложения характеризуются кривой ПС, форма которой наиболее приближена к цилиндрической, такие кривые прослеживаются в скважин 3, 8, 11 и других. Очевидно, в этом месте достаточно долго существовала обстановка, благоприятная как для привноса обломочного материала, так и его сортировки. Это наиболее характерно для барьерных островов. Барьерные острова по данным керна представлены песчано-алевритовыми породами, преимущественно песчаником мелко-среднезернистым, однородным. Встречается песчаник с прослоями углистого растительного детрита [5].

По мере удаления к окраинным участкам отмечается усложнение формы кривой ПС, она последовательно приближается к воронкообразному типу, характерному для регрессивного цикла (район скважин 6, 2, 7) В данных участках вначале глубина моря была больше, поэтому более активно накапливался глинистый материал. Последовательное обмеление бассейна определило увеличение интенсивности аккумуляции песчано-алевритовой фракции. Здесь, вероятно, существовала система баров и островов, на которых периодически происходила смена обстановок, как благоприятных для аккумуляции, песчано-алевритовой составляющей отложений, так и неблагоприятных для данного процесса. Фация характеризуется наиболее крупнозернистым песчаником в кровле пласта, затем к подошве размер частиц уменьшается, возрастает степень глинизации.

В северо-восточной и юго-восточной частях лицензионного участка вероятно существовала обстановка преимущественно сравнительно мелководной части шельфа, определяя тем самым невысокую интенсивность накопления песчано-алевритового

материала. Низкая динамическая активность водной среды, в результате которой была сформирована фация мелководного шельфа, отмечается в структуре осадков и их коллекторских свойствах. В песчаных образованиях данной фации возрастает роль алевритового и глинистого материала, что приводит к снижению их фильтрационных свойств. Породы-коллекторы фации мелководного шельфа с относительно спокойным гидродинамическим режимом седиментации распространены на незначительной площади и заполняют «буферные зоны» между областями распространения баровых тел, разрывных и компенсационных течений [5]. По керну фация представлена неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

По данным бурения скважин 14 и 11 фации компенсационных и разрывных течений распространены на незначительной площади и выражены в виде широтного полосовидного тела. Направление разрывных и компенсационных течений было в более глубоководную сторону – на запад. Отложения данной фации, вероятно, формировались при довольно высокой динамике водной среды. Разрывные и компенсационные течения возникают в прибрежной зоне, где в периоды штормов в результате волнового нагона морской воды к берегу, уровень воды выше, чем уровень открытого моря. Под действием гравитационных сил отток избыточной воды из береговой зоны происходит в виде разрывных и компенсационных течений, которые, устремляясь в открытое море, выносят песчаный и алевролитовый материал в более глубоководные области [5]. По литологическому составу фация разрывных и компенсационных течений представлена песчаником темно-серым, средне-крупнозернистым, алевритистым, с незначительным включением аргиллита.

2.4. Особенности месторождения по промысловым и геофизическим данным

Скорее всего, эти границы связаны с карбонатными или глинистыми пропластками, которые трудно уловить при редкой сетке разбуривания поисково-разведочными скважинами. Но есть пример разного флюидонасыщения и в соседних эксплуатационных скважинах. Так в скважине 15 пласт по данным интерпретации ГИС имеет водоносную характеристику ($R_n = 2.5$ Омм), а в 300 м от нее скважина 16 имеет продуктивную характеристику ($R_n = 5.6-7.6$ Омм). В скважине 4, пробуренной в 750 м юго-западнее скважины 15, при совместном опробовании пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₂¹ получен приток нефти. Такая изменчивость флюидонасыщения на незначительном расстоянии предполагает резкую изменчивость условий осадконакопления.

Кроме того, породы, различающиеся фильтрационно-емкостными свойствами, могут создавать на своих границах капиллярные экраны, что и обуславливает разное

флюидонасыщение даже в пределах одинаковой гипсометрии. Так в северо-западной части месторождения коллекторские свойства продуктивных пород значительно различаются. В районе скважин 6 и 7 проницаемости по керну достигают $175-252 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ при пористости 16-20%. Эта часть месторождения характеризуется и максимальными дебитами до $194 \text{ м}^3/\text{сут}$ через 6 мм штуцер. В скважинах других участков, приуроченных к иным фациальным отложениям, по данным керновых исследований проницаемости коллекторов редко превышают $20 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Здесь притоки нефти на перелив практически не выходили.

По разрезу пласт сильно опесчанен, коэффициент песчаности равен 0.605. Эффективные толщины изменяются от 0.8 м до 22.8 м, при среднем значении 8.6 м. Нефтенасыщенные толщины колеблются от 0.7 м до 18.7 м. Пласт сложен 1-4 проницаемыми прослоями. Максимальное количество скважин, а именно, 72% сложено 1-3 прослоями.

3. ОСНОВЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

3.1.Метод СП

Потенциалы самопроизвольной поляризации обусловлены естественными электрическими полями, возникающими в результате электрохимических процессов, протекающих на границах между скважиной и породами, а также на границе между пластами различной литологии. К таким электрохимическим процессам можно отнести процессы диффузии, адсорбции, фильтрации, окисления и восстановления. Диффузионные потенциалы возникают на границах водных растворов солей различной концентрации. В виде соли обычно рассматривают NaCl. Адсорбционный потенциал возникает также на границе двух сред с различной концентрацией солей, но в тех случаях, когда диффузия осуществляется через породу с ультратонкими порами, препятствующую диффузии анионов (их подвижность становится равной нулю). Поскольку процессы диффузии и адсорбции протекают одновременно, говорят о диффузионно-адсорбционной ЭДС, изменяющейся от величины диффузионной ЭДС от предельных значений адсорбционного потенциала. Для растворов NaCl при $T = 293 \text{ K}$ ($20 \text{ }^\circ\text{C}$) диффузионно-адсорбционная ЭДС будет изменяться от -11.6 мВ до 58 мВ .

Чаще всего метод СП используется для решения следующих задач:

1. Литологическое расчленение разрезов (в комплексе с другими методами геофизических исследований скважин);
2. Оценка глинистости горных пород;
3. Определение минерализации пластовых вод.

Границы пластов на кривой СП соответствуют точкам перегиба зарегистрированной кривой СП. Так как диаграммы СП не имеют нулевой линии (неизвестен потенциал в точке заземления электрода, находящегося на поверхности), горизонтальный масштаб зарегистрированной кривой указывает числом милливольт, приходящимся на отрезок диаграммы. Знаками «-» и «+» указывается полярность кривой СП.

Для снятия отсчетов $U_{\text{СП}}$ используется условная «нулевая» линия, проведенная по участкам кривых с наиболее положительными показаниями СП – «линия глин». Следующим этапом является выделения линии с наименьшим значением СП – «линия песчаников». Затем вычисляется амплитуда кривой между линией глин и песчаников (Рис 1.) и рассчитывается двойной разностный потенциал для определения глинистости в определенной точке.

$$K_{\text{гл}} = \frac{(U_{\text{пс}} - U_{\text{min}})}{(U_{\text{max}} - U_{\text{min}})} \quad (1)$$

Где $U_{\text{пс}}$ - показания ПС в пласте

U_{min} – показания в чистых песчаниках («линия песчаников»)

U_{max} – показания в глинах («линия глин»)

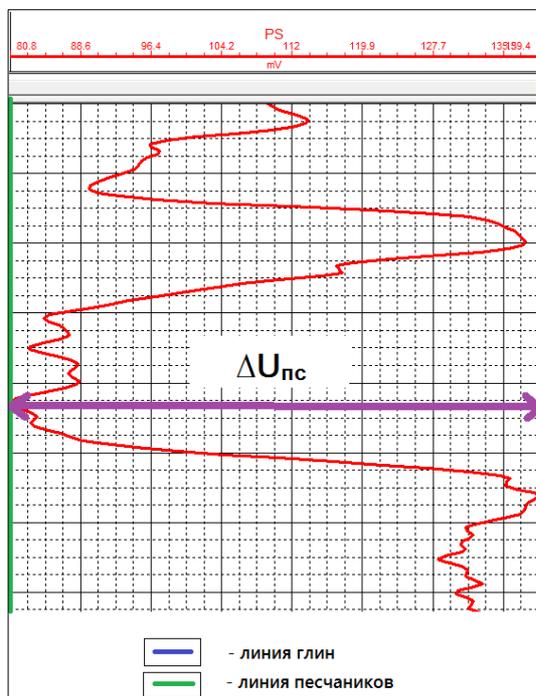


Рисунок 1. Определение границ пласта по аномалии $U_{\text{пс}}$

Отсчеты $U_{\text{сп}}$ снимаются в масштабе диаграммы слева-направо. Для геологической интерпретации результатов измерений потенциалы СП используются либо статические, либо относительные амплитуды $a_{\text{сп}}$.

3.2.Метод ГК

Породы осадочных комплексов нефтегазоносных месторождений содержат в своем составе радиоактивные элементы, представленные чаще всего ураном, торием и калием. Гамма излучение этих изотопов создает естественный фон радиоактивности, результаты регистрации которого можно использовать для решения геологических задач.

Измерение интенсивности естественного гамма излучения пород вдоль ствола скважины называется гамма каротажем. Обычно в отечественной практике гамма каротаж обозначается ГК или GR - в зарубежной.

Гамма кванты самопроизвольно излучаются в породе, но энергию теряют быстро и в результате взаимодействия с другими атомами (комптоновского рассеяния), после потери энергии поглощаются другими атомами

Таким образом, интенсивность гамма излучения, которая измеряется прибором, зависит от

- Первоначальной энергии гамма кванта

- Количества взаимодействий гамма кванта с атомами породы, что в свою очередь определяется расстоянием источник - приемник и плотностью горных пород.

Поэтому каротажный прибор имеет ограниченную глубину исследования.

Датчик гамма излучения находится в центре сферы, из которой в него поступают сигналы, и эта сфера включает исследуемый пласт и буровой раствор, расположенный между пластом и датчиком. Гамма лучи в датчик могут приходить под любым углом - от горизонтального (источник - пласт) до почти вертикального (источник - буровой раствор). В этом случае необходимо знать возможную радиоактивность бурового раствора.

Прибор гамма каротажа комбинируется со всеми скважинными приборами, поэтому может быть использован для увязки глубины разных спуско - подъемов. Гамма излучение представляет собой излучение электромагнитных волн высокой энергии, гамма излучение Земли вызвано изотопом радиоактивного калия 40 (K_{40}), и радиоактивными элементами уранового и ториевого ряда. Каждый из этих элементов излучает гамма кванты; число и энергии которых являются характерными для каждого элемента (Рис.2)

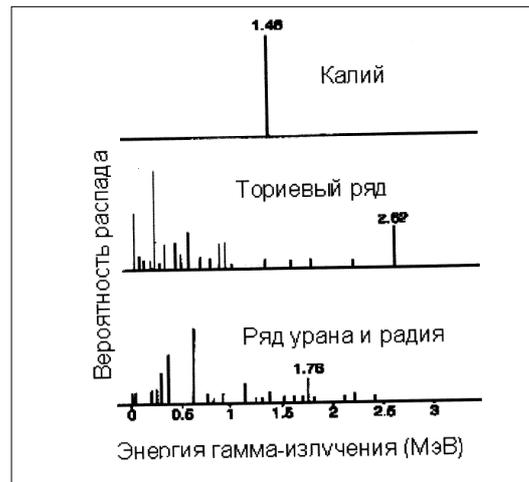


Рисунок 2. Спектры гамма излучения основных радиоактивных изотопов.

Глубинность метода гамма каротажа небольшая. Для средних значений плотности бурового раствора и пласта можно сказать, что приблизительно 50% гамма квантов приходят с глубины 18 см, а 75% - с глубины 30 см. Однако эти цифры будут увеличиваться для пласта меньшей плотности и уменьшаться для пласта большей плотности при условии их одинаковой радиоактивности.

Гамма каротаж - очень простой и полезный, поэтому очень распространенный метод ГИС. Хорошая вертикальная разрешенность метода позволяет использовать его для увязки других данных каротажа. Основные области его применения следующие.

Анализ геофизических исследований методов ГК обычно проводится с помощью

метода относительной амплитуды посредством нормализации показаний по двум опорным пластам, один из которых является глинистой пород, а другой - чистым песчаником. В комбинации с методом ПС выбор таких опорных пластов является надежной методикой [22].

Последовательность решения задачи:

1. Регистрируемая интенсивность естественного гамма излучения (обычно мощность экспозиционной дозы, выраженная в мкр/час) приводится к условиям бесконечной толщины пласта на основании знания мощности пласта, скорости регистрации диаграммы ГК и постоянной времени регистрирующей аппаратуры. Границы пласта определяют по точкам начала подъема и спада кривой ГК против пласта повышенной интенсивности гамма излучения.

2. Полученная интенсивность приводится к единым условиям поправками за влияние скважины.

3. Определяется интенсивность гамма излучения опорных пластов глин $I_{гл}$ и песчаников $I_{п}$.

4. Вычисляется относительная амплитуда интенсивности гамма излучения по формуле

$$I_{\gamma} = (I - I_{п}) / (I_{гл} - I_{п}) \quad (2)$$

5. По величине I_{γ} и эмпирической зависимости определяется объём глин $V_{гл}$

6. Для упрощенных расчетов предполагают линейную зависимость, и в этом случае $V_{гл} = I_{\gamma}$. Более точные расчеты могут быть получены по формуле В.В. Ларионова

$$V_{гл} = 0.083 \cdot (2^{3.7 \cdot I_{\gamma}} - 1) \quad (3)$$

Существует еще целый ряд зависимостей, описывающих возможные варианты связи глинистости и относительной амплитуды поля гамма активности - Стейнбера, Клавье и т.д. [2, 3], но опыт показывает, что формула В.В. Ларионова наиболее точно описывает связи для песчаноглинистых разрезов Западной Сибири.

3.3. Акустический каротаж

Акустический каротаж измеряет время пробега упругих волн в горных породах, вскрытых скважиной. Эту информацию можно использовать для вычисления пористости.

Главное назначение АК состоит в определении пористости коллектора и

предоставлении информации для сейсморазведки:

- Запись «сейсмической» скорости и времени пробега волн в скважине.
- Использования «сейсмических» данных для создания синтетических сейсмограмм.
- Определения пористости (совместно с плотностным и нейтронным методом).
- Стратиграфическая корреляция.
- Идентификация литологии.
- Распознавание фаций.
- Выделение трещин.
- Выделение зон аномально высокого пластового давления.

Приборы акустического каротажа работают на больших частотах, чем приборы полевой сейсморазведки, поэтому обладают большей разрешающей способностью, и совместное использование этих методов позволяет получать дополнительную информацию.

Скважинный прибор акустического каротажа испускает импульсы частотой 25 кГц, распространение волн происходит во всех направлениях, как показано на рисунке 3. Волна распространяется фронтом. Направление перпендикулярное фронту называется лучом волны. Распространение акустических волн представляет передачу упругой энергии частицам горной породы. Соседние частицы переходят в состояние колебательного движения относительно положения равновесия под воздействием источника упругих колебаний, конструктивно входящего в прибор АК. Возмущение частиц постепенно затухает по мере удаления от источника. На некотором расстоянии от источника находится приемник акустических колебаний, который фиксирует время прихода волн. Время прихода волн неодинаково, так как они различаются по видам колебаний частиц. Первыми регистрируются продольные Р - волны. Волны называются так, потому что смещения частиц происходят вдоль распространения волны. Поперечные волны распространяются в среднем медленнее, так как колебания частиц среды происходит перпендикулярно их распространению. Поперечные волны в жидкости не распространяются, поскольку в этой среде невозможна поперечная деформация частиц. Запись акустических волн, (или трасса) выглядит следующим образом (Рис. 4). Первая зарегистрированная волна - продольная, следующая - поперечная, ее обозначение - S (Shear wave). Она медленнее продольной, но обычно имеет большую амплитуду. Эти два типа волн имеют наибольшее значение для получения геологической информации. Затем различают такие типы волн как Рэлея, Стоунли, и волна бурового раствора. Первые два типа из этих второстепенных волн связаны с энергией, движущейся вдоль стенки скважины, третий тип - с колебаниями частиц бурового раствора. Они могут быть большой амплитуды, но всегда регистрируются после продольных и поперечных волн, причем часто накладываются друг на друга и

становятся трудноразличимыми. Чаще всего эти три типа волн являются помехами для Р и S волн, и создаются специальные конструкции приборов акустического каротажа, чтобы уменьшить их влияние.

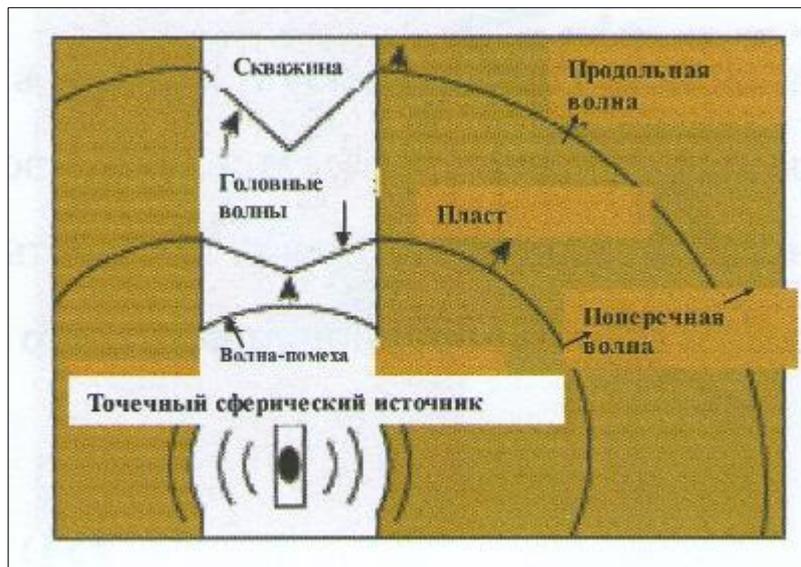


Рисунок 3. Возникновение и распространение акустических волн.

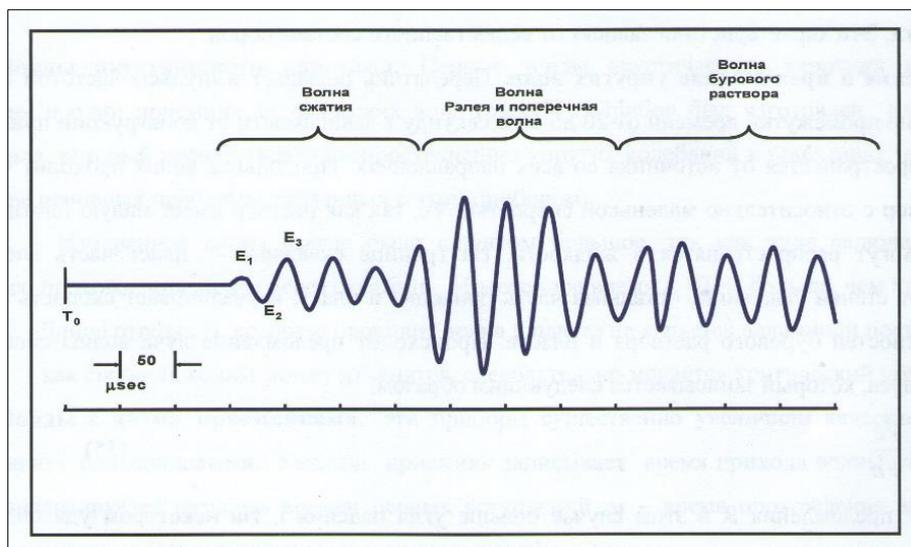


Рисунок 4. Трасса, записанная одним акустическим приемником.

Практический интерес представляет время, пройденное упругой волной от источника до приемника. В простых и наиболее распространенных приборах акустического каротажа регистрируется время прибытия продольной волны. Если известно расстояние между источником и приемником, то можно вычислить скорость распространения волны в пласте.

На практике обычно данные не представляются в виде времени регистрации, так как

могут быть разные приборы, расстояние между источником и приемником у которых различные, и это делает получаемые результаты несопоставимыми. Данные обычно представлены величиной обратной скорости - временем на единицу расстояния - [мкс/м]. Таким образом, можно связать скорость и время уравнением

$$\Delta t = \frac{10^6}{V} \quad (4)$$

где Δt - время пробега волны в мкс/м,

V - скорость в м/с.

Скорость продольных волн зависит от упругих свойств горных пород (скорости в матрице - скорости во флюиде), следовательно, измеряемый параметр Δt зависит от состава и микроструктуры матрицы, типа и распределения порового пространства и флюида в порах. Скорость P волн в материале прямо пропорциональна упругости материала, и обратно пропорциональна его плотности, что может быть записано в виде выражений

$$V \equiv \frac{\text{упругость}}{\text{плотность}} \text{ и } \Delta t = \frac{\text{плотность}}{\text{упругость}} \quad (5)$$

Упругость материала определяется двумя параметрами - модулем всестороннего сжатия и модулем сдвига. Эти характеристики зависят от вещественного состава пород.

V_c - скорость распространения волны в скважине;

V_n - скорость распространения волны в пласте.

При выполнении работ в скважине данным методом измеряется интервальное время пробега упругих волн, которое связано с пористостью крепких цементированных горных пород уравнением Уилли

$$\Delta t = \Delta t_{ж} \cdot K_{п} - \Delta t_{ж} \cdot (1 - K_{п}) \quad (6)$$

$$K_{п} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}} \quad (7)$$

Где $\Delta t_{ж}$, $\Delta t_{ск}$ - интервальные времена пробега во флюиде и скелете горной породы.

Это уравнение является, по существу эмпирической зависимостью, погрешность определение пористости по которой определяется правильным заданием времен пробега в скелете и флюиде. Правила определения времени пробега в матрице горной породы так же можно оценить по эмпирической зависимости Г.И. Петкевича. Т.В. Вербицкого

$$\Delta t_{ж} = 1 / (1470 - k \cdot C_{п}) \quad (8)$$

где C_{Π} - минерализация промывочной жидкости, k - коэффициент пропорциональности, зависящий от температуры и давления.

Песчаники, содержащие значительное количество глины или глинистых сланцев, будут иметь большее время пробега, т.к. существуют различия между скоростями в глинистых частицах и в матрице. Вычисленная пористость в глинистых песчаниках будет значительно выше. Для компенсации неточности уравнения «среднего времени» используют эмпирическую формулу Раймера-Ханта-Гарднера:

$$K_{\Pi} = C \cdot \frac{(\Delta t - \Delta t_{\text{СК}})}{\Delta t} \quad (9)$$

где C - эмпирическая постоянная, изменяющаяся в пределах от 0.624 до 0.7. Наиболее часто употребляемое значение 0.7, в случае газонасыщенных песчаников рекомендуемое значение 0.6.

В случае разуплотненных песчаников время пробега волн завышено и вычисленная пористость больше, чем истинная. Обычно это характерно для глинизированных пород. Если в смешанных глинистых пластах время пробега больше, чем 330 мкс/м (характерное время пробега в плотных глинах), необходима поправка при вычислении пористости.

Эмпирическая формула для этого случая имеет вид:

$$K_{\Pi} = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{СК}}}{\Delta t_{\text{Ж}} - \Delta t_{\text{СК}}} \cdot \frac{1}{C_p} \quad (10)$$

$$C_p = \frac{\Delta t_{\text{ГЛ}}}{330} \quad (11)$$

Где C_p - поправка уплотнения, изменяющаяся в пределах 1.0 - 1.8

$t_{\text{ГЛ}}$, - время пробега в смешанных глинистых пластах,

330 - время пробега в уплотненной глине, мкс/м

Применение указанных формул обеспечивает определение общей пористости пород. Если известен минеральный состав пород, поровое пространство образовано межзерновыми порами [10]. В сравнении с другими видами каротажа акустический метод благоприятен для определения пористости низкопористых малоглинистых пород. В породах с кавернозным и трещиноватым типом пористости вычисляемые значения занижены, и для точного определения пористости необходимо применение других методов ГИС.

3.4. Нейтронные методы

Нейтронный каротаж чувствителен к атомам водорода, а так как в пласте поры заполнены водородосодержащими флюидами - водой, нефтью или газом, существует прямая связь с пористостью.

В зонде нейтронного каротажа установлен источник нейтронов, который бомбардирует пласт нейтронами высоких энергий. Эти нейтроны, проходя через пласт, теряют энергию, рассеиваются и поглощаются, сообразованием вторичного поля гамма квантов. В результате детектор нейтронов или гамма квантов (в зависимости от конструкции) зафиксирует число импульсов, обратно пропорциональное содержанию водорода.

В пластах с большим содержанием водорода нейтроны теряют энергию и поглощаются очень быстро и на коротком расстоянии. Показания детектора будут низкими. В пластах с малым содержанием водорода нейтроны замедляются и адсорбируются медленнее, поэтому отсчеты детекторов нейтронов или рассеянного гамма излучения будут гораздо выше. В среде, с малым содержанием водорода показания нейтронного каротажа высокие.

Данный метод предназначен для решения комплекса задач, а именно:

- Расчет пористости
- Определение базовых констант (нейтронная пористость матрицы, глинистых пород)
- Более точная интерпретация литологии (выделение в разрезе угольных пластов, карбонатизированных песчаников)

4. РАСЧЕТ ГЛИНИСТОСТИ

При определении коллекторских свойств необходимо учитывать влияние глинистых компонентов. Можно выделить три характеристики глинистого материала, наиболее сильно изменяющих фильтрационно-емкостные свойства пород:

- Минеральный состав глинистой фракции;
- Структура распределения глинистых минералов в породе;
- Количественное содержание глинистых компонентов.

