

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

(СПбГУ)

Институт наук о Земле

Фурсов Николай Юрьевич

Выпускная квалификационная работа

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ ЕТЫ-ПУРОВСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАННЫМ
КОМПЛЕКСА КАРОТАЖА**

Основная образовательная программа бакалавриата

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Научный руководитель:

к.г.-м.н., доцент А.К. Сараев

_____.

(подпись руководителя)

« » _____ 2022

Рецензент: Бухтеев А.А.

Санкт-Петербург

2022

АННОТАЦИЯ

Целью работы является изучение возможностей и особенностей применения комплекса методов каротажа для определения параметров коллекторов неокомского комплекса Еты-Пуровского нефтегазоконденсатного месторождения и прослеживания их в межскважинном пространстве. Объектом исследования являются фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов: глинистость, пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность и песчанистость. Рассмотрены физические основы применяемых методов каротажа, методики интерпретации данных и определения параметров коллекторов, межскважинной корреляции и построения карт трендов. Результаты работы в дальнейшем могут использоваться для построения геолого-гидродинамической модели месторождения и подсчёта запасов.

Объём выпускной квалификационной работы составляет 98 страниц, на которых содержатся 58 рисунков, 9 таблиц и 7 приложений. При написании работы были использованы данные из 19 источников. В работу входят введение, 5 глав и заключение.

Ключевые слова: неокомский нефтегазоносный комплекс, картаж, пористость, глинистость, проницаемость, нефтегазонасыщенность, корреляция.

СОДЕРЖАНИЕ

Список принятых терминов и сокращений.....	5
ВВЕДЕНИЕ	6
1. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЕТЫ-ПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	8
1.1. Общая характеристика района и Еты-Пуровского месторождения	8
1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика неокомского комплекса	13
1.3. Нефтегазоносность Еты-Пуровского месторождения и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.	15
2. МЕТОДЫ КАРОТАЖА, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ ИЗУЧЕНИИ КОЛЛЕКТОРОВ НА ЕТЫ-ПУРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	19
2.1. Каротаж самопроизвольной поляризации (ПС).....	19
2.2. Каротаж сопротивлений (КС), боковое каротажное зондирование (БКЗ) и боковой каротаж (БК).....	22
2.3. Индукционный каротаж (ИК) и высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ).....	27
2.4. Микрозондирование	30
2.5. Гамма каротаж (ГК).....	31
2.6. Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П).....	34
2.7. Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т)	36
2.8. Акустический каротаж (АК).....	38
2.9. Кавернометрия	41
3. МЕТОДИКИ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО РАСЧЛЕНЕНИЯ РАЗРЕЗА, ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИХ ПАРАМЕТРОВ.....	44
3.1. Литологическое расчленение разреза и выделение интервалов коллекторов	44
3.2. Определение коэффициента глинистости пород по данным ГИС.....	45
3.3. Определение коэффициента пористости коллекторов по данным ГИС	47
3.3.1. Определение пористости по данным каротажа ПС	49
3.3.2. Определение пористости по данным каротажа АК	50
3.3.3. Определение пористости по данным каротажа ГГК-П.....	51

3.3.4.	Определение пористости по данным каротажа ННК-Т.....	52
3.4.	Определение коэффициента проницаемости коллекторов по данным ГИС	54
3.5.	Определение характера насыщения и коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов.....	55
3.6.	Прослеживание определяемых параметров коллекторов в межскважинном пространстве	57
4.	ИСПОЛЬЗУЕМОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ	60
5.	РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ НЕОКОМСКОГО КОМПЛЕКСА.....	62
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	83
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	85
	ПРИЛОЖЕНИЯ	87
	Приложение 1. РИГИС по скважине №1	88
	Приложение 2. РИГИС по скважине №2.....	90
	Приложение 3. РИГИС по скважине №3.....	92
	Приложение 4. РИГИС по скважине №4.....	94
	Приложение 5. РИГИС по скважине №5.....	96
	Приложение 6. РИГИС по скважине №6.....	97
	Приложение 7. РИГИС по скважине №7.....	98

СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

- АК – акустический каротаж;
- АКЦ – акустическая цементометрия скважин;
- БК – боковой каротаж;
- БКЗ – боковое каротажное зондирование;
- ВИКИЗ - высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование;
- ГГК – гамма-гамма каротаж;
- ГГК-ЛП – литоплотностная модификация гамма-гамма каротажа;
- ГГК-П – плотностная модификация гамма-гамма каротажа;
- ГГК-С – селективная модификация гамма-гамма каротажа;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГК – гамма-каротаж;
- ГКЗ – Государственная комиссия по запасам;
- ГКП – градуированный компенсатор поляризации;
- КВ – кавернометрия;
- КС – каротаж сопротивлений;
- МБК – микробоковой каротаж;
- МГЗ – микроградиент-зонд;
- МКВ - микрокавернометрия;
- МПЗ – микропотенциал-зонд;
- НГК – нефтегазоносный комплекс;
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
- НГП – нефтегазоносная провинция;
- НК – нейтронный каротаж;
- ННК – нейтрон-нейтронный каротаж;
- ННК-Т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
- ПС – каротаж самопроизвольной поляризации;
- РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин;
- РК – радиоактивный каротаж;
- ТСР – технологическая схема разработки месторождения;
- УВ – углеводороды;
- УЭС – удельное электрическое сопротивление;
- ФБР – фильтрат бурового раствора;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

ВВЕДЕНИЕ

Данные о фильтрационно-ёмкостных свойствах (ФЕС) коллекторов нефти и газа необходимы для построения корректных геолого-гидродинамических моделей, достоверного подсчёта запасов, оценки продуктивности, составления программы геолого-технических мероприятий. При этом, далеко не все скважины на месторождениях углеводородов (УВ) охарактеризованы керном. В скважинах, пробуренных с отбором керна его вынос также может не достигать отметки в 100%. Также данные, полученные по керну, несколько отличаются от истинных свойств пласта на глубине его залегания.

Использование каротажа (геофизических исследований скважин – ГИС) позволяет определять свойства горных пород на глубине их нахождения, производить литологическое расчленение разреза, корреляцию разрезов скважин, а также при наличии априорных данных (данных по керну) осуществлять не только качественную, но и количественную интерпретацию, в которой определяются количественные характеристики коллекторов: пористость, проницаемость, глинистость, нефтенасыщенность. Определяемые параметры в дальнейшем прослеживаются в межскважинном пространстве.

Отложения неокомского нефтегазоносного комплекса являются одним из основных резервуаров углеводородов в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и изучение ФЕС данного комплекса на Еты-Пуровском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) является важной задачей.

Основной **целью** данной работы является изучение возможностей и особенностей применения комплекса методов каротажа для определения параметров коллекторов неокомского нефтегазоносного комплекса Еты-Пуровского НГКМ.

Для достижения поставленной цели в рамках работы были определены следующие **задачи**:

- 1) Изучить геологическое строение Еты-Пуровского месторождения;
- 2) Рассмотреть детальнее строение неокомского нефтегазоносного комплекса;
- 3) Ознакомиться с методами каротажа, применяемыми на месторождении;
- 4) Изучить методики определения ФЕС коллекторов по данным комплекса методов каротажа;
- 5) Рассмотреть использование программного комплекса Schlumberger Techlog для качественной и количественной интерпретации данных каротажа, прослеживания определяемых параметров в межскважинном пространстве;
- 6) Используя вышеперечисленное программное обеспечение получить количественные данные о ФЕС коллекторов неокомского нефтегазоносного комплекса Еты-Пуровского НГКМ и построить карты их площадного распространения.

Объектом исследования являются отложения неокомского комплекса Еты-Пуровского месторождения, а **предметом** – их коллекторские свойства: пеасчанистость, пористость, проницаемость, глинистость и насыщение.

Работа основана на изучении учебной, научной и фондовой литературы, интерпретации данных геофизических исследований скважин Еты-Пуровского месторождения с применением программного комплекса Techlog.

В работе используются данные, полученные в ходе производственной практики в Управлении по организации работы с данными ООО «Газпромнефть НТЦ» и стажировке в Центре компетенций по комплексному геологическому моделированию ООО «Газпромнефть НТЦ».

Выпускная квалификационная работа подготовлена при поддержке Ресурсного центра «Геомодель» Научного парка СПбГУ.

1. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЕТЫ-ПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1. Общая характеристика района и Еты-Пуровского месторождения

Территориально месторождение расположено в северной части Западно-Сибирской равнины, в административном отношении находится на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа, в 132 км от базового города Муравленко (Рис. 1.1).