Распределение глины в продуктивном пласте сильно влияет на пористость, наиболее благоприятное распределение структурное, обусловленное замещением минералов скелета глинистыми разностями, самое нежелательное для коллектора – дисперсная (рассеянная) глинистость, локализуемая в поровом пространстве. Данные о количестве глинистого материала в породе могут быть представлены в виде массовой, объемной или относительной глинистости. При расчете глинистости пород на исследуемом месторождении использовались методы полей самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной гамма активности (ГК) описанные выше. После расчета глинистости по данным методам в программном обеспечении Прайм был получен массив значений, отраженных в виде непрерывных кривых. Следующим этапом был расчет значений объемной глинистости по моделям Клавьера, Ларионова и Стейбера представленных на рисунке 5.

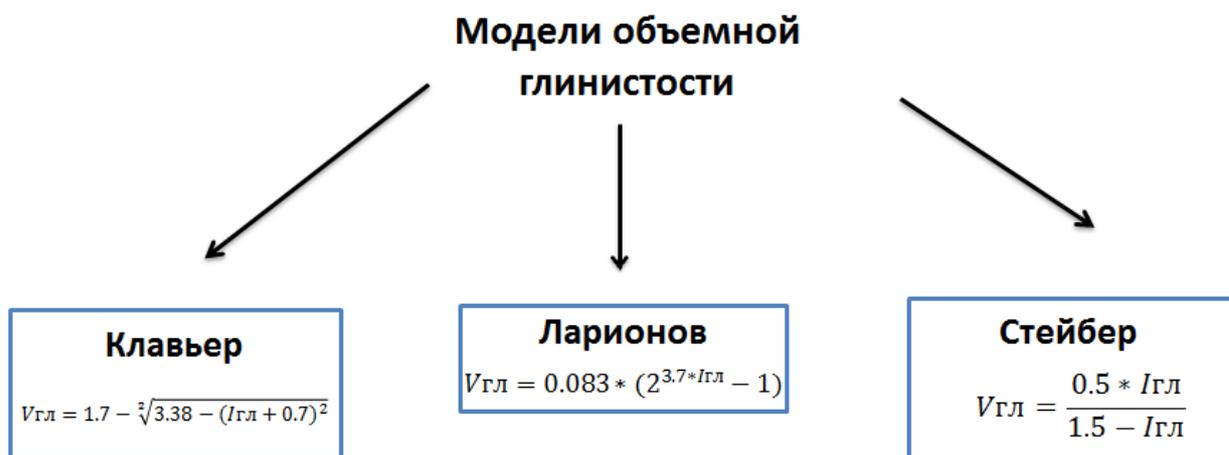


Рисунок 5. Модели расчета объемной глинистости.

В дальнейшем, кривые распределения глинистости были использованы в расчете пористости различными методами, по результатам расчета модель глинистости Ларионова

показала наиболее устойчивую корреляцию среди используемых моделей (Рис. 6) во всех скважинах исследуемого месторождения со средним значением коэффициента достоверности аппроксимации 85%. В дальнейшем, данная модель использовалась в уравнении расчета пористости во всех скважинах исследуемого месторождения.

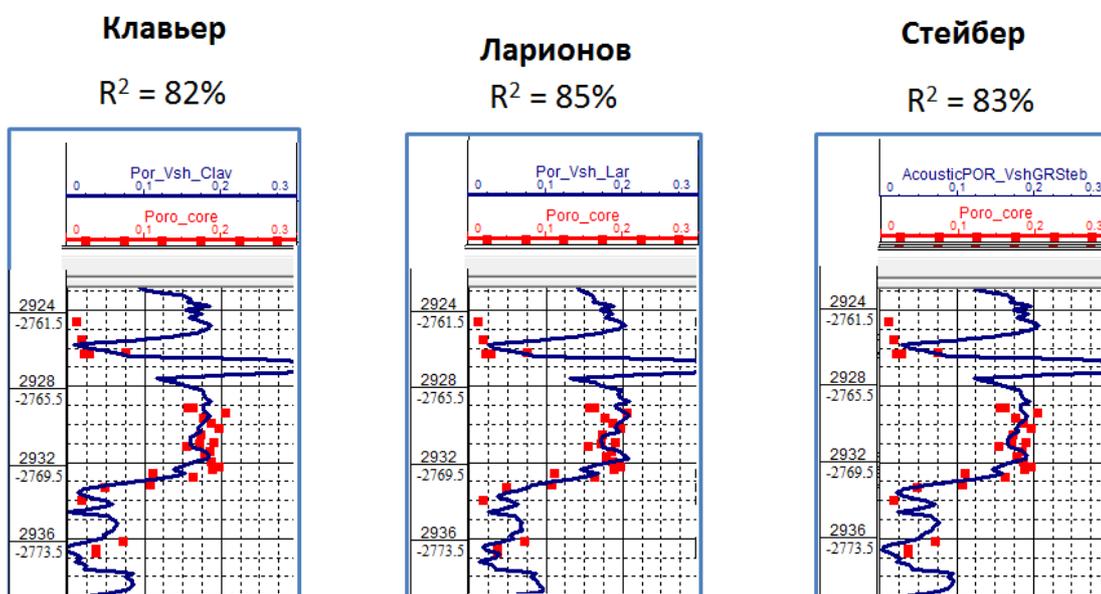


Рисунок 6. Результат применения моделей глинистости.

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПОРОД

В рамках исходных данных исследуемого месторождения был использован типовой комплекс ГИС для определения пористости (Рис.7) пород для расчета корреляционной зависимости типа керн – ГИС : метод рассеянного гамма излучения (гамма-гамма каротаж плотностной - ГГК-П), нейтронные методы (нейтронный гамма метод - НГК), акустический метод - АК. Методы имеют разную физическую основу и измеряемые параметры горных пород и, соответственно, разные алгоритмы определения пористости [4].



Рисунок 7. Основные методы определения пористости по данным ГИС.

Гамма гамма каротаж плотностной

В данном методе измеряется эквивалентная плотность горных пород, которая для

основных породообразующих минералов (кварц, кальцит, доломит) и пород, состоящих из этих минералов, равна их объемной плотности с отклонениями не более ± 0.01 г/см³. Метод основан на взаимодействии гамма квантов с горными породами.

Объемная плотность связана с общей пористостью соотношениями

$$\rho_b = \Phi \cdot \rho_\phi + (1 - \Phi) \cdot \rho_{ma} \quad (12)$$

$$\Phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_\phi} \quad (13)$$

Где ρ_b , ρ_{ma} , ρ_ϕ - соответственно объемная плотность породы, минералогическая плотность, плотность флюида, заполняющего поры, Φ - коэффициент общей пористости.

Для учета влияния глин на значения пористости, а именно на увеличение данного параметра, необходим пересчет общей пористости в динамическую по соответствующей формуле

$$\Phi_{eff} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_\phi} - V_{sh} \frac{\rho_{ma} - \rho_{гл}}{\rho_{ma} - \rho_\phi} \quad (14)$$

Где $\rho_{гл}$, V_{sh} - плотность пород в интервале глин, и объемная глинистость рассчитанная по модели Ларионова.

Расчет пористости в скважинах исследуемого месторождения по данному методу показал низкие корреляционные связи типа керн – ГИС (Рис.8), поэтому в дальнейшем данный метод не использовался.

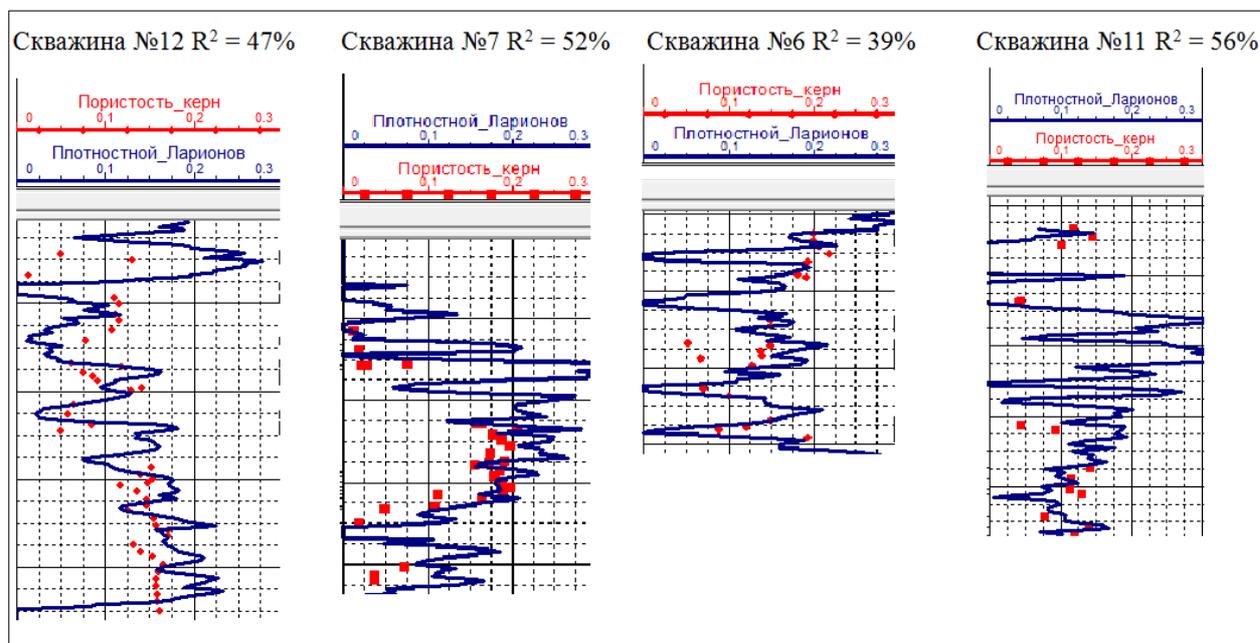


Рисунок 8. Результаты расчета пористости по плотностному методу

Акустический каротаж

При расчете пористости данным методом используется интервальное время пробега упругих волн, которое связано с пористостью крепких цементированных горных пород уравнением Вилли:

$$\Delta t = \Delta t_{\phi} \cdot \phi + \Delta t_{ma} \cdot (1 - \phi) \quad (15)$$

Выражая открытую пористость из данного уравнения получаем

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{\phi} - \Delta t_{ma}} \quad (16)$$

Где $\Delta t_{ma}, \Delta t_{\phi}$ - интервальные времена пробега в скелете горной породы и во флюиде.

Расчет пористости так же производился по формуле Раймера-Ханта-Гарднера

$$\phi_s = C \cdot \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t} \quad (17)$$

где C - эмпирическая постоянная, изменяющаяся в пределах от 0.624 до 0.7.

Так же была использована эмпирическая формула расчета пористости по акустическому методу

$$\phi_s = \frac{1}{C_p} \cdot \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{\phi} - \Delta t_{ma}} \quad (18)$$

$$C_p = \frac{\Delta t_{гл}}{330} \quad (19)$$

Где C_p – поправка уплотнения, изменяющаяся в пределах 1.0 – 1.8; $\Delta t_{гл}$ – время пробега в смешанные глинистых пластах, мкс/м; 330 – время пробега в уплотненной глине мкс/м.

По аналогии с плотностным методом, данные уравнения обеспечивают определение общей пористости. Для определения эффективной пористости необходимо ввести поправку за глинистость, которая представлена правой частью формулы

$$\phi_{эфф} = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_{\phi} - \Delta t_m} - V_{гл} \frac{\Delta t_{гл} - \Delta t_m}{\Delta t_{\phi} - \Delta t_m} \quad (20)$$

$\Delta t_{гл}$ – скорость пробега волны в глинах, $V_{гл}$ - объемная глинистость по модели Ларионова.

В итоге, среди вышперечисленных формул для определения пористости по акустическому каротажу, наилучший результат был получен в скважинах 7,12,13 и 6 по стандартной формуле 20 с учетом поправки за глинистость (Рис. 9)

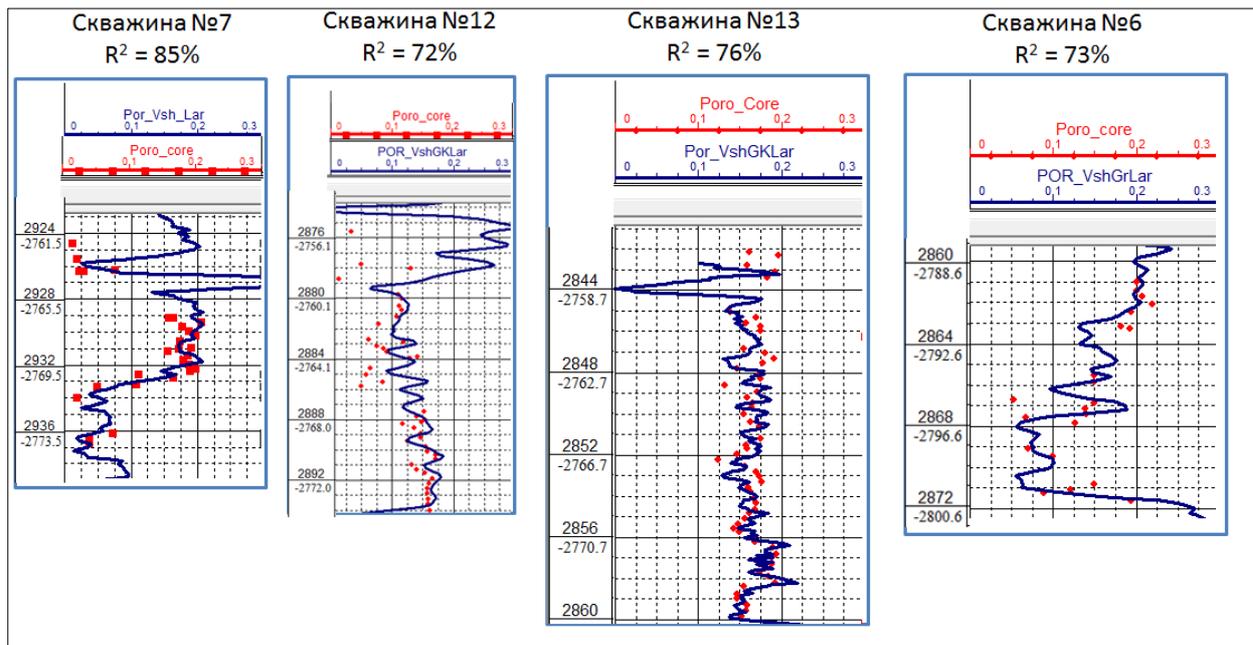


Рисунок 9. Результаты корреляции пористости по акустическому каротажу.

Нейтронный каротаж

Связь показаний нейтронных методов с пористостью пород более сложная и неоднозначная, чем для описанных выше. Регистрируемые параметры выражены в условных единицах, которые рассматриваются по отношению к показаниям приборов в пресной воде при калибровке зондов. Первостепенной задачей при расчете пористости данным методом является перевод условных единиц в нейтронную пористость посредством выбора опорных пластов, в качестве которых обычно служат глинистые и плотные породы с предельными значениями пористости, для этого строится соответствующий график (Рис 10), и получаемое на выходе уравнение используется для пересчета значений пористости.

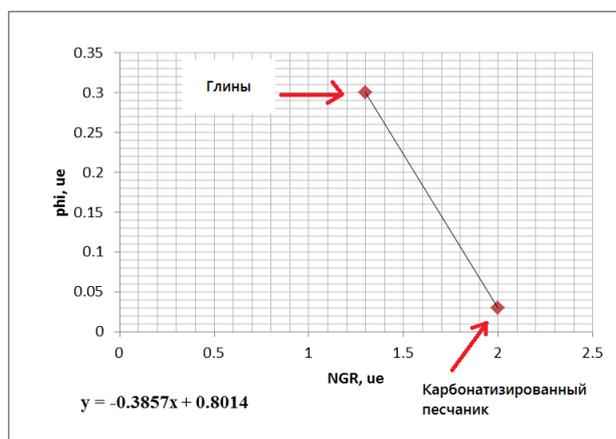


Рисунок 10. Нормализация данных нейтронных методов с определением пористости

После нормализации кривой, для расчета эффективной нейтронной пористости используется следующая формула

$$\phi_{эфф} = \phi_n - V_{гл} \cdot \phi_{гл} \quad (21)$$

Где ϕ_n – нейтронная пористость, $V_{гл}$ – объемная глинистость по модели Ларионова, $\phi_{гл}$ – пористость в интервале глин.

Результатом использования данного уравнения стала успешная корреляция данных керн – ГИС по скважинам 9, 14 и 11 с результатами корреляции представленной на рисунках 11,12.

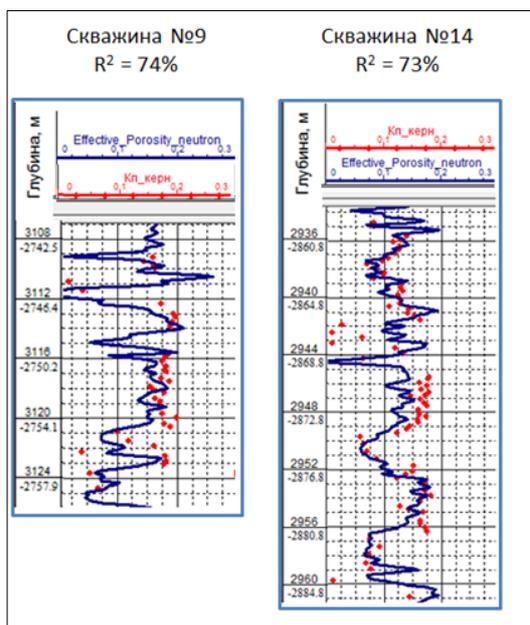


Рисунок 11. Результаты корреляции пористости нейтронным методом

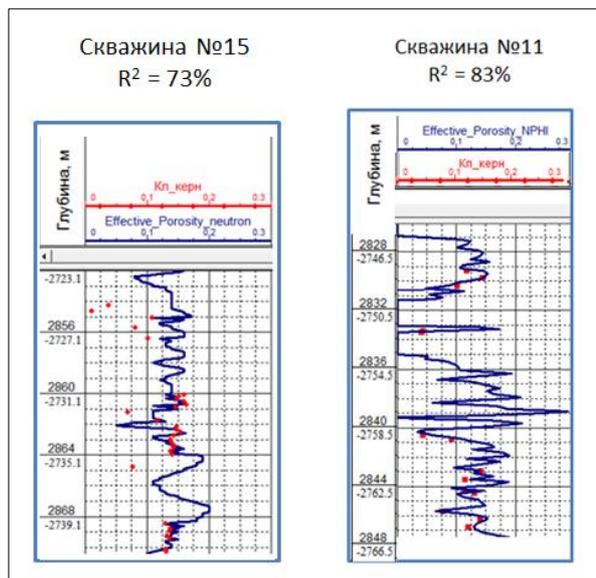


Рисунок 12. Результаты корреляции пористости нейтронным методом

В результате использования вышеперечисленных методов была составлена таблица 1, отражающая процентное выражение корреляции пористости по связи керн – ГИС, исходя из нее наилучшие связи показали нейтронный (скважины 9, 11 и 14) и базовый акустический метод (скважины 6, 7, 12 и 13)

Таблица 1. Результаты корреляции пористости

Метод/Результат корреляции		№6	№7	№9	№11	№12	№13	№14	№15
Плотностной		39%	52%	44%	56%	47%	49%	51%	50%
Нейтронный		43%	56%	74%	83%	52%	57%	73%	73%
Акустический	Стандартный	73%	85%	67%	71%	72%	76%	67%	69%
	Раймер-Хант-Гарднер	40%	49%	55%	48%	58%	43%	59%	58%
	Эмпирическая	51%	59%	58%	54%	51%	59%	41%	44%

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Стандартная зависимость пористость – проницаемость

В типовом комплексе ГИС отсутствуют методы для прямого определения величины абсолютной проницаемости, поэтому реальной является только возможность прогнозирования этого параметра по комплексным данным с использованием различных вариантов корреляционных зависимостей [7].

Типичной формой связи, используемой для решения этой задачи, является нелинейная зависимость проницаемости от пористости. При использовании этой информации для прогноза проницаемости по данным ГИС, необходимо учитывать изменчивость коэффициентов уравнений в зависимости от литотипа пород и условий осадконакопления.

В этой связи обязательна последовательная интерпретация, позволяющая

- Определить литологическую характеристику пород по комплексу ГИС
- Обобщить геологическую информацию с уточнением границ литофациальных областей и построением зональной седиментологической модели
- Определить пористость пород с учетом влияния глинистости
- Выбрать типичные уравнения пористости и проницаемости, характерные для конкретных литотипов пород и седиментологической зональности
- Выполнить расчет прогнозных значений абсолютных проницаемости

Данный подход является стандартным, но его реализация показывает, что из-за дисперсии коэффициентов уравнения связи прогнозные значения проницаемости могут определяться с достаточно большой ошибкой.

В некоторых случаях наблюдается достаточно уверенная корреляционная связь проницаемости с данными различных методов ГИС. Например, в литературе приводится большое количество экспериментальных статистических уравнений связи проницаемости с нормированными значениями поля ПС или двойным разностным параметром поля естественной гамма активности. Но действие этих уравнений ограничено частными месторождениями [8, 16, 18, 19].

В ходе данной работы в первом приближении была получена зависимость пористость-проницаемость по всем данным керна исследуемого месторождения (Рис 13.)

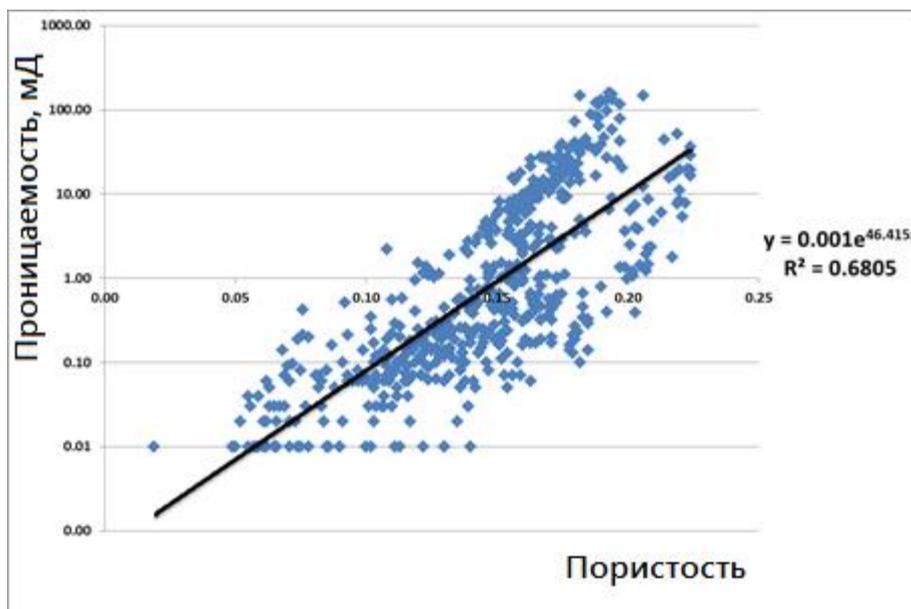


Рисунок 13. Зависимость пористость-проницаемость

Однако, в связи с фациальной изменчивостью литотипов горных пород, а так же зоной глинизации в южной части исследуемого месторождения, данная зависимость, несмотря на достаточно высокий коэффициент достоверности аппроксимации $R^2 = 68\%$ и большой объем массива данных не позволила получить качественный результат при использовании уравнения зависимости для скважин исследуемого месторождения. Результаты применения данной зависимости, изображенные на рисунке 14, показывают что средний коэффициент достоверности аппроксимации использованной зависимости не превышает 41%, что является неудовлетворительным результатом интерпретации.

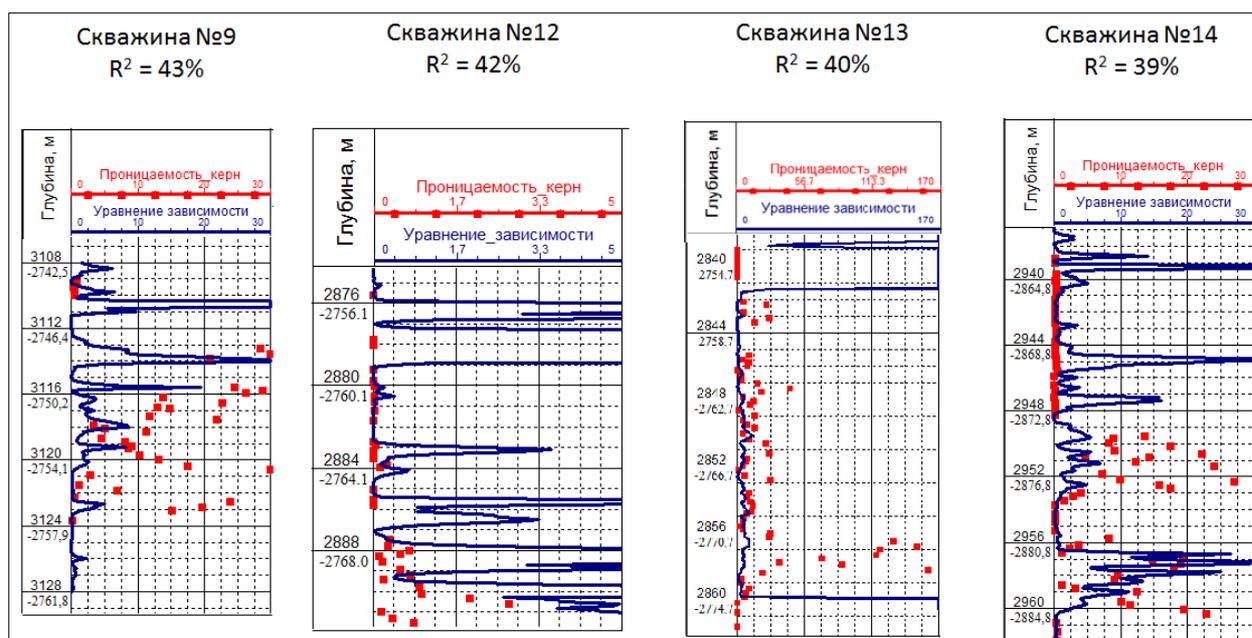


Рисунок 14. Результат прогноза проницаемости с использованием стандартной зависимости

Альтернативные методы интерпретации проницаемости

В качестве нестандартных моделей расчета проницаемости были использованы формулы зарубежных специалистов, требующих учета остаточной водонасыщенности пород, определение которой по данным ГИС так же зависит от выбранных моделей расчетов и является проблематичным. Тем не менее, среди наиболее рекомендуемых уравнений, были выделены следующие [8,11]:

$$\text{Уравнение Тиксье} \quad k^{0.5} = \frac{250 \cdot \phi^3}{S_{wi}} \quad (22)$$

$$\text{Уравнение Тимура} \quad k^{0.5} = \frac{100 \cdot \phi^{2.25}}{S_{wi}} \quad (23)$$

$$\text{Уравнение Коатса-Думанойра} \quad k^{0.5} = \frac{100 \cdot \phi^w}{w^4 \cdot S_{wi}^w} \quad (24)$$

$$\text{Уравнение Коатса} \quad k^{0.5} = 100 \frac{(1 - S_{wi}) \cdot \phi^4}{S_{wi}} \quad (25)$$

$$\text{Уравнение Вилли-Роуза} \quad k^{0.5} = 62500 \frac{\phi^6}{S_{wi}^2} \quad (26)$$

Во всех уравнениях S_{wi} – остаточная водонасыщенность, k – проницаемость, ϕ – пористость пород.

Так как данные формулы носят эмпирический характер и не учитывают петрофизических параметров, то положительные результаты имеют место быть в литологически однородных коллекторах с незначительным интервалом изменения во флюидонасыщении по выделяемой залежи. В связи с тем, что исследуемое месторождение характеризуется фациальной неоднородностью выделяемой по всей площади лицензионного участка, а так же ступенчатым уровнем водонефтяного контакта, применение данных зависимостей не привело к успешному расчету параметра проницаемости, что можно наблюдать при применении данных формул на примере скважины №14 (Рис.15). При построении кривых по вышеупомянутым методам можно выделить неплохую тенденцию воспроизведения керновых значений в низкопроницаемых интервалах по уравнению Тиксьера, однако данные уравнения не рассчитаны на фациальную неоднородность, поэтому в интервале глубин с высокой проницаемостью данные кривые не способны воспроизвести керновые данные. Уравнение Вилли-Роуза отличается в данной скважине тем, что в некоторых интервалах воспроизводит высокие значения проницаемости, однако так же завышает эти значения в низкопроницаемых интервалах, обусловлено это тем, что данное уравнение в большей степени зависит от

пористости, чем остальные. В дальнейшем, данные уравнения были так же применены ко всем скважинам исследуемого месторождения (Таблица 3). Исходя из полученных значений достоверности аппроксимации, варьирующихся в пределах 35-54% можно сделать вывод о неприменимости данных уравнений при прогнозировании проницаемости скважин данного месторождения.

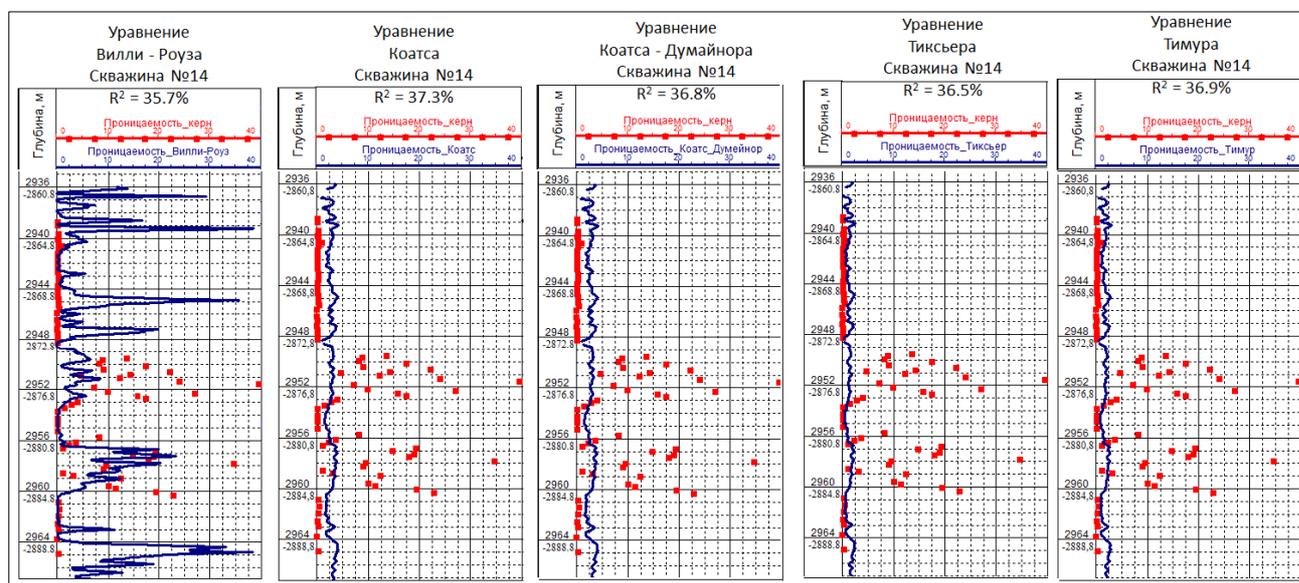


Рисунок 15. Результаты применения уравнений расчета проницаемости

Метод индикаторов гидравлических единиц (FZI)

В практике зарубежных исследований интеграция параметров пористости и проницаемости при описании ФЕС гранулярного коллектора рассматривается в свете концепции гидравлических единиц потока (коллектора) [3,4], позволяющих выделять типы (классы) пород с близкой характеристикой порового пространства. В соответствии с формулировкой гидравлическая единица коллектора (потока) – HU определяется как «представительный элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от других пород». Помимо петрофизических параметров, гидравлические единицы имеют пространственное развитие, подчёркивая литологическую и фаціальную неоднородность коллектора. Но, при этом, один тип коллектора может образовываться в различных фаціальных обстановках и наоборот, как правило, в пределах одной фации присутствуют несколько гидравлических единиц потока. Возможность HU характеризовать фильтрационно-емкостную неоднородность резервуара в пространстве, позволяет выбрать её в качестве базового элемента при построении математической модели коллектора [24].

Индикатор зоны фильтрации (FZI) – это уникальный параметр, позволяющий

включать геологические атрибуты структуры и минералогического состава коллектора в характеристику «порово-геометрической» фации. В общем случае породы, содержащие выстилающую стенки пор, заполняющую поры и закупоривающую устья пор аутигенную глину, а также плохо сортированные пески имеют высокую удельную поверхность и высокую извилистость пор и, следовательно, низкое значение индикатора зоны фильтрации FZI. И, наоборот, менее глинистые, крупнозернистые и хорошо отсортированные пески характеризуются пониженной удельной поверхностью, более низким коэффициентом формы, более низкой извилистостью и более высоким значением индикатора зоны фильтрации. Геометрия пор коллектора и, следовательно, величина индикатора гидродинамической зоны фильтрации сильно зависит от обстановки осадконакопления и характера диагенетических процессов.

Выделение гидравлической единицы потока базируется на расчете параметра индикатора зоны фильтрации (FZI) по значениям пористости и проницаемости, полученным для конкретных образцов керна [23].

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (27)$$

RQI – показатель качества коллектора (мкм), учитывающий распределение и размеры устьев пор, который может быть выражен формулой

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (28)$$

Где 0.0314 – коэффициент для промышленной системы единиц (миллиДарси), k – проницаемость, ϕ_e – эффективная пористость.

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \quad (29)$$

ϕ_z – отношение объема пор к объему зерен

Основная идея метода гидравлических единиц заключается в выделении групп образцов, принадлежащих к отличительным типам породы, характеризующихся уникальными взаимосвязями между емкостными и фильтрационными свойствами. Такими уникальными характеристиками являются, например, величина FZI определяющая связь между пористостью и проницаемостью. Знание типа гидравлической единицы позволяет корректно определить динамические характеристики коллектора по изменениям только статических свойств (пористости). По данным лабораторных исследований были рассчитаны данные параметры для всего массива данных керна по исследуемому

месторождению. В дальнейшем, с использованием рассчитанных значений FZI для каждой точки массива, был применен стратиграфически модифицированный график Лоренца (Рис. 15) который характеризует распределение проводимости среди объема пород содержащих флюид. Для этого по оси Y была отложена фильтрационная характеристика пород – нормализованная накопленная проводимость (kh), а по оси X – емкостная характеристика пород – нормализованная накопленная емкость ($\phi_e h$). Места перегиба кривой на графике характеризуют границы гидравлических единиц, поскольку в пределах каждой из них коллектор имеет близкие гидродинамические свойства. По результатам построения модифицированного графика Лоренца было выделено 9 гидравлических единиц (Таблица 2).



Рисунок 15. Модифицированный график Лоренца

Из Таблицы 2 видно, что каждая гидравлическая единица потока имеет свой диапазон значений индикаторов зон фильтрации (FZI) а так же средние значения по пористости и проницаемости, которые уменьшаются в соответствии с уменьшением средних значений индикаторов зоны фильтрации, что является подтверждением теоретического аспекта связанного с тем, что крупнозернистые и хорошо отсортированные пески характеризуются пониженной удельной поверхностью, более низким коэффициентом формы, более низкой извилистостью и более высоким значением индикатора зоны фильтрации.

Таблица 2. Гидравлические единицы потока

Гидравлическая единица потока (HFU)	FZI Минимальное	FZI Максимальное	Среднее значение FZI	Средняя пористость	Средняя проницаемость
1	3.200	4.000	3.550	0.195	144.920
2	3.100	2.170	2.650	0.176	60.300
3	2.040	2.150	2.060	0.172	35.840
4	1.630	1.980	1.820	0.170	24.025
5	1.520	1.610	1.570	0.168	21.000
6	1.039	1.510	1.240	0.155	11.600
7	0.509	1.032	0.750	0.140	3.100
8	0.200	0.506	0.330	0.118	0.690
9	0.050	0.190	0.150	0.110	0.430

Затем, для скважин, в которых был отобран керн и имеются лабораторные результаты оценки проницаемости с помощью формулы (30) была рассчитана проницаемость для образцов керна, для этого использовалась эффективная пористость, полученная по результатам расчёта и корреляции в каждой скважине, а так же средние значения индикаторов зон фильтрации в каждой гидравлической единице потока.

$$k = 1014 \cdot FZI^2 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \quad (30)$$

В результате расчетов, данная методика показала наилучший результат корреляции (Рис. 16-23) проницаемости по связи керн – ГИС, так как концепция гидравлических единиц позволяет использовать среднее значение индикатора зоны фильтрации в уравнении в зависимости от величины проницаемости, и, соответственно гидравлической единицы, в которую данное значение попадает, в результате получается уравнение с поправочным коэффициентом, который учитывает литологические особенности конкретной горной разности.

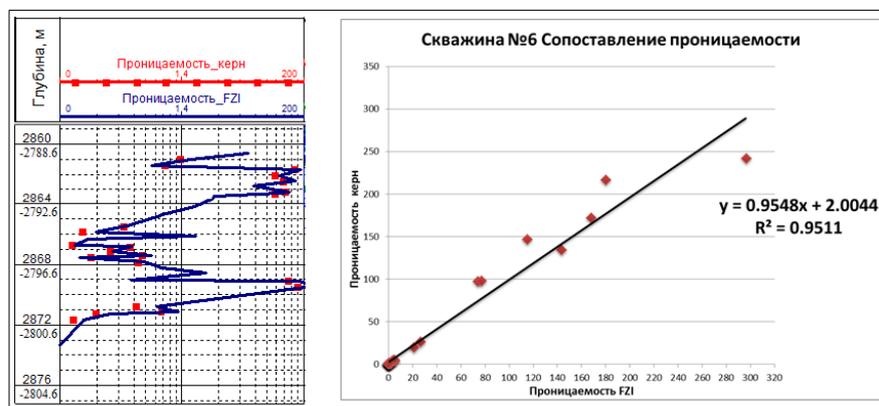


Рисунок 16. Результат корреляции FZI – проницаемость керн в скважине №6

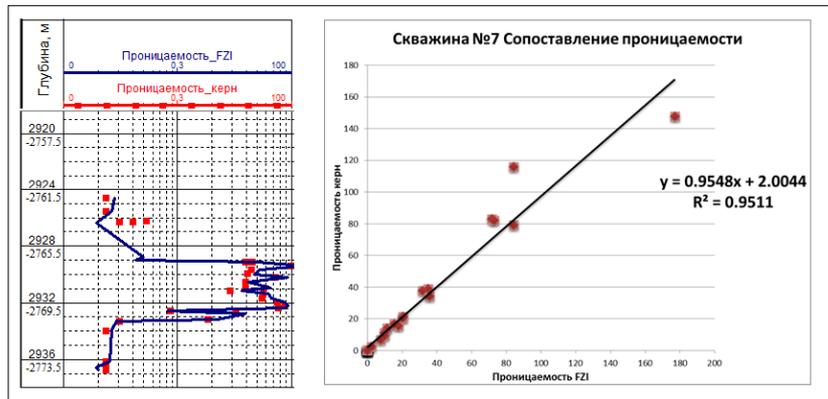


Рисунок 17. Результат корреляции проницаемость FZI – проницаемость керн в скважине №7

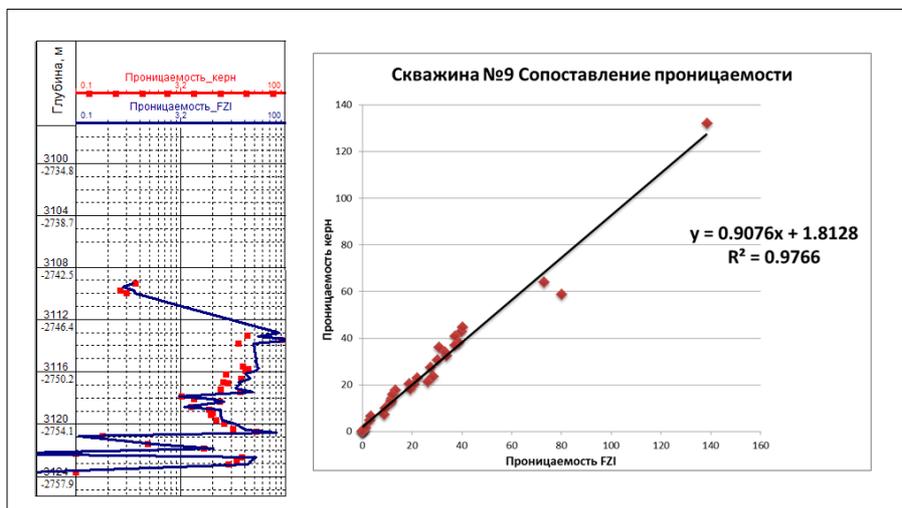


Рисунок 18. Результат корреляции проницаемость FZI – проницаемость керн в скважине №9

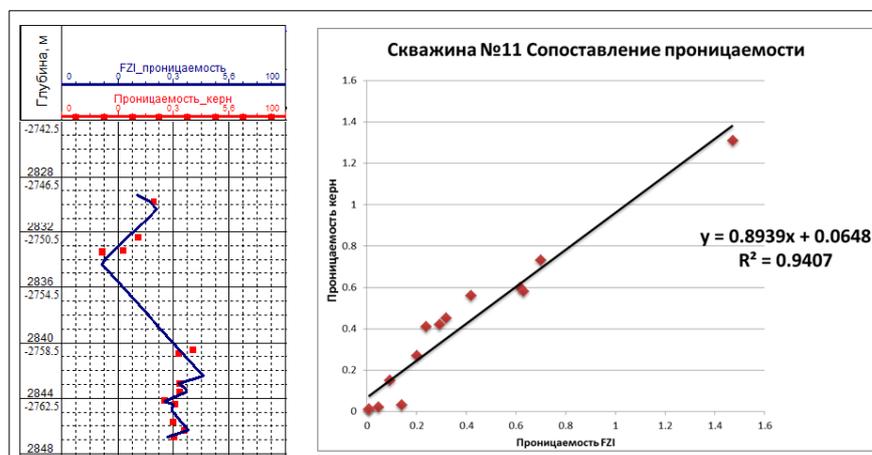


Рисунок 19. Результат корреляции проницаемость FZI – проницаемость керн в скважине №11

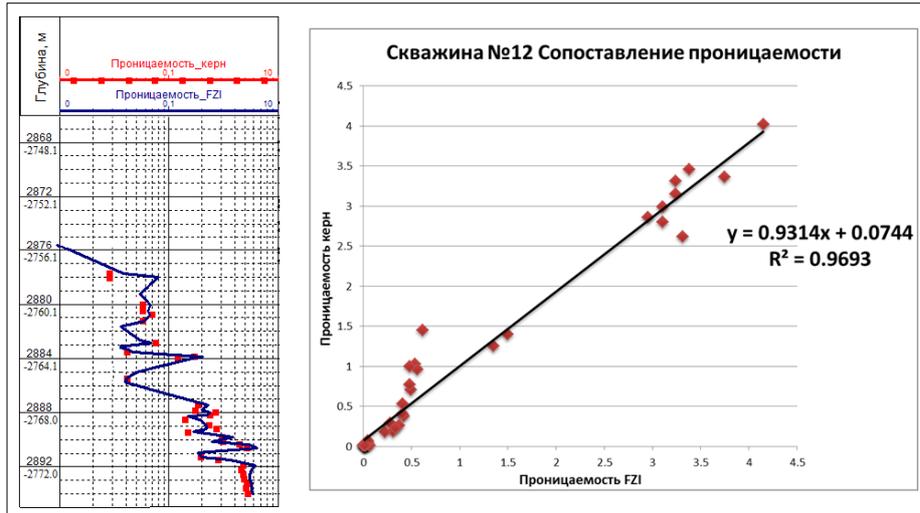


Рисунок 20. Результат корреляции проницаемость FZI – проницаемость керна в скважине №12

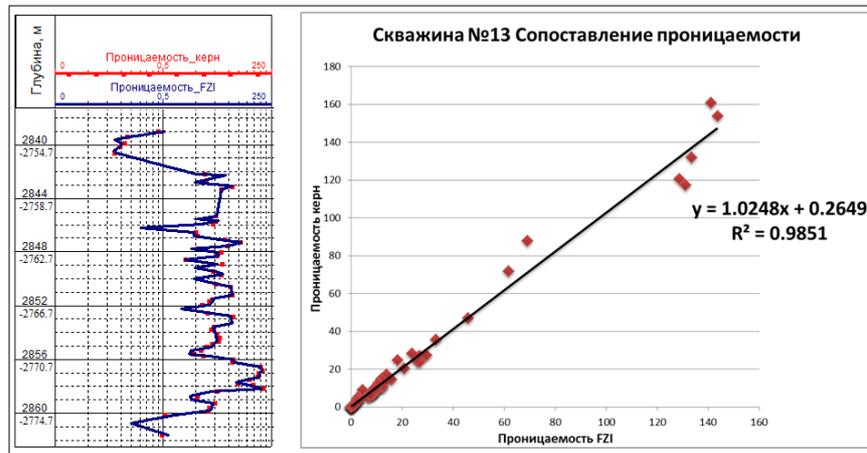


Рисунок 21. Результат корреляции проницаемость FZI – проницаемость керна в скважине №13

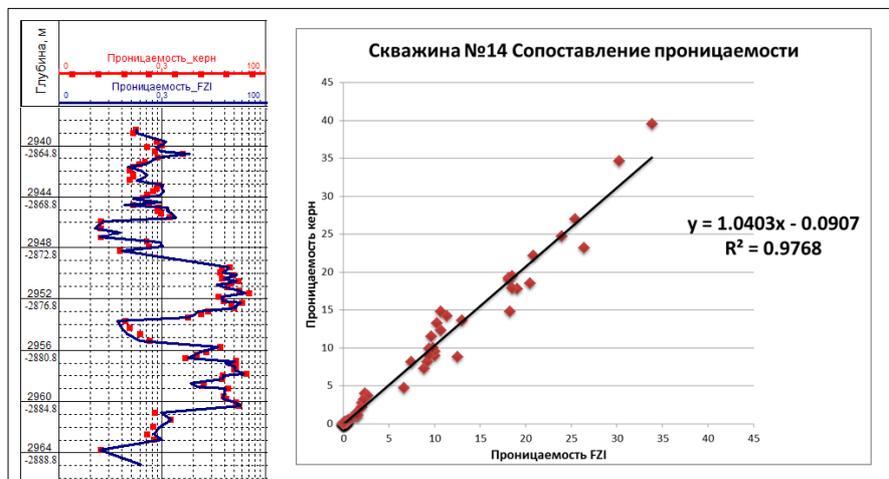


Рисунок 22. Результат корреляции проницаемость FZI – проницаемость керна в скважине

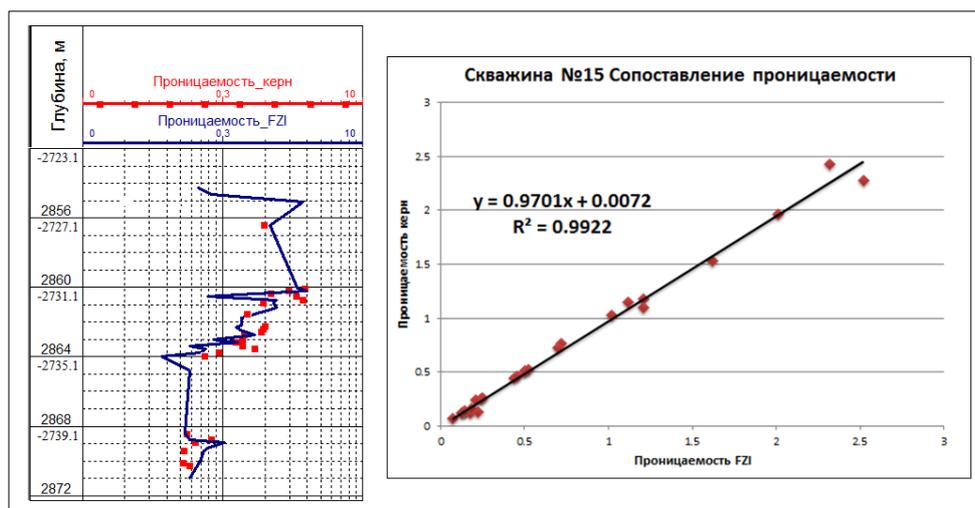


Рисунок 23. Результат корреляции проницаемость FZI – проницаемость керн в скважине №15

В результате среди вышеперечисленных методов по расчету проницаемости на исследуемом месторождении, метод гидравлических единиц зарекомендовал себя как наилучший вариант (таблица 3), так как данный метод учитывает литологические особенности залежи, что позволяет коррелировать проницаемость в диапазоне от 0.001 мД до 200мД в пределах залежи.

Таблица 3. Результаты расчета проницаемости

Уравнение/Результат в скважине	№6	№7	№9	№11	№12	№13	№14	№15
Тиксьер	42.5%	46.9%	42.3%	38.4%	39.5%	38.7%	35.7%	37.9%
Тимур	37.8%	54%	40.9%	49.5%	52.3%	40.2%	36.9%	39.5%
Коатс	40.6%	51%	39.8%	44.5%	50.4%	38.7%	37.3%	40.2%
Коатс - Думейнор	39.8%	48.3%	37.6%	41.7%	52.6%	39.3%	36.8%	44.3%
Вилли - Роуз	41.5%	43.5%	43.6%	45.55	51.3%	38.2%	35.7%	38.2%
Индикатор гидравлической единицы	95.1%	95.1%	97.6%	94%	96.9%	98.5%	97.6%	99.2%
Зависимость пористость - проницаемость	40.3%	41%	42%	38%	42%	40%	39%	41%

Прогноз проницаемости в скважинах без керновых данных

Для распределения проницаемости на исследуемом месторождении была выбрана методика гидравлических единиц, так как данная методика показала наиболее высокие коэффициенты корреляции связи керн – ГИС, а так же, учитывает литологические особенности горных пород. Распределение проницаемости в коллекторе является достаточно трудной, и в то же время неоднозначной задачей, так как оценить проницаемость пласта возможно с помощью гидродинамических исследований, которые в свою очередь оценивают среднюю проницаемость интервала, что не может являться критерием достоверной оценки. Для более точного распределения проницаемости и выделения закономерностей залегания пород, была использована методика ГИС-фаций.

Термин «фация» (лат. «facies») - облик, лицо) используется в геологии уже порядка 150 лет. В отечественной науке этот термин стал известным благодаря Н.А. Головкинскому, который впервые использовал его в своей магистерской диссертации, опубликованной в 1865 году.

На сегодняшний день термин «фация» насчитывает более 100 определений: среда отложения пород со всеми ее особенностями (рельефом, химическим режимом, органическим миром); осадок (горная порода), на всем своем протяжении обладающий одинаковым литологическим составом и заключающий в себе одинаковую фауну и флору; определенный тип осадочной породы, возникший в определенных же физико-географических условиях [8].

Определение ГИС-фаций, пространственное размещение песчаных тел осуществлялось с помощью результатов интерпретации геофизических исследований.

Выявление на участке обстановки осадконакопления можно проводить с помощью разнообразных исследований, в том числе с помощью привлечения результатов исследований керна. С помощью этого анализа можно узнать цвет породы, гранулометрическую характеристику, текстуру. Единственное ограничение – это небольшой выход керна. Именно поэтому идентификация фаций на основе данных электрометрии скважин является на сегодняшний день наиболее оптимальным решением для решения необходимых задач.