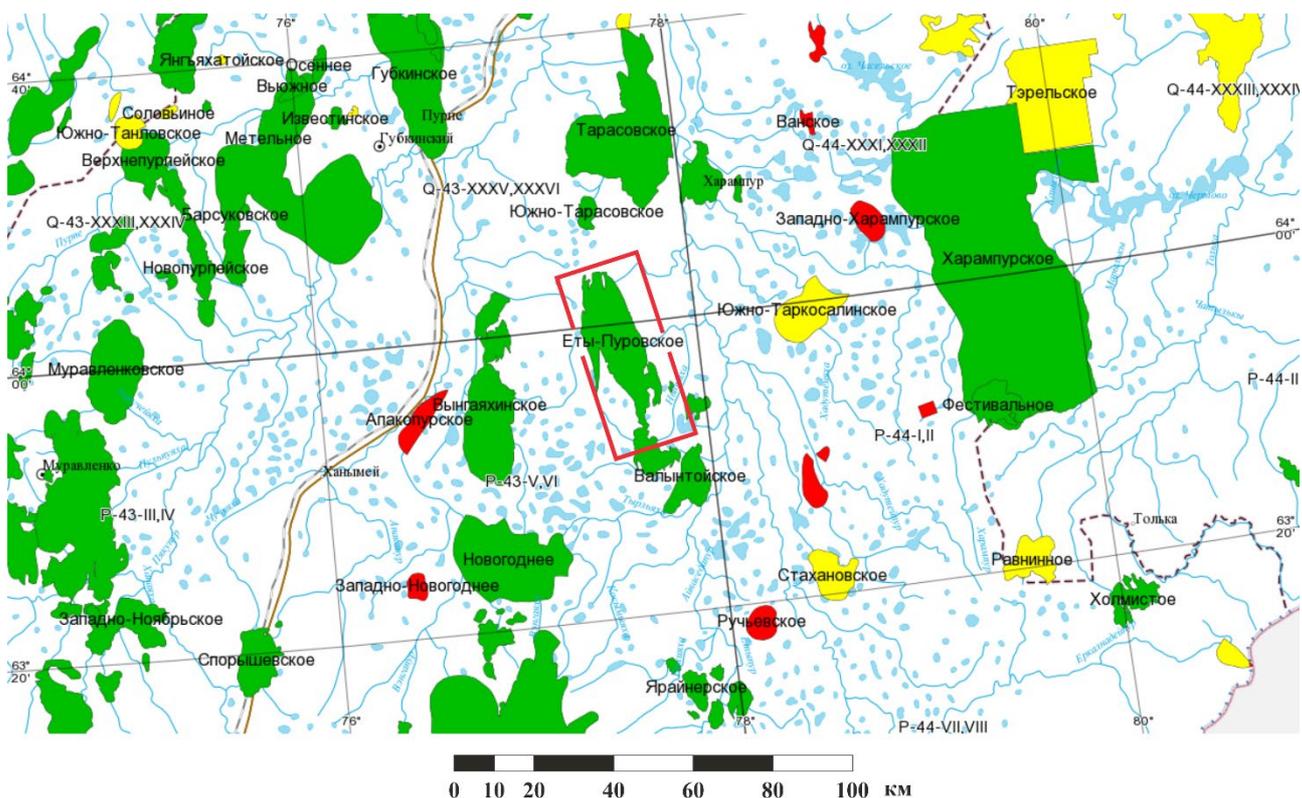


Рисунок 1.1 Расположение Еты-Пуровского НГКМ (выделено красным контуром) [17]

Месторождение расположено в Вынгапуровском нефтегазоносном районе Надым-Пурской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Рис. 1.2) и приурочено к Еты-Пуровского мегавалу. В рамках данной структуры выделяется структура меньшего порядка – Еты-Пуровский малый вал, который включает в себя Северо-Еты-Пуровское (Северный купол) и Южно-Еты-Пуровское (Южный купол) поднятия (Рис. 1.3).

В целом, геологический разрез рассматриваемого месторождения типичен для Западно-Сибирской равнины – это терригенные отложения платформенного осадочного чехла мезозойско-кайнозойского возраста, несогласно залегающие на смятых в складки породах палеозойского фундамента [6].