Выделение и изучение фаций [13, 14, 15, 16, 17, 18] пласта ЮВ₁¹ проходило на основе анализа искривленности кривой ПС по методике, предложенной Муромцевым В. С. [19]. В процессе выполнения интерпретации записанным кривым были сопоставлены так называемые формализованные кривые ПС, форма которых была упрощена до простых геометрических фигур или их сочетаний. Простые аномалии имели вид элементарной геометрической фигуры: треугольника или четырехугольника. Сложные же аномалии

включали в себя несколько геометрических фигур: например, треугольник и четырехугольник. В составе самих аномалий были также выделены кровельная, подошвенная и боковая линии.

Изучаемая верхняя часть разреза васюганской свиты сложена преимущественно песчаниками, алевролитами. Алевролиты серые, светло-серые, плотные, крепкие, средне и мелкозернистые, глинистые реже карбонатизированные. Песчаник светло-серый, плотный, крепкий, однородный, слюдястый. Максимальная эффективная толщина пласта в пределах изучаемого участка достигает 22,7 м в скважине 3. В составе верхней подсвиты выделяют продуктивный пласт ЮВ₁.

В связи с фациальной неоднородностью пород коллектора на исследуемом месторождении, было решено разделить скважины на три фациальные зоны (Рис. 24), представленные на данном месторождении, выделенные по результатам исследований [20], а именно:

- Фации прибрежных течений
- Фации баровых тел
- Фации краевых частей баровых тел

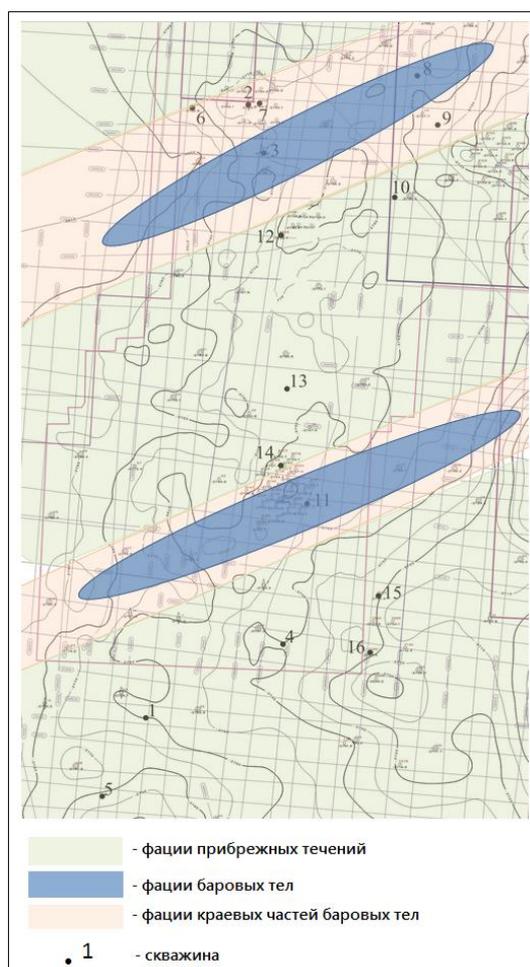


Рисунок 24. ГИС фации выделенные на площади месторождения

Фации баровых тел развиты в северной и восточной частях исследуемой территории. В центре этих тел фиксируются максимальные эффективные толщины. Форма кривой ПС стремится к цилиндрической. На площади данные фации были выделены в районе скважин 11, 3, 8 пробуренных на исследуемом месторождении (Рис 25).

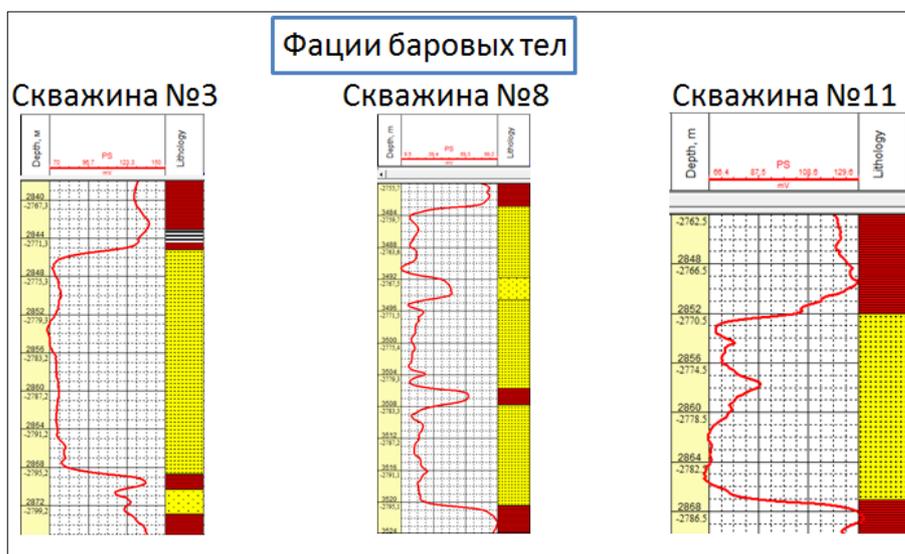


Рисунок 25. Фации баровых тел на месторождении

Фации краевых частей баровых тел развиты в основном в западной части исследуемой площади, форма кривой ПС усложняется, подошвенная линия практически отсутствует. Вертикальная же ее составляющая приобретает изрезанность. Наиболее крупнозернистая разность наблюдается в кровельной части пласта, затем к подошве зернистость уменьшается, возрастает степень глинизации. Формирование фаций краевых частей баровых тел происходило в основном в условиях снижения уровня моря, в результате чего происходила смена более глубоководных условий на менее глубоководные. С учетом характера поведения кривой ПС стоит отметить уменьшение глинистости вверх по разрезу, а также снижение эффективных толщин по сравнению с предыдущей фацией. На площади данные фации были выделены в районе скважин 2, 6, 7, 9 пробуренных на исследуемом месторождении (Рис. 26).

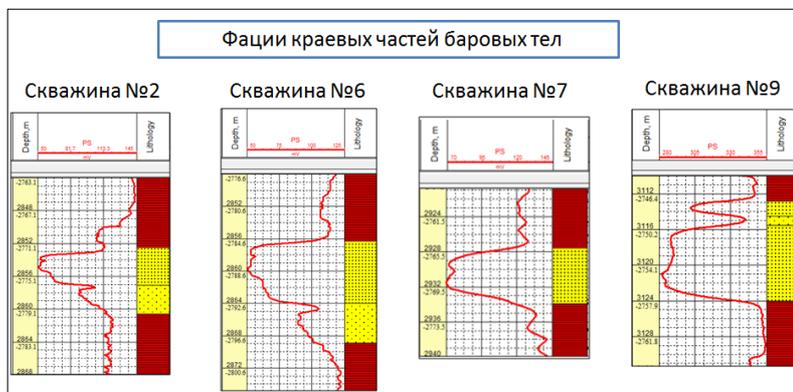


Рисунок 26. Фации краевых частей баровых тел на месторождении

По данным геофизического исследования скважин 12, 13, 14 в центральной, а также скважин 5, 1, 4, 15 в юго-западной части исследуемой территории развиты фации прибрежных течений. Эти течения могли возникать в прибрежной зоне, где в периоды штормов в результате волнового нагона морской воды к берегу, уровень воды находится выше, чем уровень открытого моря. Под действием гравитационных сил происходил отток избыточной воды, вынося песчаный материал в более глубоководные области. Анализируя аномалию ПС можно отметить чередование песчаных и глинистых пород (Рис. 27).

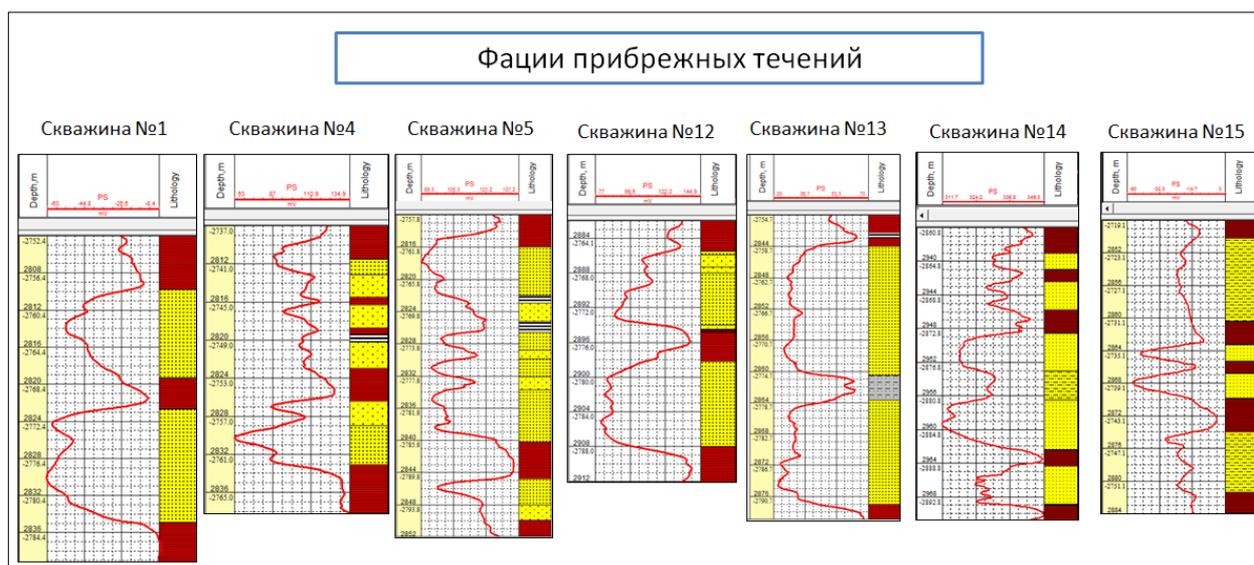


Рисунок 27. Фации прибрежных течений тел на месторождении

Комплексный параметр FZI имеет корреляционные связи с показаниями геофизических методов, нормированными по отношению к эталонным песчаным и глинистым пластам. Комплексный параметр тесно связан как с нормированными показаниями песчанистости по методу ПС (aPS), так и с песчанистостью по методу ГК (aGK), но наиболее информативной является мультипликативная комбинация aPS·aGK.

$$aPS = \frac{PS_{log} - PS_{min}}{PS_{max} - PS_{min}} \quad (31)$$

$$aGK = \frac{GK_{log} - GK_{min}}{GK_{max} - GK_{min}} \quad (32)$$

Где PS_{log} – значение потенциала в определенной глубине, PS_{min} – минимальное значение потенциала в исследуемом интервале (линия чистого песчаника), PS_{max} – максимальное значение в исследуемом интервале (линия глин). Аналогичные обозначения для гамма каротажа (ГК).

Выявленные взаимосвязи позволяют использовать геофизические методы для непосредственного определения комплексного параметра гидравлической единицы потока – базового параметра геологического моделирования и, следовательно, оптимизировать сам процесс моделирования. Это тем более важно, что геофизические исследования в скважинах сопровождают изучение месторождений углеводородов на всех стадиях, практически в режиме мониторинга, и для геологического моделирования можно использовать, в том числе, и результаты уже проведенных геофизических наблюдений. Для того чтобы учитывать изменение особенностей строения коллекторов связанных с различными фациальными обстановками, исходные керновые данные были разделены на группы в соответствии с вышеупомянутыми зонами, а так же построены графики зависимости значений индикаторов зон течения от песчаности по методу ПС, ГК, а так же произведению этих значений (Рис. 28-30).

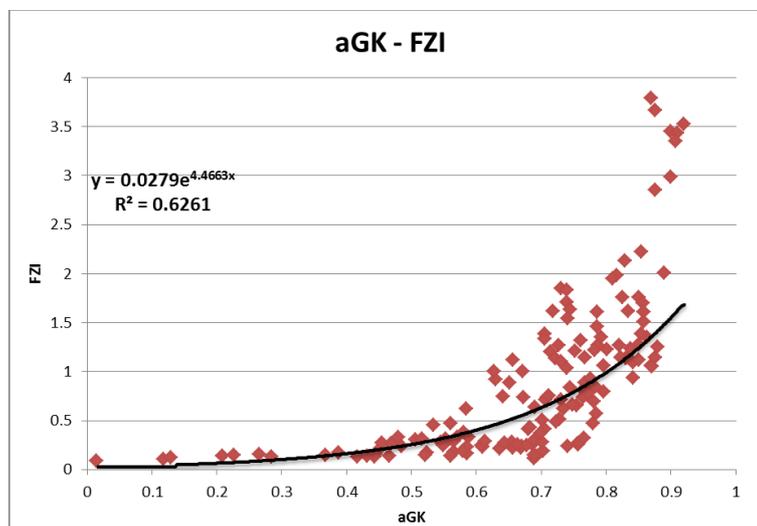


Рисунок 28. Результат корреляции индикаторов зон фильтрации (FZI) – песчаности (aGK) в фации прибрежного течения

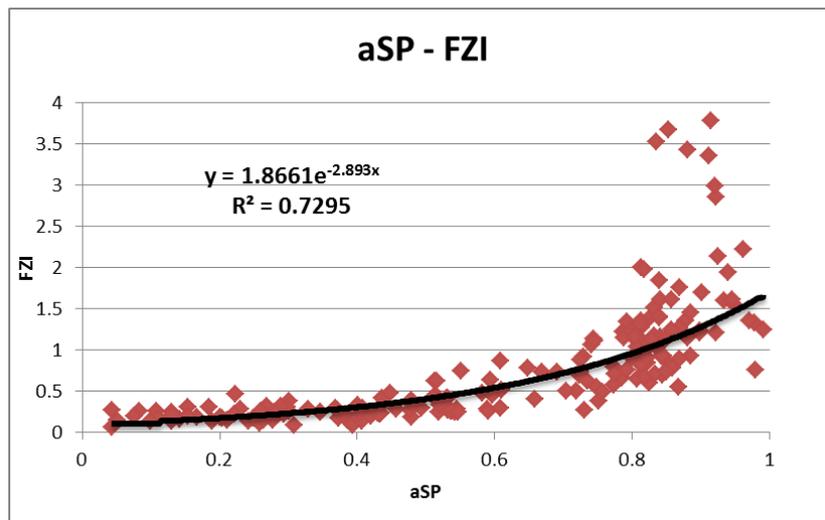


Рисунок 29. Результат корреляции индикаторов зон фильтрации (FZI) – песчаности (aSP) в фации прибрежного течения

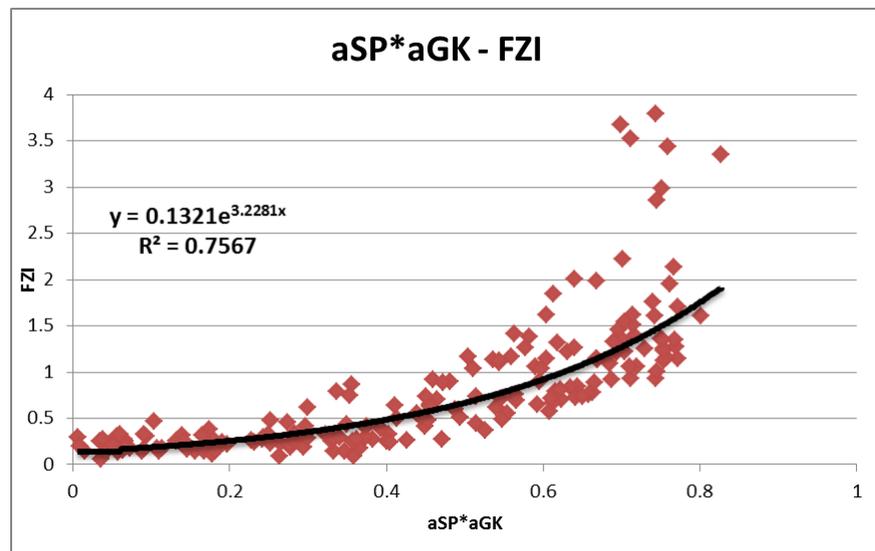


Рисунок 30. Результат корреляции индикатор зоны течения (FZI) – произведение песчаности (aSP*aGK) в фации прибрежного течения

По результатам построенных зависимостей можно выделить уверенные коэффициенты достоверности аппроксимации по связи aПС- FZI равные 72.9%, aГК-FZI – равный 62.6%. Однако наибольшую достоверность, и ценность для практического использования представляет собой произведение данных параметров с достоверностью аппроксимации равной 75.6% соответственно, данная связь позволяет учитывать литологические аномалии в фациях выделяемых скважин, что в свою очередь позволит более достоверно распределить проницаемость в скважинах без керна, относящихся к этим фациям. Для этих целей были рассчитаны дискретные значения песчаности по двум каротажным кривым, значения эффективной пористости с поправкой за глинистость, и

используя вышеупомянутую формулу (30) связи индикатора зоны течения с проницаемостью, последняя была рассчитана и отражена в виде непрерывной кривой в программном обеспечении Прайм. (Рис. 31-34).

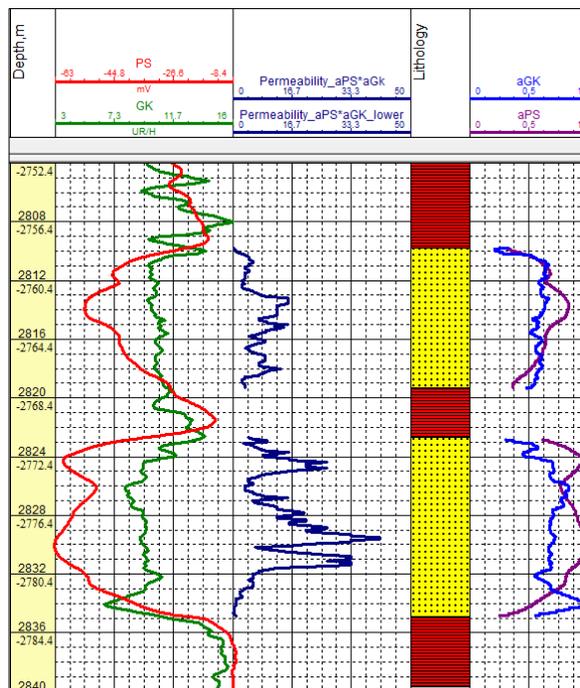


Рисунок 31. Распределение проницаемости по зависимости аПС·аГК – FZI в скважине №1

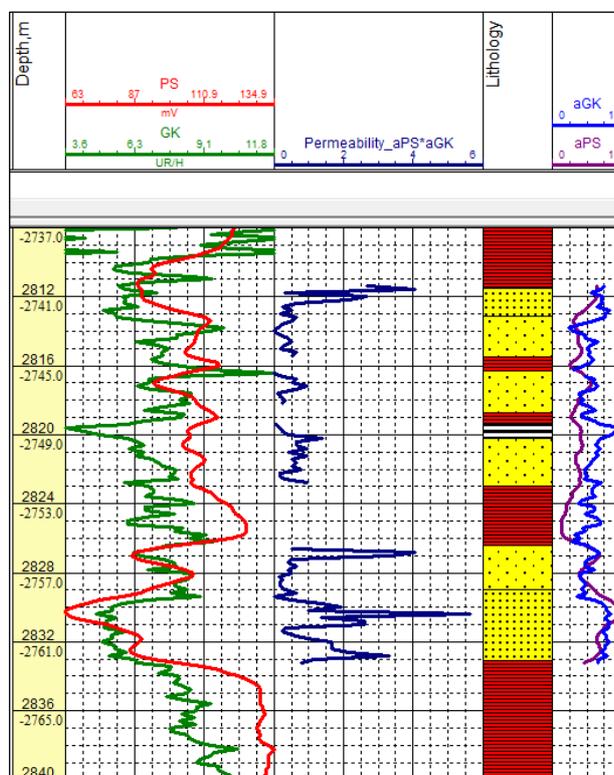


Рисунок 32. Распределение проницаемости по зависимости аПС·аГК – FZI в скважине №4

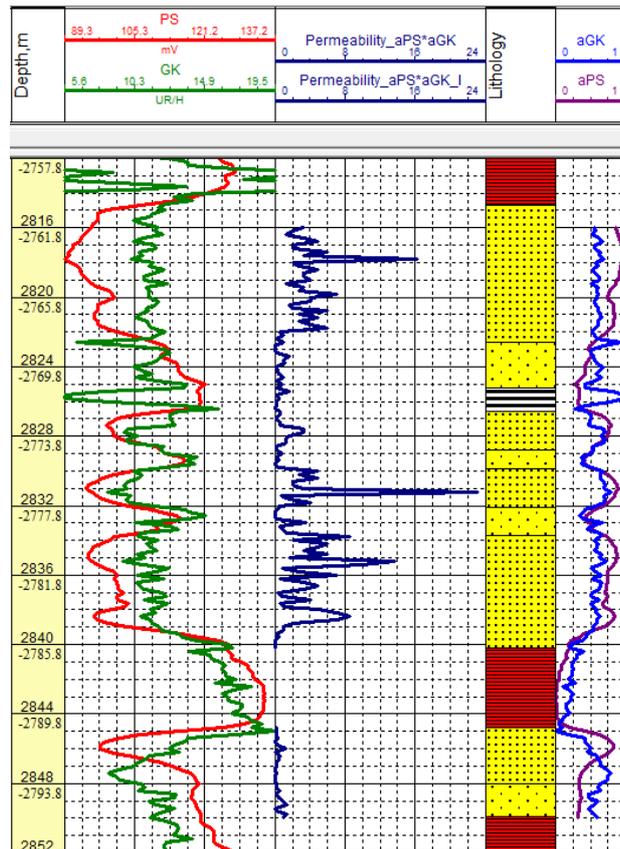


Рисунок 33. Распределение проницаемости по зависимости аПС·аГК – FZI в скважине №5

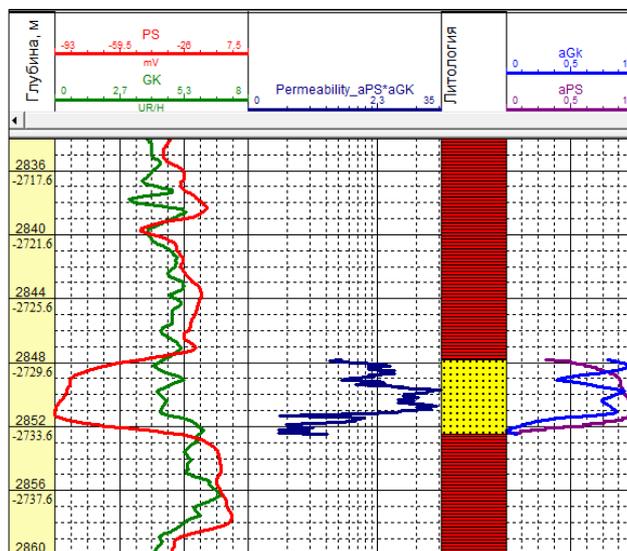


Рисунок 34. Распределение проницаемости по зависимости аПС·аГК – FZI в скважине №16

Для расчета и распределения проницаемости в фации краевой части барового тела, которая располагается в основном в западной части исследуемого месторождения были так же построены графики зависимостей песчанистости от индикатора зоны фильтрации по данным керна скважин отнесенных к данной фации (Рис. 35-37)

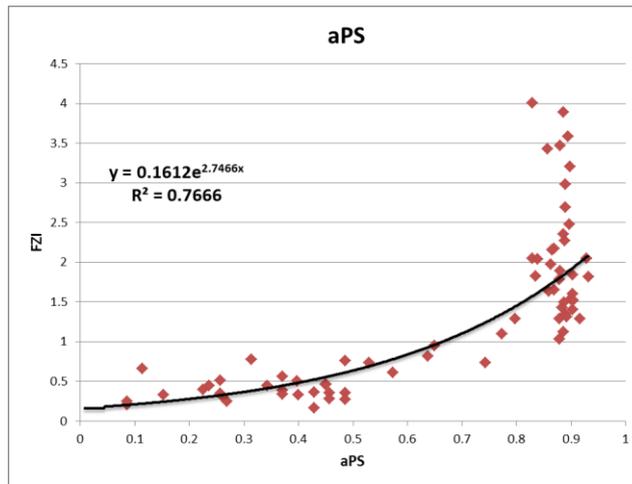


Рисунок 35. Результат корреляции индикаторов зон фильтрации (FZI) – песчаности (aPS) в фации краевой части бара

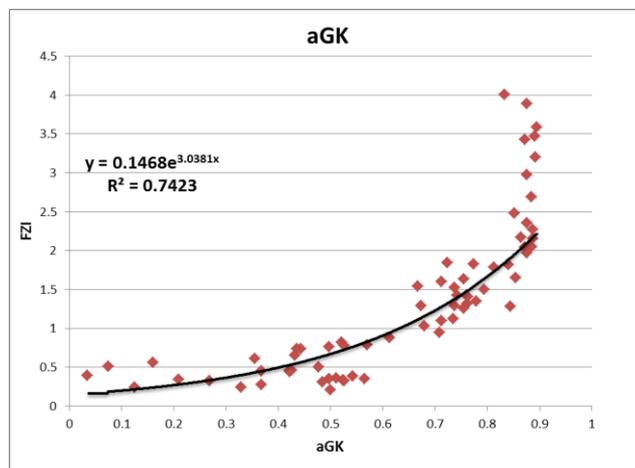


Рисунок 36. Результат корреляции индикаторов зон фильтрации (FZI) – песчаности (aGK) в фации краевой части бара

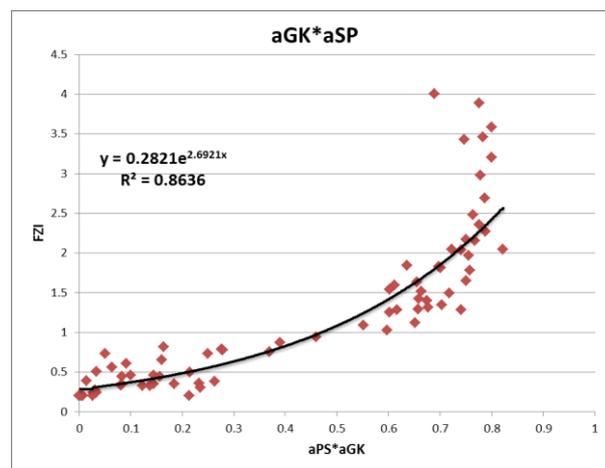


Рисунок 37. Результат корреляции индикаторов зон фильтрации (FZI) – произведение песчаности (aSP·aGK) в фации краевой части бара

По результатам построенных зависимостей взятых из исходных керновых данных по двум скважинам (6, 9) можно выделить высокие коэффициенты достоверности аппроксимации по связи аПС- FZI равные 76.6%, аГК-FZI – равный 74.2%. Как можно заметить зависимость песчанистости и индикаторов зон фильтрации в данной фации выше в среднем на 10%, вероятнее всего, что это обусловлено более однородной связью пористость-проницаемость, использованную в расчете индикаторов зон фильтрации. По аналогии с фациями прибрежного течения была рассчитана проницаемость по формуле (30) и распределена в интервале коллектора скважины №2 (Рис. 38).

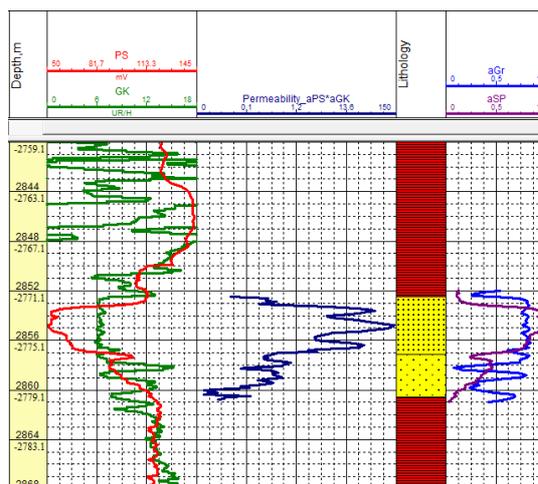


Рисунок 38. Распределение проницаемости по зависимости аПС·аГК – FZI в скважине №2

Аналогичная процедура была применена к фациям баровых тел развитых в северной и центральной частях исследуемой территории. Однако, исходных данных было недостаточно для получения достоверных зависимостей, так как в скважине №11, отнесенной к данной фации по результатам лабораторных исследований керна было получено только 14 значений необходимых для расчёта индикаторов зон фильтрации, в связи с чем построенный график зависимости песчанистости от индикаторов зон фильтрации (Рис. 39-41) не может быть использован для распределения проницаемости в скважинах отнесенных к данной фации.

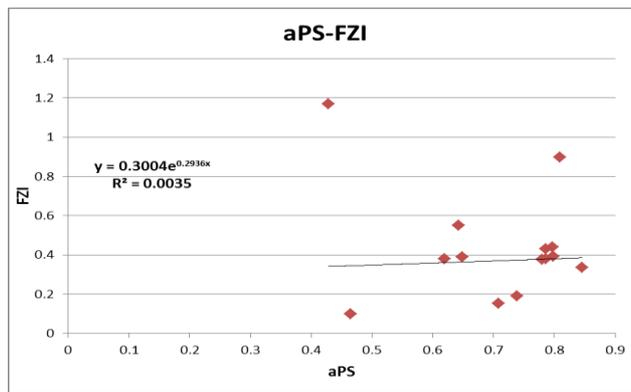


Рисунок 39. Результат корреляции индикаторов зон фильтрации (FZI) – песчанности (aPS) в фации бара

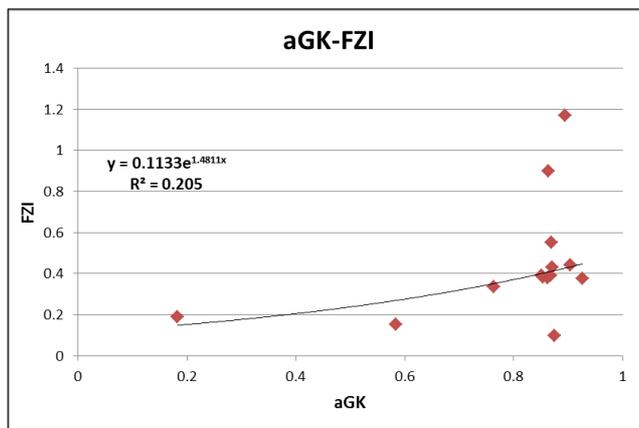


Рисунок 40. Результат корреляции индикаторов зон фильтрации (FZI) – песчанности (aGK) в фации бара

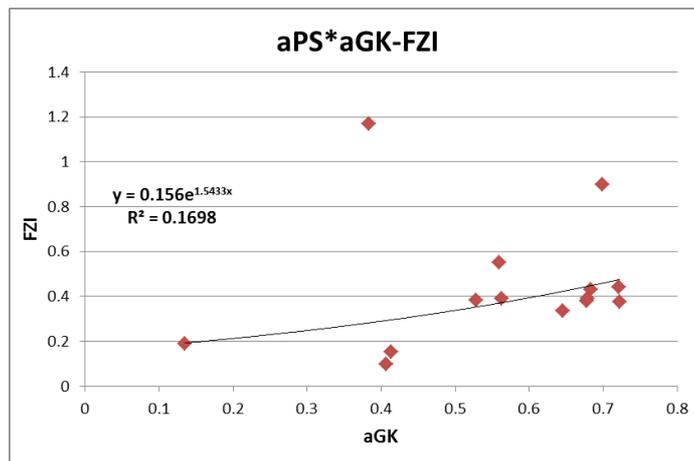


Рисунок 41. Результат корреляции индикатор зоны течения (FZI) – произведение песчанности (aSP·aGK) в фации бара

В результате полученных корреляций было сделано заключение о том, что низкие значения достоверности аппроксимации (0.3 – 20%) из полученных зависимостей не позволяют произвести распределение проницаемости в скважинах относящихся к данному типу фаций. Подводя заключение можно сказать о том, что полученное распределение проницаемости на исследуемом месторождении имеет достаточно высокую степень

достоверности в фациальных обстановках прибрежного течения и краевой части бара, (Таблица 4), подтвержденную устойчивой связью индикатора зон фильтрации с мультипликативной связью песчанности двух видов геофизических исследований выделенной в соответствии с особенностями фациальных зон присутствующих на данном участке месторождения, в то же время, необходимы дополнительные данные лабораторных исследований керна для распределения проницаемости в фациях баровых тел.

Таблица 4. Достоверность распределения проницаемости

Фациальная зона	Скважины с керном	Скважины в которых происходило распределение	Связь песчанность - FZI	Достоверность R ²
Бар	11	3, 8	aPS	0.35%
			aGK	0.2%
			aPS·aGK	0.16%
Краевая часть бара	6, 9	2	aPS	76.6%
			aGK	74.2%
			aPS·aGK	86.3%
Прибрежное течение	12, 13, 14, 15	1, 4, 5, 16	aPS	73%
			aGK	62.6%
			aPS·aGK	75.6%

7. DETERMINATION OF RESERVOIR SATURATION

Reservoir fluid saturation is the volume of pore space filled with formation water, oil and gas. Saturation is determined by the coefficients of water saturation, oil saturation and gas saturation, which characterize the ratio of the volume of pores occupied by a particular type of fluid, relative to the total volume of pores. The most complex is the notion of water saturation, since water can present in various forms: in the form of free water as a mobile phase capable to move in pores, in the form of bound water which cannot move in a pore space within the limits of achievable pressures. Bound water is formed in a porous medium due to surface-molecular and capillary forces and corresponds to the minimum water content in pure non-clay reservoirs. In clay rocks there is necessarily presence of water associated with clay minerals and forming part of the crystal lattice. Determination of water saturation in rocks is a task of primary importance because the volume of hydrocarbons in the pores will be determined as $(1 - S_w)$.

Application of Archie's relationships

Water saturation of pure clay reservoirs is determined by the Archie-Dakhnov equation if the following parameters are known

- Uninvaded formation resistivity R_t
- Porosity
- Formation water resistivity R_w
- a, m, n coefficients characteristic of rocks

$$S_w = \left(\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \right)^{1/n} \quad (33)$$

It is known that porosity parameter if defined by relationship

$$F = \frac{R_o}{R_w} = a \cdot \phi^{-m} \quad (34)$$

So the equation can be rewritten as

$$S_w = \left(\frac{F \cdot R_w}{R_t} \right)^{1/n} \quad (35)$$

It is obvious that the initial values must be determined in advance. Porosity coefficients were determined from acoustic and neutron logging, taking into account the clay content, n coefficient was calculated as a relation of resistivity index versus water saturation from initial core data (Fig. 42), n and m coefficients were determined from formation factor versus porosity plot which was constructed from initial data too (Fig. 43), resistivity of formation water was

determined from Schlumberger cross plot book, Gen-9 cross plot (Fig. 44).

Resistivity of uninvaded formation is determined from the data of a set of electrical logs, taking into account the borehole effect and flushed zone.

There are several ways to solve the problem

- Interpretation of laterologging data with determination of all electrical parameters of the formation and zone of penetration
- Interpretation of multiple sonde induction logging 'VIKIZ'
- Express interpretation of one-probe induction log data with corrections for geometric factor and skin effect

Determination of the water saturation in clay reservoirs is significantly hampered by the presence of a clay fraction in which 2% to 40% of bound water can be contained relative to the volume of clays. The clay particles have a size no more than 2 microns, which is 10-100 times less than the size sandstone grains. Electrical conductivity of the clay fraction is very high, so its presence reduces the resistance of the rock and increase the water saturation. The influence of the clay fraction depends essentially from the type of clay, which can be represented as a layered, structural or dispersed form. Dispersed clay is localized in the pore space, reducing effective porosity and resistance. Dispersed clay is localized in the pore space, reducing effective porosity and resistance.

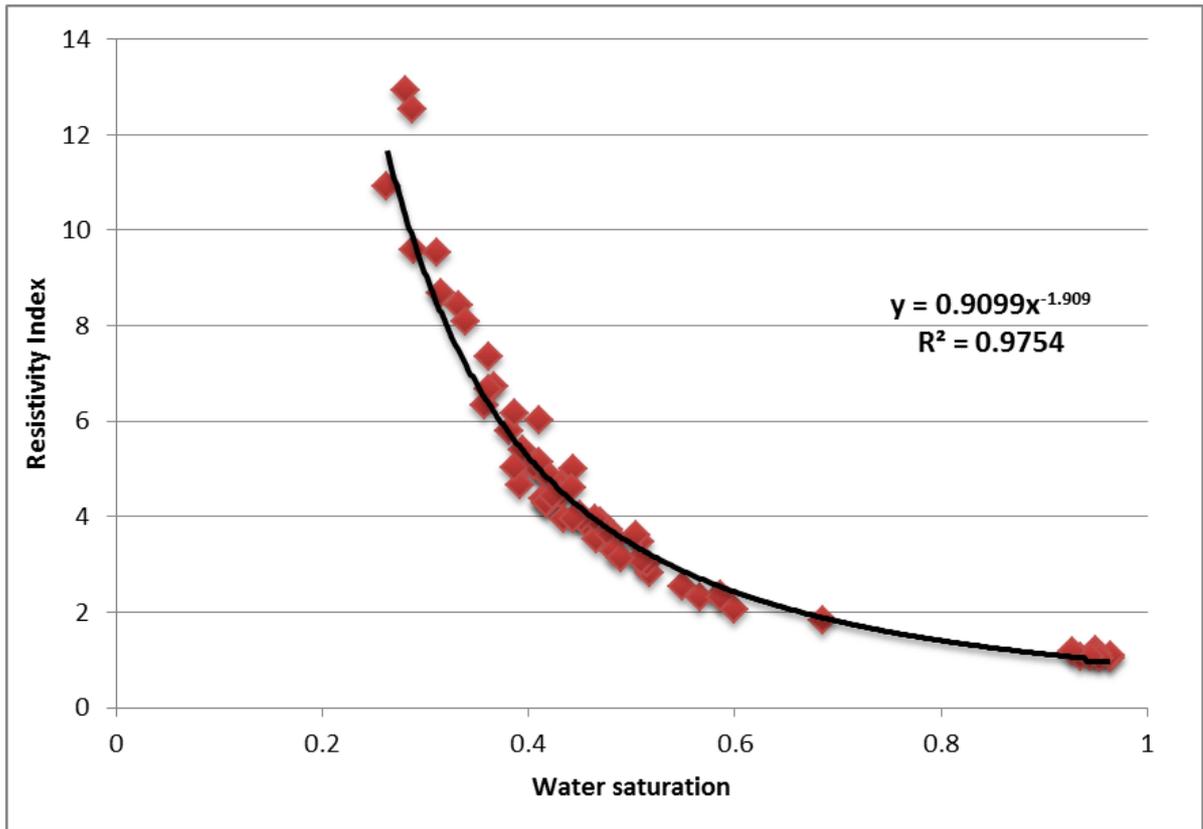


Figure 42. Resistivity index vs water saturation

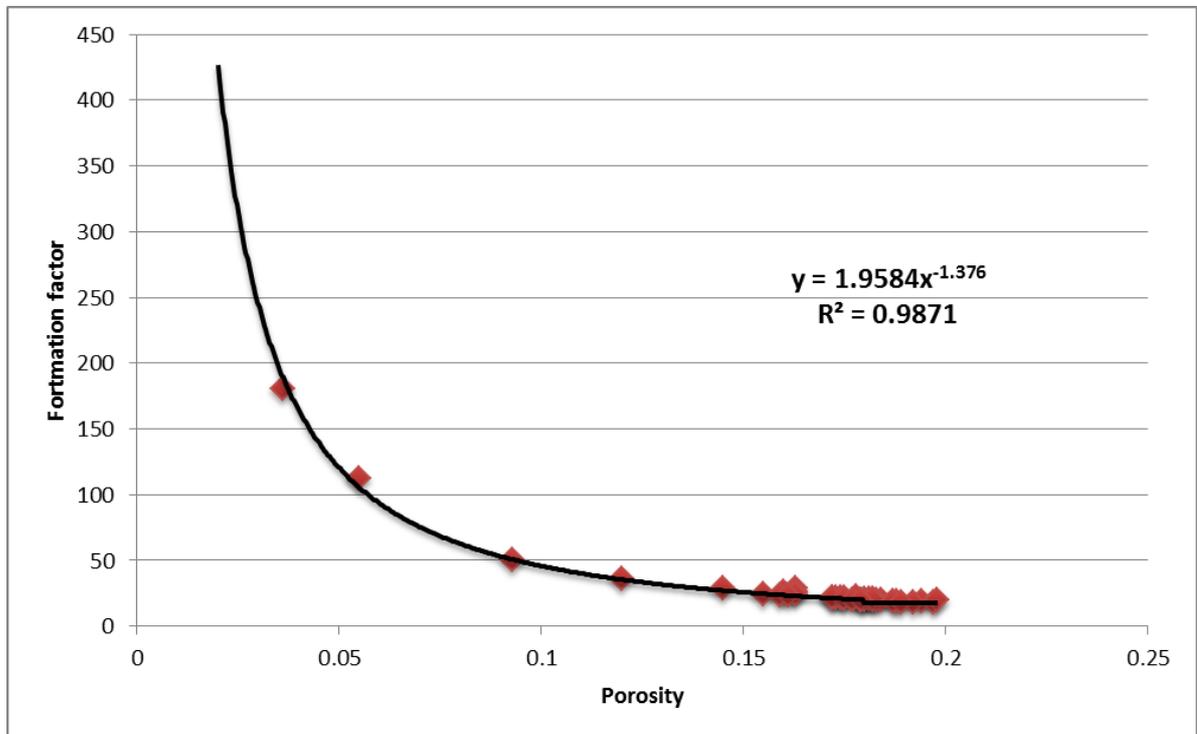


Figure 43. Formation factor versus porosity

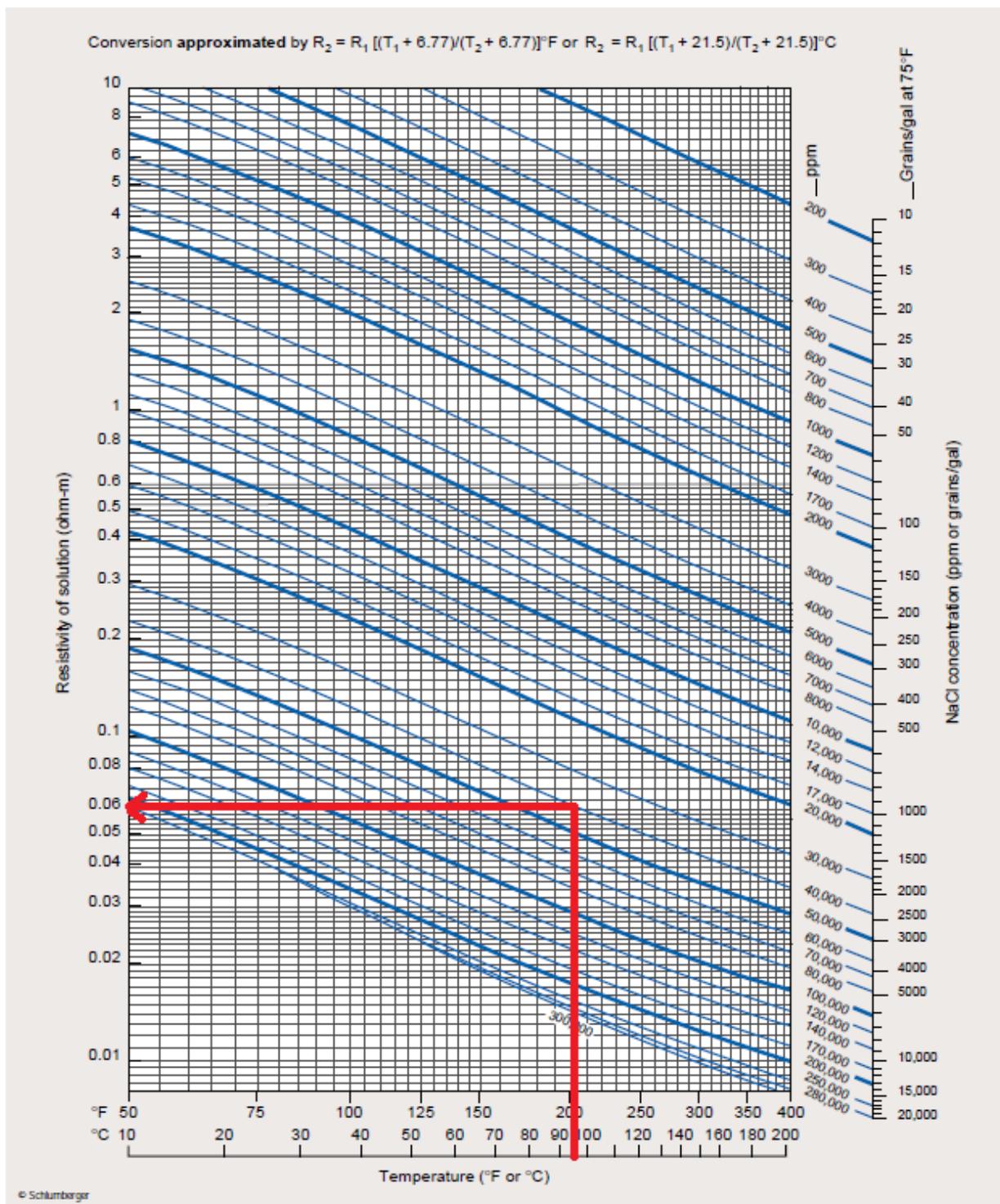


Figure 44. Resistivity of formation water

Alternative models of water saturation distribution

In the calculation and distribution of water saturation, alternative equations were used, such as

- Simandoux

$$S_w = \frac{aR_w}{2\phi^m} \left(\left(-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4 \cdot \phi^m}{a \cdot R_t \cdot R_w}} \right) \quad (36)$$

- Poupon

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \cdot \left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \cdot \left(\frac{R_w}{1 - V_{sh}} \right)} \quad (37)$$

- Indonesian

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{1}{\left(\left(\frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right) + \left(\frac{V_{sh} \cdot (1 - \frac{V_{sh}}{2})}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \right)} \cdot \sqrt{R_t}} \quad (38)$$

- Waxman-Smits

$$CEC = 10^{(1.9832 \cdot V_{sh} - 2.4473)} \quad (39)$$

$$B = 4.6 \cdot (1 - 0.6 \cdot \text{Exp} \cdot (-\frac{0.77}{RW_2})) \quad (40)$$

$$RW_2 = \frac{(RW \cdot (FT \cdot KD_1))}{KD_5} \quad (41)$$

$$F = \frac{a}{\phi_{eff}^m} \quad (42)$$

$$Q_v = CEC \cdot (1 - \phi_{eff}) \cdot \frac{densMA}{\phi_{eff}} \quad (43)$$

$$S_{wc} = \sqrt{\left(0.5 \cdot (-B \cdot Q_v \cdot RW_2) + (B \cdot Q_v \cdot RW_2)^2 + 4 \cdot F \cdot \frac{R_w}{RESD} \right)^{\frac{2}{N}}} \quad (44)$$

Where CEC – cation exchange capacity of shale, KD_1 - 21.5 for metric units, KD_5 - 46.5 for metric units, a - tortuosity exponent (unitless), B - equivalent conductance of clay cation (mS/m), $densMA$ - matrix density (gm/cc or kg/m³), F - formation factor (unitless), N - saturation exponent (unitless), ϕ_{eff} - effective porosity (fractional), Q_v - counter ion concentration (meq/gm),

RES_D(R_t) - deep resistivity log reading (ohm-m), RW₂ = water resistivity at 77 degrees Fahrenheit (ohm-m), R_w - water resistivity at formation temperature (ohm-m), S_{wc} - water saturation from CEC method (fractional), V_{sh} - shale volume (fractional), R_{sh} – shale resistivity (ohm-m).

According to the results of calculation and adaptation of equations, Indonesian and Waxman-Smits models have poor approximation accuracy during correlation and distribution of water saturation in the reservoir (Fig. 45, 46, 47, 48).

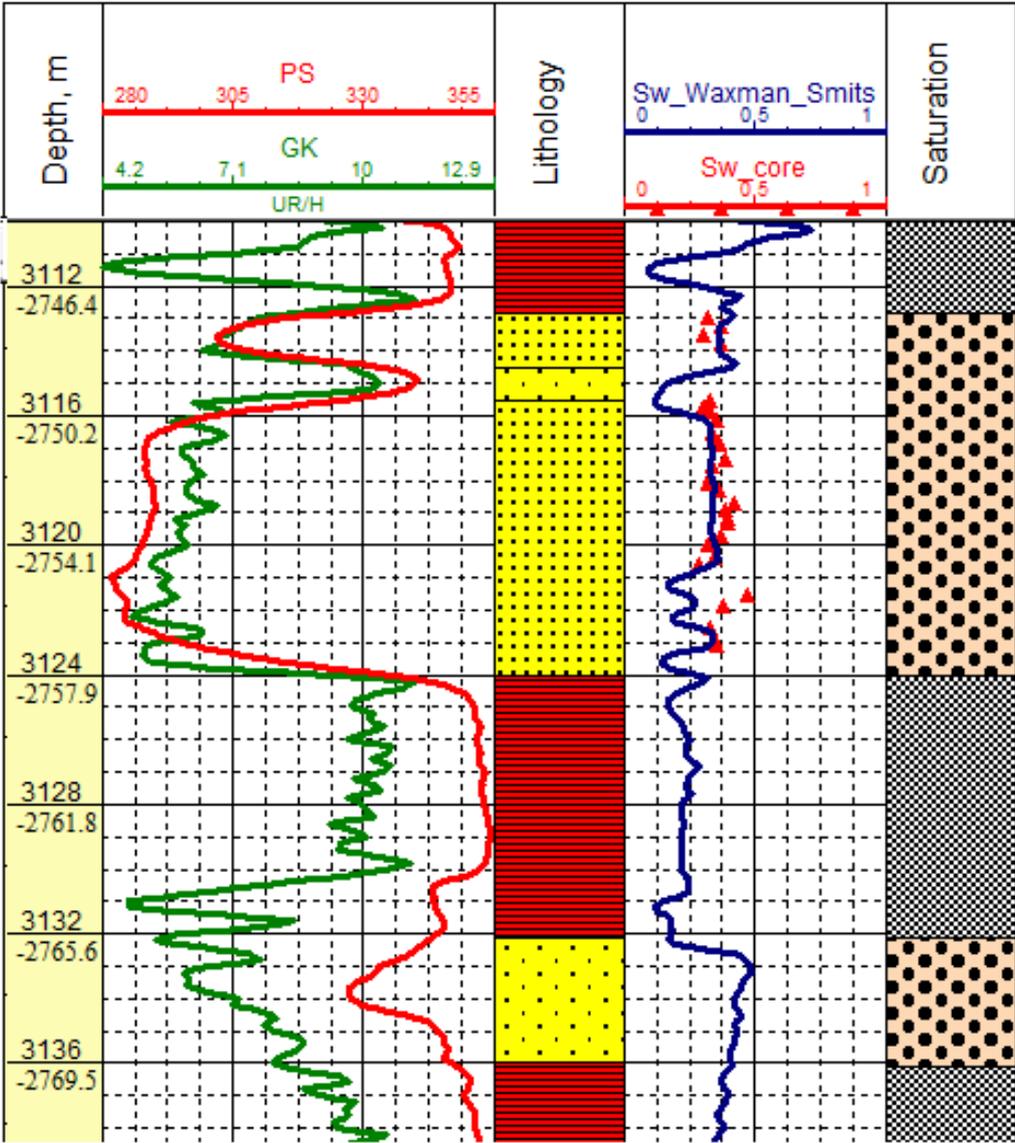


Figure 45. Waxman-Smits water saturation model results well №9

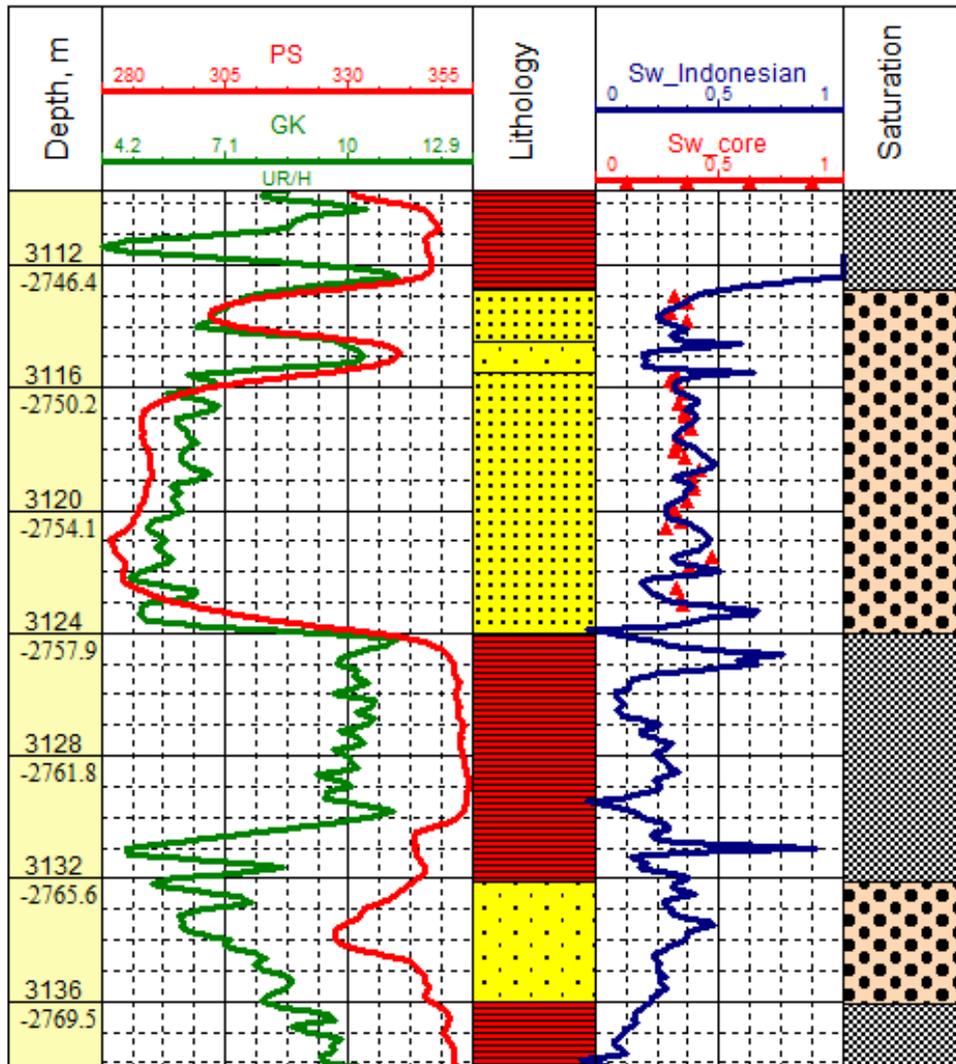


Figure 46. Waxman-Smith water saturation model results well No9

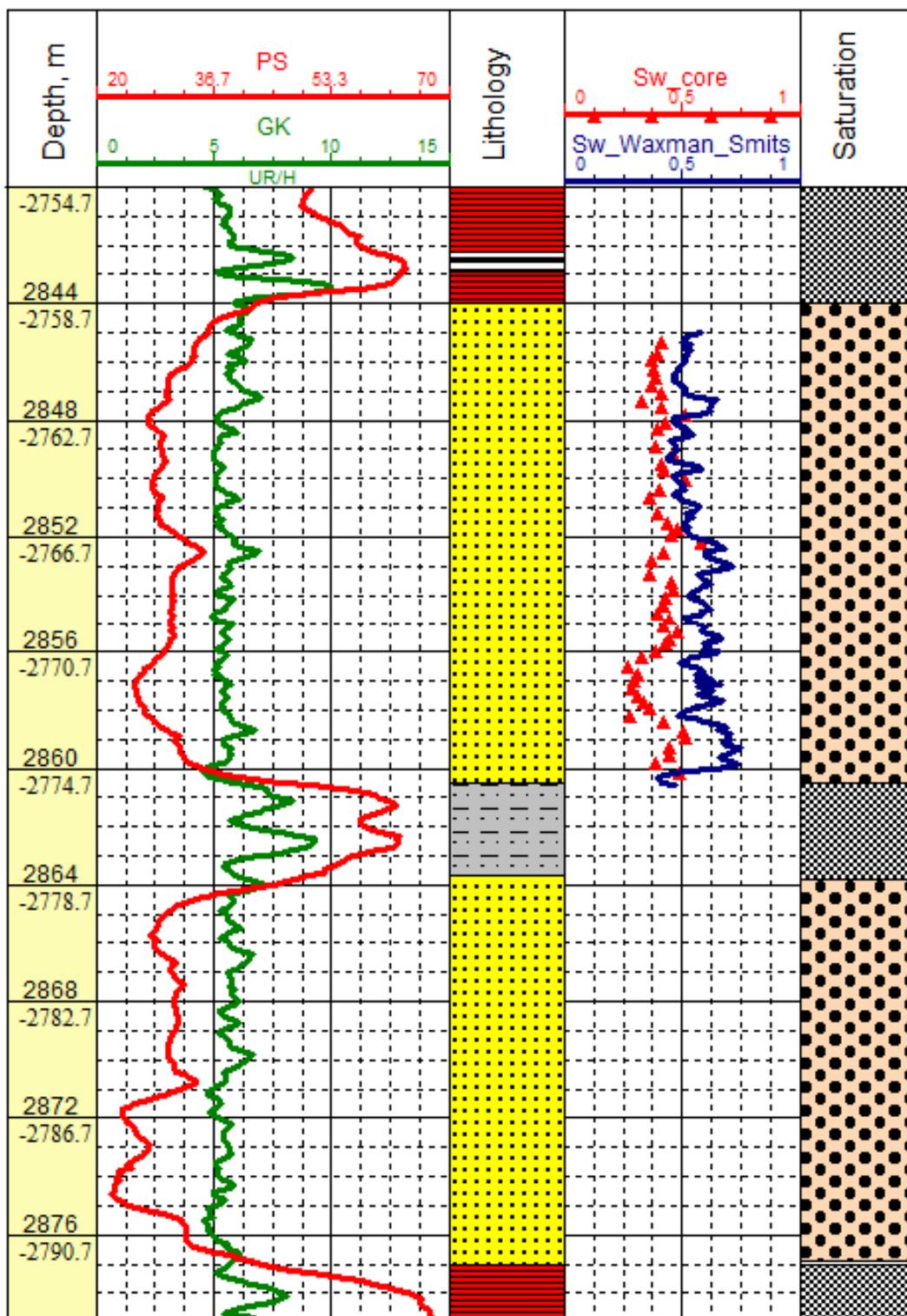


Figure 47. Waxman-Smits water saturation models results well №13

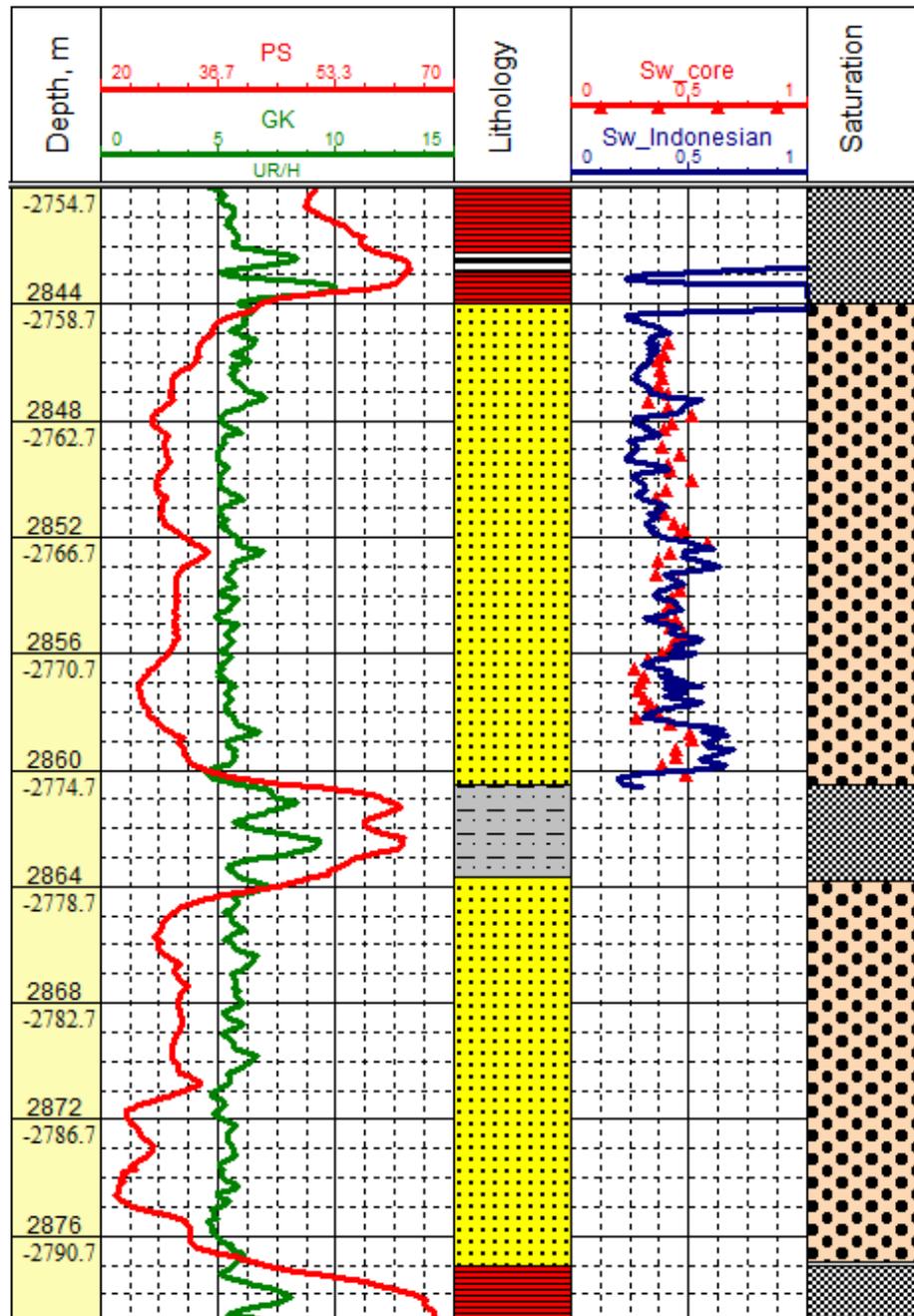


Figure 48. Indonesian water saturation models results well №13

These figures show only a few wells, but these models did not show a satisfactory result in all wells of the investigated field. On the other hand, other water saturation models showed a good result, for example the Simandoux model showed high correlation coefficients in wells 6, 12, 13 (Figure 49, 50, 51)

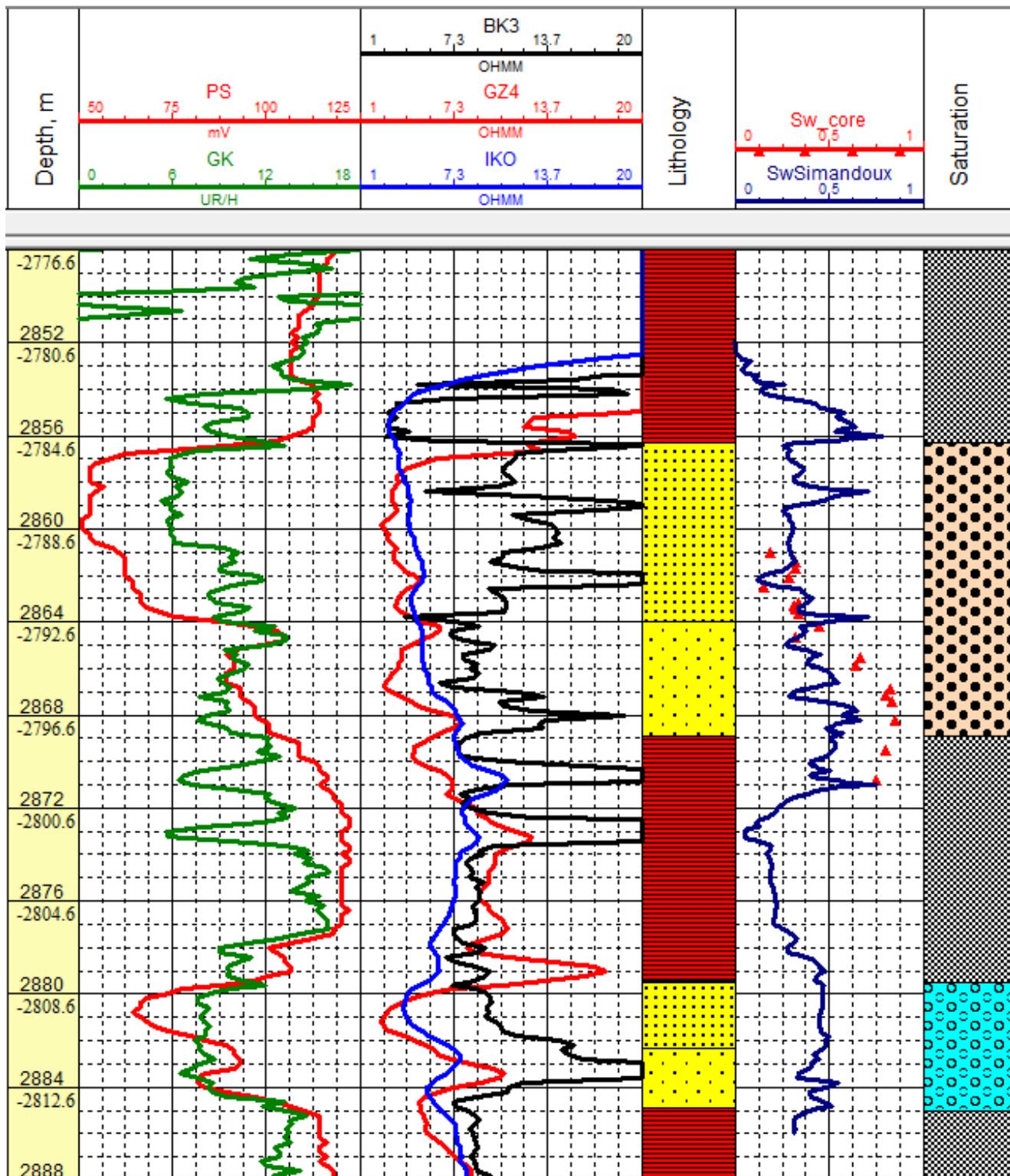


Figure 49. Simandoux water saturation models results well No6

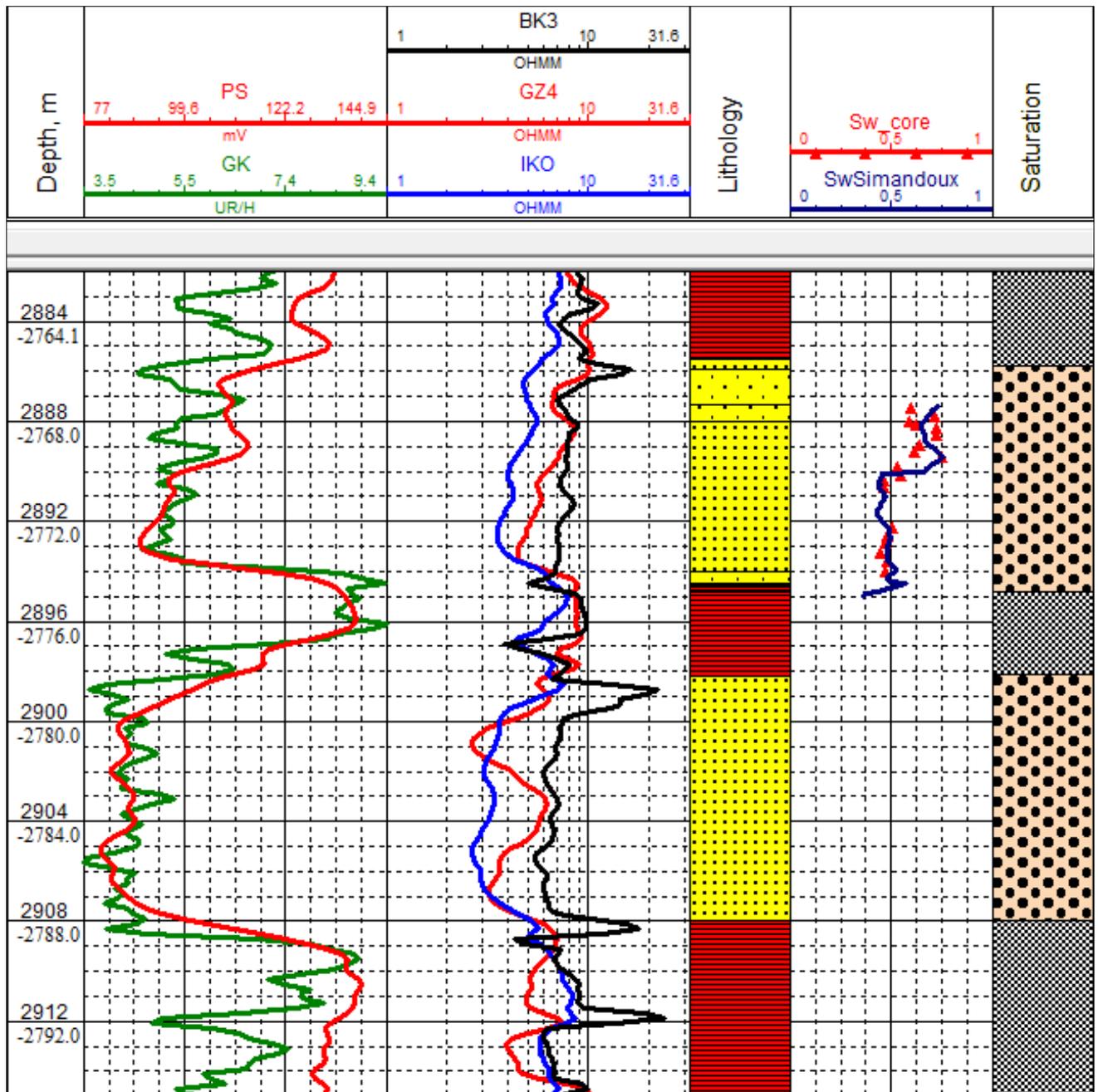


Figure 50. Simandoux water saturation models results well №12

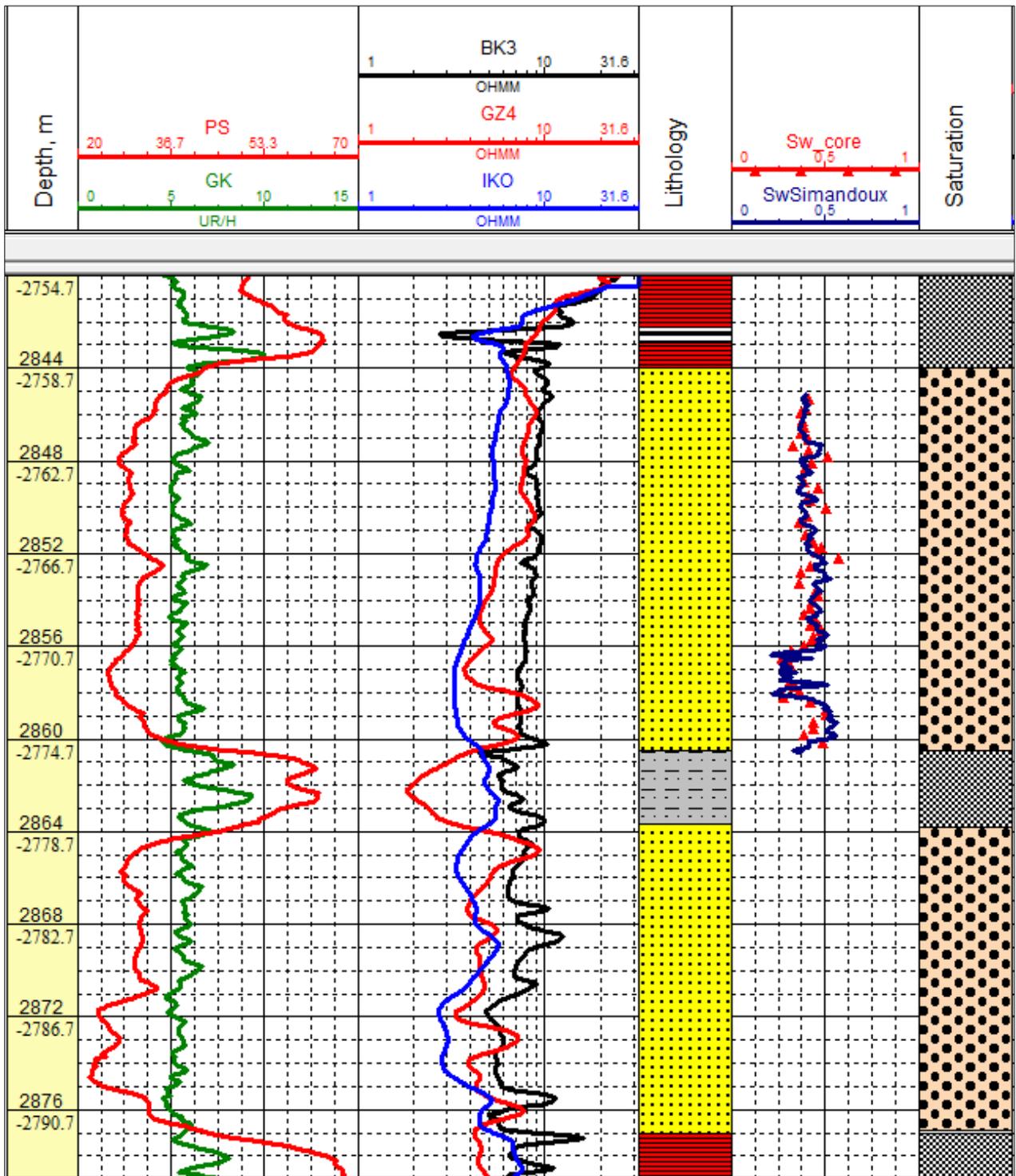


Figure 51. Simandoux water saturation models results well №13

Also, Archie and Poupon water saturation models shown high correlation coefficients in wells 9 and 7 (Fig. 52, 53)

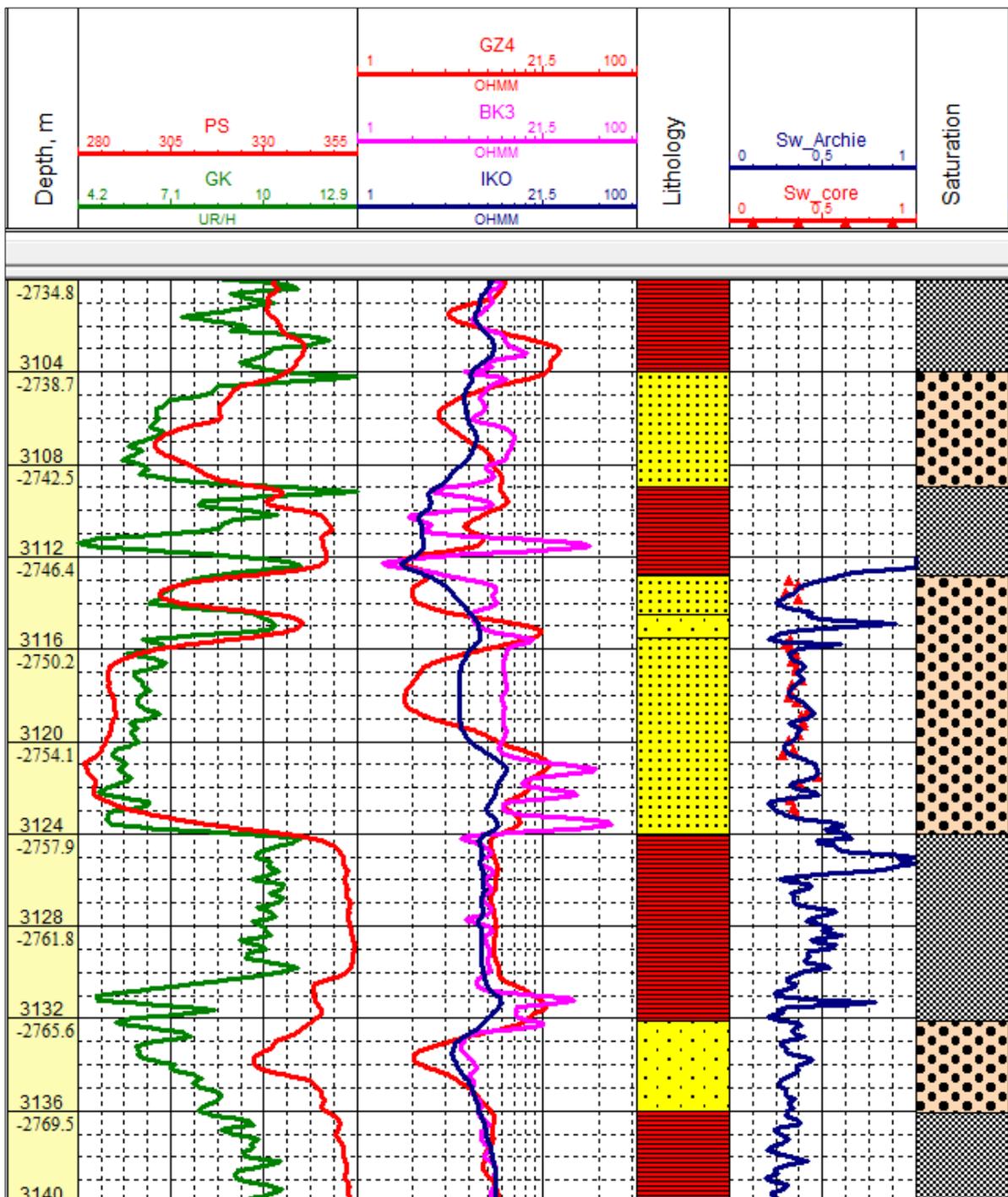


Figure 52. Archie water saturation models results well No.9

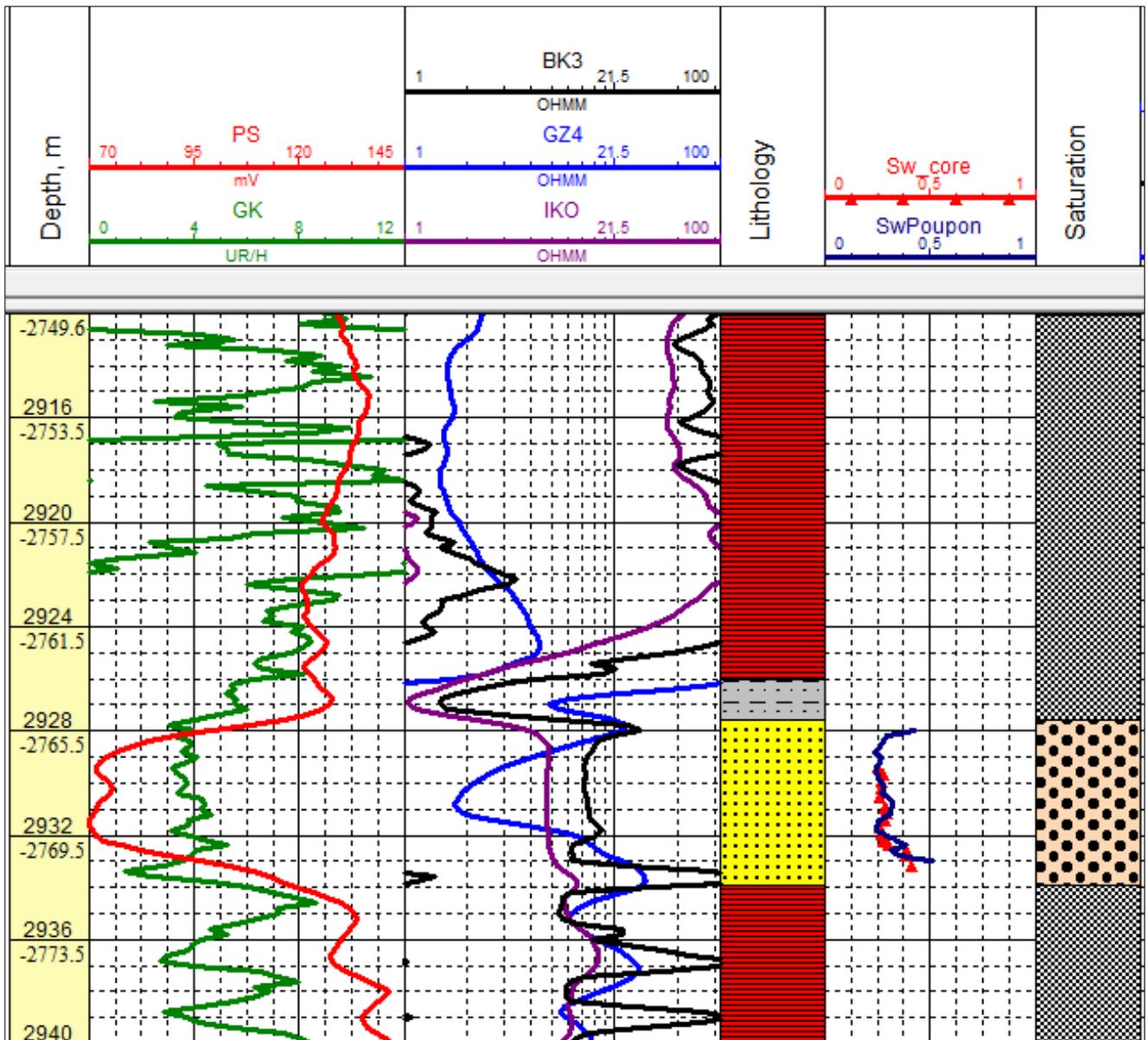


Figure 53. Poupon water saturation models results well №7

As a result, used equations showed high coefficients of approximation reliability (Table 5) in the wells with core data, and later with the help of these equations water saturation was distributed in wells without core (Fig. 54-58) From the 15 wells considered on this field, 5 wells with core data were successfully correlated with the usage of above equations, 3 wells were water saturated therefore were not considered in this chapter, also water saturation was distributed in 7 wells using equations that showed the best correlation percentage. The distribution of water saturation in the wells without core was performed according to the principle of the best indicator, that is, each of the three formulas (Simandoux, Poupon, Archie) was used to distribute the water saturation and was subsequently selected to reflect the correspondence between the electrical logs indicating the oil-saturated interval and the percentage content of water in a given reservoir interval.

Table 5. Water saturation matching results

Equation/Result	№6	№7	№9	№12	№13
Simandoux	88%	74%	70%	76%	81%
Poupon	82%	80%	66%	70%	74%
Archie	78%	69%	76%	67%	69%

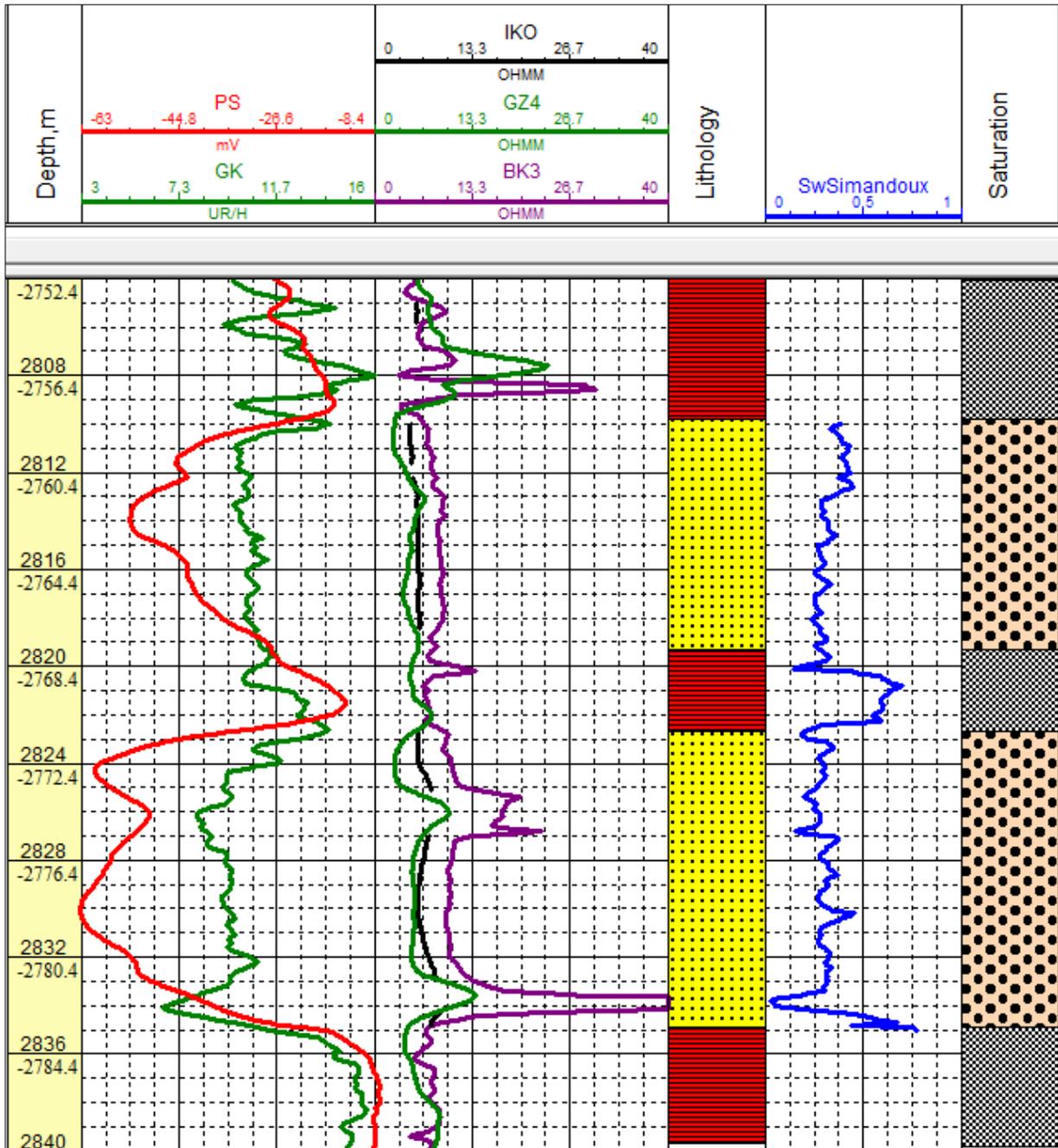


Figure 54. Distribution of water saturation by Simandoux model in well №1

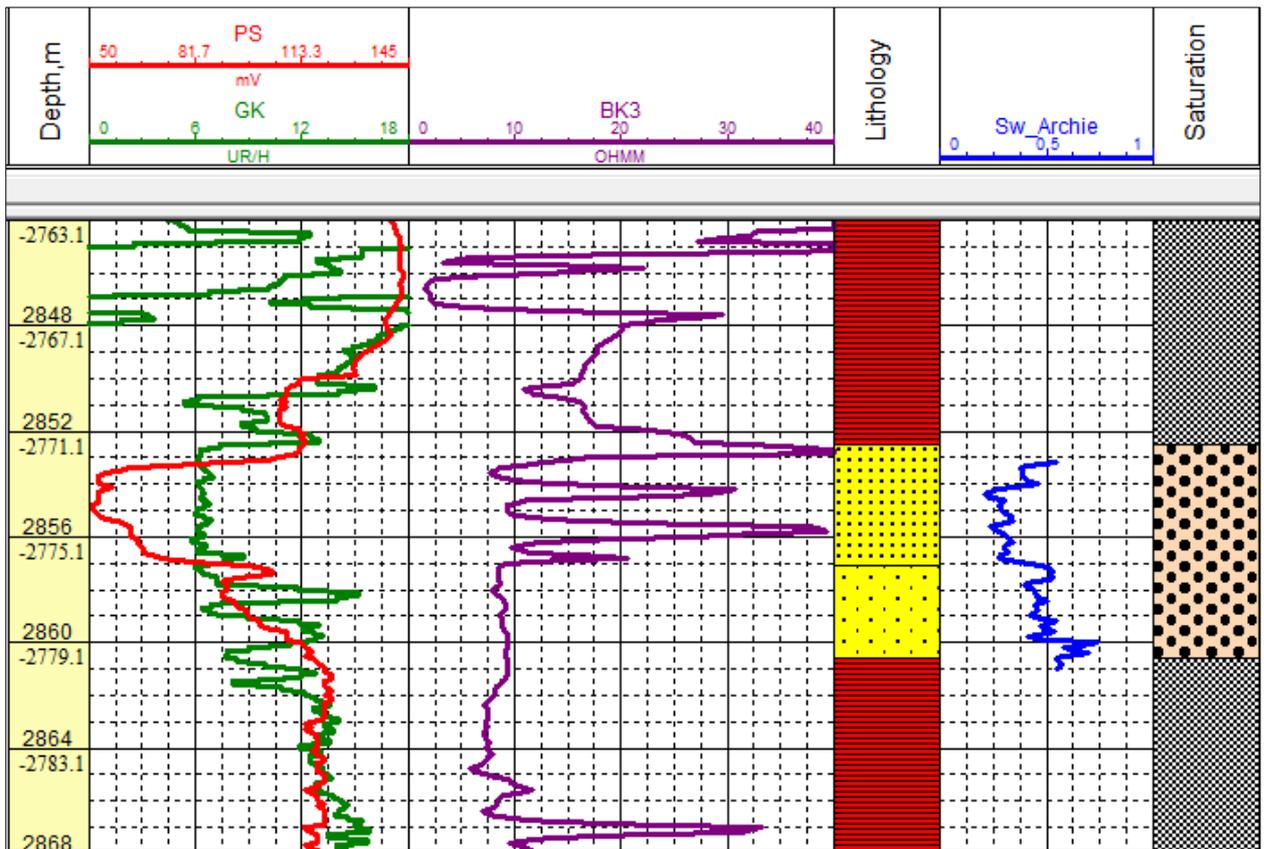


Figure 55. Distribution of water saturation by Archie model in well No2

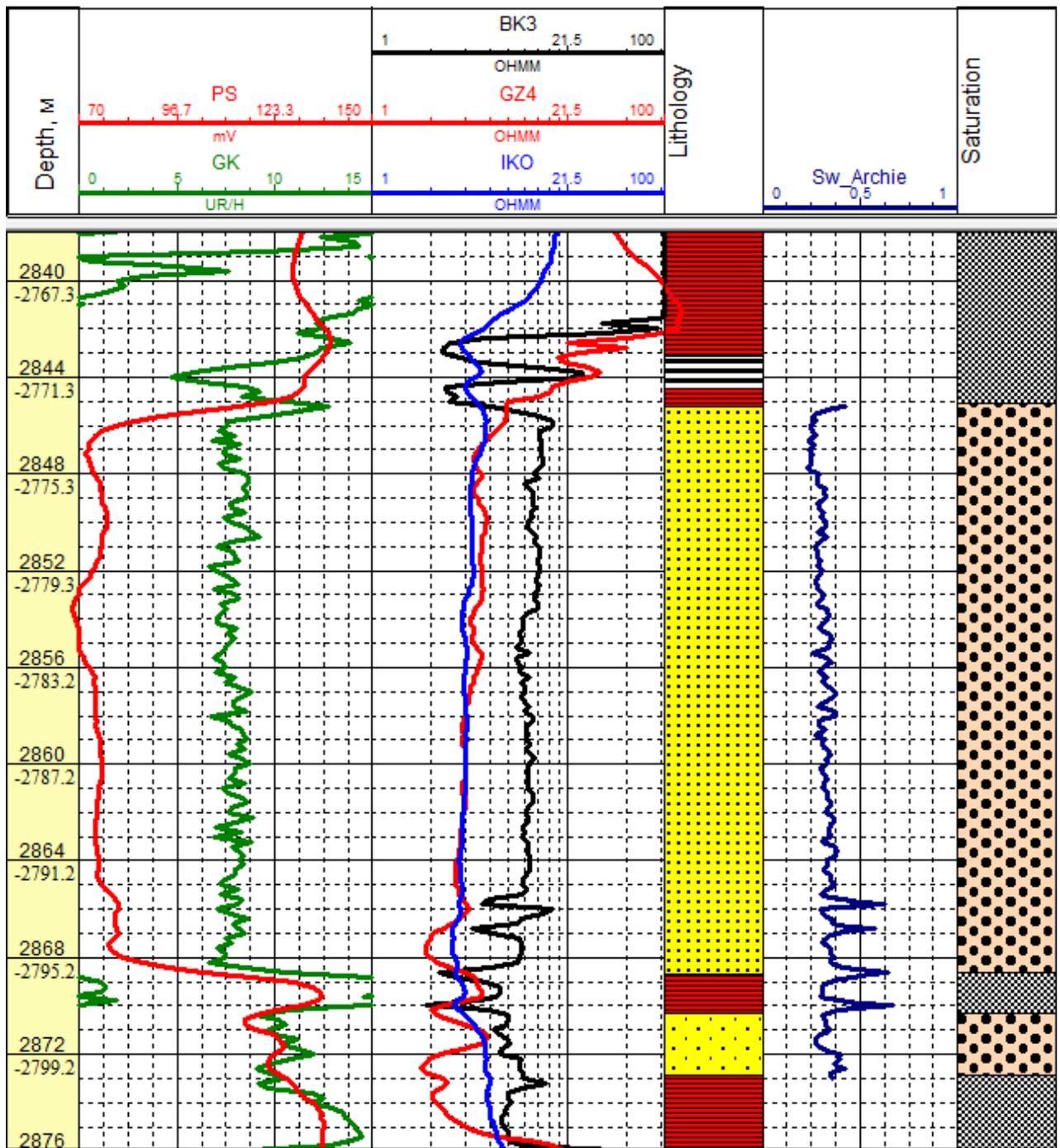


Figure 56. Distribution of water saturation by Archie model in well №3

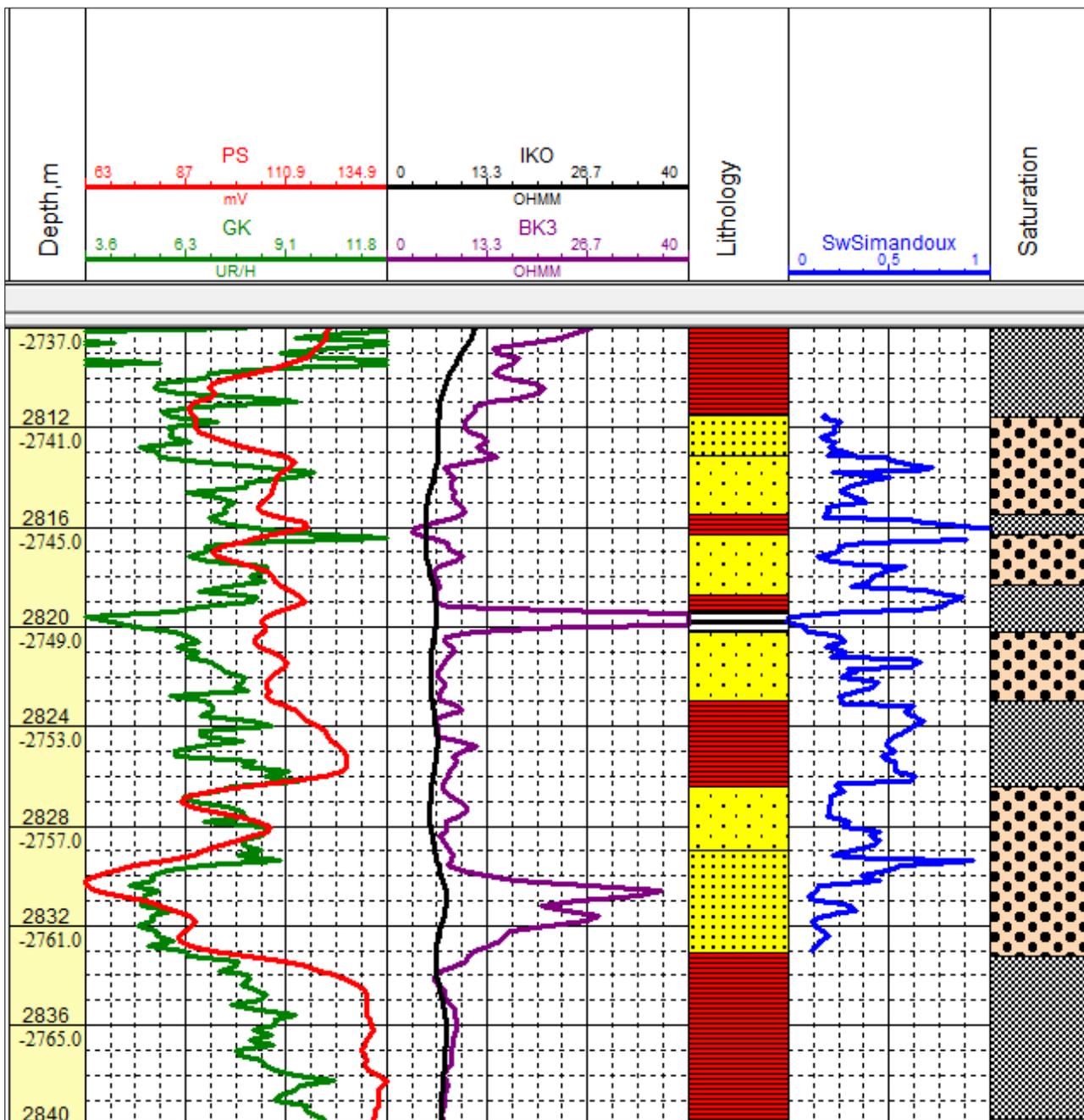


Figure 57. Distribution of water saturation by Simandoux model in well No.4

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Чепурной Ярослав Геннадьевич

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Стоимость материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов проведения исследования по оценке фильтрационно-емкостных параметров</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	<i>Оценка стоимостного выражения проведения научного исследования по изучению фильтрационно-емкостных свойств месторождения X</i>
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	<i>Расчет: 1 Затраты на материалы и реагенты; 2 Затраты на выплату заработной платы рабочим; 3 Накладные расходы.</i>
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	<i>Расчет затрат на проведение научного исследования по изучению фильтрационно-емкостных свойств месторождения X</i>

Перечень графического материала

*Таблица 6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей
Таблица 7 – Временные показатели проведения НИР
Таблица 8 – Материальные затраты
Таблица 9 – Баланс рабочего времени
Таблица 10 – Заработная плата исполнителей НИР
Таблица 11 – Накладные расходы на ВКР
Таблица 12 – Калькуляция плановой себестоимости*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.06.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Чепурной Ярослав Геннадьевич		26.06.2017

8. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Оценка фильтрационно-емкостных параметров месторождения, их прогноз, составление связей типа ГИС-ГИС и распределение этих свойств внутри коллектора дает возможность определять параметры в скважинах пробуренных без отбора керна, что в свою очередь, дает возможность использования данного исследования в качестве самостоятельного инструмента для определения фильтрационно-емкостных параметров скважин и их распределение, что очень важно ввиду ограниченного количества данных и больших стоимостей связанных с их получением, то есть отбором керна.

Корреляция и распределение фильтрационно-емкостных свойств позволит правильно спланировать эффективную систему заводнения, уплотняющее бурение, резки боковых стволов и направление проводки горизонтальных скважин, а также сделает более корректным процесс адаптации геологической и гидродинамической модели месторождения.

В настоящее время возможность реализации любого проекта в основном зависит не от его технической сущности, а от экономической эффективности и привлекательности, коммерческого потенциала и ресурсоэффективности. Именно такой вектор развития имеет сегодняшняя промышленность, что и задает суть научно-технических исследований, направляя их в сферу повышения эффективности работы, увеличения сроков эксплуатации, повышения ремонтпригодности и упрощения обслуживания.

Целью данного раздела является оценка проводимого исследования с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

8.1. Планирование этапов и работ по выполнению магистерской работы

Для выполнения научных исследований сформирована рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и дипломник. Порядок составления этапов и работ приведен в таблице 6.

Таблица 6. – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Главные этапы	№ раб.	Содержание работы	Должность
Определение стратегии исследования	1	Изучение характера задачи и литературный обзор.	Руководитель, стажер
	2	Изучение литературных источников, выбор подходящей методики решения проблемы.	Стажер
Разработка технического задания на бакалаврскую работу	3	Составление и утверждение технического задания.	Руководитель
Теоретические и расчетные исследования	4	Анализ существующих методов расчета фильтрационно-емкостных свойств	Стажер
	5	Изучение интерпретации данных геофизических исследований скважин	
	6	Подбор и расчет методов интерпретации ГИС	
	7	Разбор принципов геофизических исследований	Стажер
	8	Обработка результатов исследований и подготовка проведения анализа	
	9	Освоение программного обеспечения	
Обобщение и оценка результатов	10	Анализ и формирование выводов по полученным результатам НИР.	Руководитель, Стажер
	11	Составление методики расчета ФЭС, составление пояснительной записки.	Стажер

8.2. Определение трудоемкости выполнения магистерской работы

Трудовые затраты – вид затрат, использование которых требуется для успешного решения поставленной задачи.

Трудоемкость выполнения научно исследовательской работы можно оценить в человеко-днях, однако данная методика неоднозначна ввиду своего вероятностного характера, так

как зависит от различных факторов. Ожидаемое значение трудозатрат работ $t_{ож}$ можно определить с помощью уравнения:

$$t_o = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max}}{5} \quad (45)$$

где t_o – трудоемкость выполнения работы, человеко - дней;

t_{\min} - минимально возможная трудоемкость выполнения работы человеко - дней;

t_{\max} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы человеко - дней;

В соответствии с ожидаемой трудоемкостью работы, можно определить продолжительность выполнения каждой работы в рабочих днях T_p , что учитывает параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. В расчете используется выражение:

$$T_p = \frac{t_i}{C} \quad (46)$$

где T_p – длительность работы, рабочих дней;

t_o – длительность выполнения работы, человеко - дней.;

C – количество исполнителей, выполняющих одну и ту же работу на данном этапе, человек.

Расчет продолжительности работы должен быть выполнен для целесообразного расчета оплаты, так как вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 68%.

8.3. Разработка календарного плана работ

Ввиду того, что реализация магистерской работы подразумевает рассмотрение темы умеренного размера, то количество работы будет соответственное. Поэтому для наиболее презентабельного отражения календарного плана диаграмма Ганта была выбрана в качестве графика реализации НИР.

Данная диаграмма Ганта является графиком, который состоит из ряда отрезков, находящихся на горизонтальной временной шкале. Каждый интервал является отдельным заданием или видом работы. Номер этапа, который соответствует данному заданию или видом работы, отражен по вертикали. Начало, конец и длина отрезка на шкале времени соответствуют началу, концу и длительности задачи.

Для удобства построения календарного план-графика, длительность этапов в рабочих днях переводится в календарные дни и рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{k i} = T_{p i} \times k, \quad (47)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения одной работы в календарных днях; T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

k – коэффициент календарности, предназначен для перевода рабочего времени в календарное.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$k = \frac{T_{кг}}{T_{кг} - T_{вд} - T_{пд}}, \quad (48)$$

где $T_{к2}$ – количество календарных дней (кал. дн.) в году.

Примем, что число календарных дней равно 365, выходных – 52, праздничных – 14.

Исходя из этого, коэффициент календарности равен:

$$k = \frac{365}{365 - 52 - 14} \approx 1,22. \quad (49)$$

Таблица 7. – Временные показатели проведения НИР

Этап	t_{min} , человеко-день.	t_{max} , человеко-день.	$t_{ож}$, человеко- день.	Исполнитель	T_p , Рабочие дни (Р./Д.)	T_k , Календарные дни
1	6	11	8	Р., С.	3,6	5
2	11	21	15	С.	17	18
3	2	2	1,5	Р.	1,3	3
4	11	16	13	С.	13	14
5	6	8	5,3	С.	5,3	8
6	11	16	13,1	С.	13,1	17
7	3	4	2,5	С.	2,5	4
8	6	8	5,9	С.	5,9	8
9	16	21	18	С.	18	22
10	6	8	5,89	Р., С.	2,8	5
11	11	16	13	С.	13	16
ИТОГ:			97,4		6,5/90	110

8.4. Определение плановой себестоимости проведения НИР

8.4.1. Состав затрат, включаемый в себестоимость НИР

Расчет затрат на выполнение научно исследовательской работы выполняется с помощью подсчета по отдельным пунктам затрат всех видов необходимых ресурсов. Расчет есть основной документ, с помощью которого планируется бюджет и учет затрат на исследования.

Расчет себестоимости проведения научно исследовательской работы составляется по следующим статьям затрат:

- а) материалы (материальные затраты);
- б) плата за труд работников участвующих в научно исследовательской работе;
- в) другие расходы;
- г) оборудование для НИР;
- д) накладные расходы.

Данные пункты относятся к прямым затратам, связанным непосредственно с выполнением научно исследовательской работы.

8.4.2. Формирование и расчет затрат, включаемых в себестоимость

Материальные затраты

Этот пункт включает в себя стоимость всех материалов, необходимых для выполнения НИР. К категории материалов относят:

- сырье, основные и вспомогательные материалы;
- покупные полуфабрикаты и комплектующие изделия;
- электроэнергия (на технологические цели).

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$C_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi} \quad (50)$$

где m – виды материальных ресурсов, используемые при реализации научного исследования;

$N_{расхi}$ – материальные ресурсы определенного вида, планируемые использовать при реализации научного исследования;

C_i – цена приобретения одного вида потребляемых материальных ресурсов;

k_T – коэффициент, учитывающий транспортные расходы.

Калькуляция расходов на материалы приведена в таблице 8.

Таблица 8. – Материальные затраты

Наименование	Марка, размер	Количество, штук./упак.	Цена	Сумма, руб.
Канцелярские товары	Бумага А4, 500 шт., Скрепки канцелярские 55 штук., ручки 2 штуки., карандаши 2 штуки., ластик 1 штука., нож канцелярский 1 штука., корректор 1 шт.	1	584,00	584,00
Итого по статье C_M				584,00

Оплата труда работников, непосредственно занятых выполнением НИР

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИР, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{zn} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (51)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб} \quad (52)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{раб}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (из табл. 10);

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_o} \quad (53)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала (в рабочих днях), см. табл. 9.

Таблица 9. – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Стажер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	52	52
- праздничные дни	14	14
Показатели рабочего времени	Руководитель	Стажер
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	48
- невыходы по болезни	–	–
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	251

Месячный должностной оклад руководителя (аспирант кафедры):

$$Z_{m \text{ рук.}} = Z_{mc} \times K_p, \quad (54)$$

где Z_{mc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

Согласно отраслевой системе оплаты труда основная месячная заработная плата руководителя (профессор) составляет 31000,00 руб.

$$Z_{m \text{ рук.}} = (31000,00) \times 1,3 = 40300,00 \text{ (руб.)}, \quad (55)$$

$$Z_{исп.} = (5100,00) \times 1,3 = 6630,00 \text{ (руб.)}, \quad (56)$$

Среднедневная зарплата руководителя и дипломника соответственно равны:

$$Z_{дн \text{ рук.}} = \frac{40300,00 \times 10,4}{251} \approx 1669,80 \text{ (руб.)}, \quad (57)$$

$$Z_{дн \text{ дип.}} = \frac{6630,00 \times 10,4}{251} \approx 274,70 \text{ (руб.)}. \quad (58)$$

Заработная плата руководителя и дипломника за время работы над дипломной работой составляет соответственно:

$$Z_{осн\ рук.} = 1669,8 \times 6,4 \approx 10686,76 \text{ (руб.)}, \quad (59)$$

$$Z_{осн\ дип.} = 274,7 \times 90 \approx 24723,00 \text{ (руб.)}. \quad (60)$$

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = Z_{осн} \times k_{внеб}, \quad (61)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2017 г. установлен размер страховых взносов равный 30%.

Таблица 10. – Заработная плата исполнителей НИР

Заработная плата, руб.	Руководитель	Стажер
Основная зарплата	10686,76	24723
Внебюджетные отчисления	3102,53	7271,10
Итого по статье С _{ЗП} (включая С _{внеб})	45782,39	

Накладные расходы

Основные работы для ВКР проводились за персональным компьютером. Время, проведенное за рабочей станцией: 710 часов. Мощность рабочей станции: 0,270 кВт.

Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле

$$C_{эл} = C_{эл} \times F_{об} \times P = 5,8 \times 710 \times 0,270 = 1111,86 \text{ (руб.)}, \quad (62)$$

где $C_{эл}$ – тариф на промышленную электроэнергию (4,5руб. за 1 кВт·ч);

$F_{об}$ – время использования оборудования, ч.;

P – мощность оборудования, кВт.

Затраты на электроэнергию составили 1111 рублей.

Таблица 11. – Накладные расходы на ВКР

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Электроэнергия	кВт·ч	189	4,5	850,5
Печать на листе А4	шт.	250	0,8	200
Доступ в интернет	месяц	4	350	1400
Итого по статье $C_{накл}$				2450,5

8.4.3. Себестоимость НИР

Калькуляция плановой себестоимости НИР на основании полученных данных по отдельным статьям затрат приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Калькуляция плановой себестоимости

Наименование статей затрат	Сумма, руб.
Материальные затраты (C_M)	584,00
Затраты на оплату труда работников, непосредственно занятых созданием НИР ($C_{зп}$), включая отчисления во внебюджетные фонды ($C_{внеб}$)	45782,39
Накладные расходы ($C_{накл}$)	2450,5
Итого себестоимость НИР ($C_{нир}$)	48816,89

Вывод

Таким образом, стоимость проведенного исследования составляет около 50 тыс. Данные типы исследований необходимо проводить для более точной оценки литологических особенностей месторождений, уточнения геологических и гидродинамических моделей, выбора сетки заводнения. Очевидно что исследования данного типа позволят повысить качество таких операций как бурение скважин, управление режимами разработки месторождений и мероприятий, направленных на повышение КИН.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Чепурной Ярослав Геннадьевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны) на:	<ul style="list-style-type: none"> - вредные факторы производственной среды: повышенный уровень электромагнитных полей, ионизирующее излучение; - опасные факторы производственной среды: вероятность возникновения пожара, вероятность поражения электрическим током.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	<ul style="list-style-type: none"> - электробезопасность; - пожаровзрывоопасность; - требования охраны труда при работе на ПЭВМ.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	<ul style="list-style-type: none"> - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно - технический документ); - предлагаемые средства защиты и коллективной защиты, индивидуальные защитные средства)
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности	<ul style="list-style-type: none"> - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)
3. Защита в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<ul style="list-style-type: none"> - Наиболее вероятной ЧС является пожар. Оценка пожарной безопасности. - Разработка мероприятий по устранению и предупреждению пожаров.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>К общей части нормативно-правовых основ охраны труда относятся: Трудовой кодекс Российской Федерации, Федеральный закон «Об основах охраны труда в Российской Федерации», указы Президента, постановления Правительства РФ, постановления Министерства здравоохранения и социального развития, постановления и приказы других министерств межотраслевой компетенции.</p>

Перечень графического материала:*Таблица 13 – Опасные и вредные факторы при выполнении исследования**Таблица 14 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ЭВМ**Таблица 15 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений для категории работ Ia**Таблица 16 – Виды категорий трудовой деятельности с ЭВМ***Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

26.06.2017

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Чепурной Ярослав Геннадьевич		26.06.2017

9. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью настоящего исследования является проведение сравнения между стандартными методами интерпретации геофизических данных и альтернативными методами на керновых данных, а так же геофизических исследований скважин нефтяного месторождения X.

Оценка фильтрационно-емкостных параметров месторождения, их прогноз, составление связей типа ГИС-ГИС и распределение этих свойств внутри коллектора дает возможность определять параметры в скважинах пробуренных без отбора керна, что в свою очередь позволяет правильно распределять фильтрационно-емкостные параметры скважин, что очень важно ввиду ограниченного количества данных и больших стоимостей связанных с их получением, то есть отбором керна.

Корреляция и распределение фильтрационно-емкостных свойств позволит правильно спланировать эффективную систему заводнения, уплотняющее бурение, резки боковых стволов и направление проводки горизонтальных скважин, а также сделает более корректным процесс адаптации гидродинамической модели месторождения.

9.1. Профессиональная социальная безопасность

В рамках данной работы в качестве лабораторной установки использовались персональные и портативные компьютеры. Работа выполнялась сидя, при небольшом физическом напряжении. Рабочее место представлял собой компьютерный стол с персональным компьютером, следовательно, можно выделить следующих физические факторы, влияющих на здоровье человека: длительное неизменное положение тела, напряжение глаз, воздействие электромагнитных полей.

Перед началом работ был проведен вводный инструктаж по правилам пользования аппаратурой, поведения в чрезвычайных ситуациях, инструктаж на рабочем месте. На человека в процессе его трудовой деятельности могут воздействовать опасные и вредные производственные факторы. Опасным производственным фактором согласно ст. 209 Трудового Кодекса РФ называется производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его травме. Вредным - производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его заболеванию. Опасные и вредные производственные факторы классифицированы в ГОСТ 12.0.003-74. Уровни воздействия опасных и вредных производственных факторов на работающих нормированы предельно-допустимыми уровнями, значения которых установлены в соответствующих стандартах системы стандартов безопасности труда и санитарно-гигиенических правилах. Защита от них обеспечивается снижением их уровня в источнике и применением профилактических и предохранительных мер.

9.2. Производственная безопасность

Таблица 13. – Опасные и вредные факторы при выполнении исследования

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

9.2.1. Анализ вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

Отрицательное влияние компьютера на человека является комплексным, во время работы за компьютером на организм влияет целый ряд негативных физических и психологических факторов. Физическими факторами являются:

- повышенная пульсация светового потока;
- широкий спектр излучения от дисплея, который включает рентгеновскую, ультрафиолетовую и инфракрасную области;
- повышенный уровень электромагнитных излучений различных частот от монитора и системного блока;
- загрязнение воздуха пылью;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- возникновение на экране монитора статических зарядов, заставляющих частички пыли двигаться к ближайшему заземленному предмету, которым оказывается лицо пользователя;
- опасный уровень напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- опасность возникновения пожара.

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

Освещение рабочего места

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

- блики экрана;
- слабая контрастность между изображением и фоном.

В связи с тем, что естественное освещение слабое, на рабочем месте должно применяться также искусственное освещение.

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен. Длина помещения равна 7 м (А), ширина – 6 м (В), высота – 4,5 м (Н). Высота рабочей поверхности над полом – 0,8 м (h_p). Основные требования и значения нормируемой освещённости рабочих поверхностей изложены в СП 52.13330.2011. В соответствии с разрядом зрительной работы необходимо создать освещённость не ниже 200 лк.

Воздействие шума

Воздействие шума на человека может иметь различные последствия в зависимости от уровня шума. Слабый шум преимущественно мешает понимать речь или вызывает раздражение. По мере усиления шума этот эффект усиливается, и, в дополнение, могут возникать физиологические последствия влияния шума на слух. Высокий уровень шума может привести к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ. Он замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему, вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ.

Лабораторная аудитория, эксплуатируемая в рамках настоящей магистерской диссертации, обладает низким уровнем общего шума. Источниками шумовых помех являются вентиляционные установки, кондиционеры, ЭВМ и его периферийные устройства.

Эквивалентный уровень звука не должен превышать 50 дБ согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [26]. Защиту от шума следует выполнять в соответствии с ГОСТ 12.1.003-76, а звукоизоляция ограждающих конструкций должна отвечать требованиям главы СанПиН 11-12-77 [27].

Для изложенных целей применяется звукопоглощающее покрытие стен и потолка звукопоглощающим материалом, организуется рациональная планировка помещения, в которой компенсируется воздействие источников шума по периферии. На используемом в компьютерных помещениях оборудовании по возможности выставляется минимальный уровень шума.

Повышенный уровень электромагнитных излучений; повышенная напряжённость электрического поля

Электромагнитные поля, характеризующиеся напряженностями электрических и магнитных полей, наиболее вредны для организма человек. Основным источником этих

проблем, связанных с охраной здоровья людей, использующих в своей работе автоматизированные информационные системы на основе персональных компьютеров, являются дисплеи (мониторы), они представляют собой источники наиболее вредных излучений, неблагоприятно влияющих на здоровье работника.

Предельно допустимые значения излучений от ЭВМ в соответствии с СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [28] приведены в таблице 6.2.

Таблица 14. – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ЭВМ

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

Для предупреждения внедрения опасной техники все дисплеи должны проходить испытания на соответствие требованиям безопасности. Для защиты от вредных влияний включенного видеомонитора на организм пользователя ЭВМ необходимо соблюдать следующие требования:

- на рабочем месте располагаться от экрана до глаз на расстоянии не менее 600-700 мм;
- использовать экранные фильтры типа «Полная защита»;
- соблюдать рациональный режим труда и отдыха в течение рабочего дня в зависимости от вида и категории трудовой деятельности.

Отклонение показателей микроклимата на рабочем месте

Микроклимат производственных помещений – это климат внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха. Лаборатория является помещением, относящимся к категории помещений где выполняются легкие физические работы, поэтому должны соблюдаться требования, приведенные в таблице 6.3 в соответствии с СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [28].

Таблица 15. – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений для категории работ I.a

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

Для создания и автоматического поддержания в аудитории оптимальных значений температуры, влажности, чистоты и скорости движения воздуха, независимо от наружных условий, в холодное время года используется водяное отопление, в теплое время года применяется кондиционирование воздуха. Кондиционер с помощью приборов автоматического регулирования поддерживает в помещении заданные параметры воздушной среды.

Напряженность труда

Напряженность труда – характеристика трудового процесса, отражающая нагрузку преимущественно на центральную нервную систему, органы чувств, эмоциональную сферу работника. К факторам, характеризующим напряженность труда, относятся: интеллектуальные, сенсорные, эмоциональные нагрузки, степень монотонности нагрузок, режим работы. Причинами появления являются следующие процессы:

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

Режим труда и отдыха предусматривает соблюдение определенной длительности непрерывной работы на ЭВМ и перерывов, регламентированных с учетом продолжительности рабочей смены, видов и категории трудовой деятельности.

Виды трудовой деятельности с ЭВМ разделяются на 3 группы: группа А – работа по считыванию информации с экрана с предварительным запросом; группа Б – работа по вводу информации; группа В – творческая работа в режиме диалога с ЭВМ.

Категории тяжести и напряженности работы на ЭВМ определяются уровнем нагрузки за рабочую смену: для группы А – по суммарному числу считываемых знаков; для группы Б – по суммарному числу считываемых или вводимых знаков; для группы В – по суммарному времени непосредственной работы на ЭВМ.

В таблице 6.4 приведены категории тяжести и напряженности работ в зависимости от уровня нагрузки за рабочую смену.

Таблица 16. – Виды категорий трудовой деятельности с ЭВМ

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

В процессе выполнения настоящей магистерской диссертации, лабораторным работам отводилось порядка 1 час в день, но непосредственное оформление пояснительной записки занимало до половины полной рабочей смены и варьировалась по виду операций с ЭВМ. Продолжительность непрерывной работы на ЭВМ без регламентированного перерыва не превышало 2 часа.

9.2.2. Анализ опасных факторов

Электробезопасность

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

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

Действие электрического тока на живую ткань носит разносторонний и своеобразный характер. Проходя через организм человека, электроток производит термическое, электролитическое, механическое, биологическое, световое воздействие. Термическое воздействие тока характеризуется нагревом кожи и тканей до высокой температуры вплоть до ожогов. Электролитическое воздействие заключается в разложении органической жидкости, в том числе крови, и нарушении ее физико-химического состава. Механическое действие тока приводит к расслоению, разрыву тканей организма в результате электродинамического эффекта, а также мгновенного взрывоподобного образования пара из тканевой жидкости и крови. Механическое действие связано с сильным сокращением мышц вплоть до их разрыва. Биологическое действие проявляется в раздражении и возбуждении живых тканей и сопровождается судорожными сокращениями мышц. Световое действие приводит к поражению слизистых оболочек глаз [29].

С целью исключения опасности поражения электрическим током необходимо соблюдать следующие правила электрической безопасности:

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

9.3. Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды сводится к устранению отходов бытового мусора и отходам жизнедеятельности человека. В случае выхода из строя ПК, они списываются и отправляются на специальный склад, который при необходимости принимает меры по утилизации списанной техники и комплектующих [30].

Одним из самых распространенных источников ртутного загрязнения являются вышедшие из эксплуатации люминесцентные лампы. Каждая такая лампа, кроме стекла и алюминия, содержит около 60 мг ртути. Поэтому отслужившие свой срок люминесцентные лампы, а также другие приборы, содержащие ртуть, являют собой особо опасный источник токсичного материала.

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

Под хранением отходов понимается временное размещение их в специально отведённых для этого местах или объектах до их утилизации. Отработанные люминесцентные лампы, согласно Классификатору отходов ДК 005-96, утвержденному приказом Госстандарта № 89 от 29.02.96 г., относятся к отходам, которые сортируются и собираются отдельно, поэтому утилизация люминесцентных ламп и их хранение должны отвечать определенным требованиям.

9.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

9.4.1. Пожарная безопасность

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

- использование только исправного оборудования;
- проведение периодических инструктажей по пожарной безопасности;
- назначение ответственного за пожарную безопасность помещений;
- издание приказов по вопросам усиления пожарной безопасности
- содержание путей и проходов для эвакуации людей в свободном состоянии.

Возможные причины пожара: перегрузка в электросети, короткое замыкание, разрушение изоляции проводников.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения:

- огнетушащие вещества (вода, песок, земля);
- огнетушащие материалы (грубошерстные куски материи – кошмы, асбестовые полотна, металлические сетки с малыми ячейками ит. п.);
- пожарные краны на внутреннем водопроводе противопожарного водоснабжения в сборе с пожарным стволом и пожарным рукавом;
- огнетушители.

Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Здание должно соответствовать требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

9.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

9.5.1. Требования к организации и оборудованию рабочих мест

Согласно ГОСТ 12.2.032-78 конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места инженера должны быть соблюдены следующие основные условия:

- оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места;
- достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения;
- необходимо естественное и искусственное освещение для выполнения поставленных задач;
- уровень акустического шума не должен превышать допустимого значения.

Основным рабочим положением является положение сидя. Поэтому для исключения возникновения заболеваний, связанных с малой подвижностью работника, необходимо иметь возможность свободной перемены поз.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были проанализированы стандартные и альтернативные методики расчета и распределения таких фильтрационно-емкостных параметров как: пористость, проницаемость, водонасыщенность.

При корреляции пористости были использованы стандартные методы ввиду достаточно высокого коэффициента достоверности аппроксимации.

В отношении водонасыщенности были применены как стандартная формула Арчи, так и эмпирические формулы Poinçon и Simandoux показавшие высокие коэффициенты корреляции, в дальнейшем с помощью этих формул параметр водонасыщенности был распределен в скважинах, пробуренных без извлечения керна.

В результате проделанной работы следует отметить необходимость использования альтернативной методики вычисления проницаемости (индикаторов зон фильтрации) с последующим площадным распределением фациальных особенностей участков месторождения. Такой подход отражает максимально достоверные результаты и наибольшую сходимость вычисленных значений по материалам геофизических исследований скважин и керновых исследований.

Список использованной литературы

1. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм петрофизических исследований скважин. М.:Недра, 1991 – 220с.
2. Hearst J.R., Nelson P.H., Paillet F.L. Well Logging for Physical Properties. J.Wiley & Sons, Ltd. Chichester, England. 2002 – 483p.
3. Log Interpretation Principles and Applications. Schlumberger Educational Services. Texas. 1989 – 280p.
4. Комплексная интерпретация материалов ГГКП, НК, АК, ГК, полученных серийной аппаратурой для определения емкостных свойств горных пород. ВНИГИК, Калинин 1984 - 108с.
5. Кропачев Н.М. Разработка литолого-фациальной модели продуктивного горизонта Ю1 по данным сейсморазведки и бурения (на примере Западно-Варьганского, Южно-Ягунского и Равенского объектов центральной части Западно-Сибирской НГП) 2006 – 300.
6. Арефьев С.В. Разработка модели геологического строения Ачимовской толщи в северо-западной части Нижневартовского свода. 2008 – 155с.
7. Назаров А.А. Применение петрофизики при изучении проницаемости продуктивных пластов, Казань – 2014г.
8. Щергина Е.А. Уточнение и детализация геологического строения отложений васюганской свиты западной части Нижневартовского свода в связи с разработкой цифровых литолого-фациальных моделей пласта ЮВ11. 2011 – 177с.
9. Хуснуллина Г.Р. Геологическое строение и условия формирования продуктивных пластов викуловской свиты Красноленинского месторождения нефти, Тюмень – 2014г.
10. Иванькова Ю.В. Петрофизическое обоснование оценки фильтрационно-емкостных свойств нижнепермских отложений вала Сорокина. 2008 – 281с.
11. Грищенко М.А. Геометризация нефтяных залежей и математическое моделирование нефтеводонасыщенности на основе стадийности процессов нефтегазообразования :на примере месторождений Западной Сибири. 2008 – 209с.
12. Горбунова А.О. Условия формирования нефтегазоносных отложений васюганской свиты северо-восточной части широтного приобья. 2017 – 178с.

13. Коллекторы и экраны залежей нефти и газа Западной Сибири / Конибир Ч.Э.Б. – М.: Недра, 1976. – Выпуск 208. – 199 с.
14. Корнев, В. А. Прослеживание наклонных отражающих границ в низах неокома Среднего Приобья и их геологическая интерпретация // Условия формирования ловушек нефти и газа неантиклинального типа в мезозойских отложениях Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1978. С. 105-112.
15. Лобусев, А. В. Анализ гидродинамической сообщаемости и фильтрационно-ёмкостных свойств разнофациальных зон верхней части васюганской свиты Широкого Приобья / А. В. Лобусев, С. Н. Кузнецов, К. М. Сапрыкина // Территория нефтегаз. 2016. № . С. 48-53.
16. Лобусев, А.В. Анализ ГИС-фаций пласта ЮВ11 северного склона Нижневартовского свода на примере Нонг-Ёганского месторождения / А.В. Лобусев, С.Н. Кузнецов // Материалы девятой международной научно-технической конференции Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации). Том 2. – Тюмень – 2014. – С. 46 – 48.
17. Лобусев, А.В. Исследование ГИС-фаций пласта ЮВ11 Кечимовского месторождения / А.В. Лобусев, С.Н. Кузнецов // Материалы международных научно-практических конференций Общества Науки и Творчества. Часть 2. – Казань – 2014. – С. 189-191.
18. о Лобусев, А.В. К вопросу о ГИС-фациях / А. В. Лобусев, С. Н. Кузнецов // Материалы 69 международной научной конференции НЕФТЬ И ГАЗ – 2015 – Москва – 2015. – С. 62.
19. <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%B0%D1%80%D0%BE%D1%82%D0%B0%D0%B6>
20. Кузнецов С.Н. Структурно-фациальные условия формирования залежей углеводородов в верхнеюрских отложениях (васюганской свите) северо-западного склона нижневартовского свода. 2016 -105с.
21. Исламгалиев Д.В. Исследование электрического поля адсорбции, диффузии и течения в неоднородной среде для интерпретации данных каротажа методом спонтанной поляризации, 2013 – 110с.
22. Шмырина В.А. Фоновый и наложенный типы литогенеза песчаных и алевроитовых отложений позднеюрского и раннемелового возрастов (на примере глинистых минералов пластов ЮС11 и БС111 кустового нефтяного месторождения западной Сибири: диссертация кандидата

- геолого-минералогических наук: 25.00.06 / Шмырина Виктория Александровна; Казань, 2015.- 136 с.
23. Муромцев, В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В.С. Муромцев. – Ленинград: Недра, 1984. – 260 с.
24. Б.В. Белозеров Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых геофизические методы в связи с геологическим моделированием
25. Степанов М.А. Оценка методов моделирования фильтрационно-емкостных свойств нефтеносных коллекторов
26. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 - "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки"
27. Защита от шума СНиП II-12-77 - Строительные нормы и правила защита от шума. 1978г.
28. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 - Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. 2016г.
29. Е.Е. Привалов. Основы электробезопасности. Москва-Берлин, 2016г – 81с.
30. ГОСТ 17.4.3.04-85. «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения».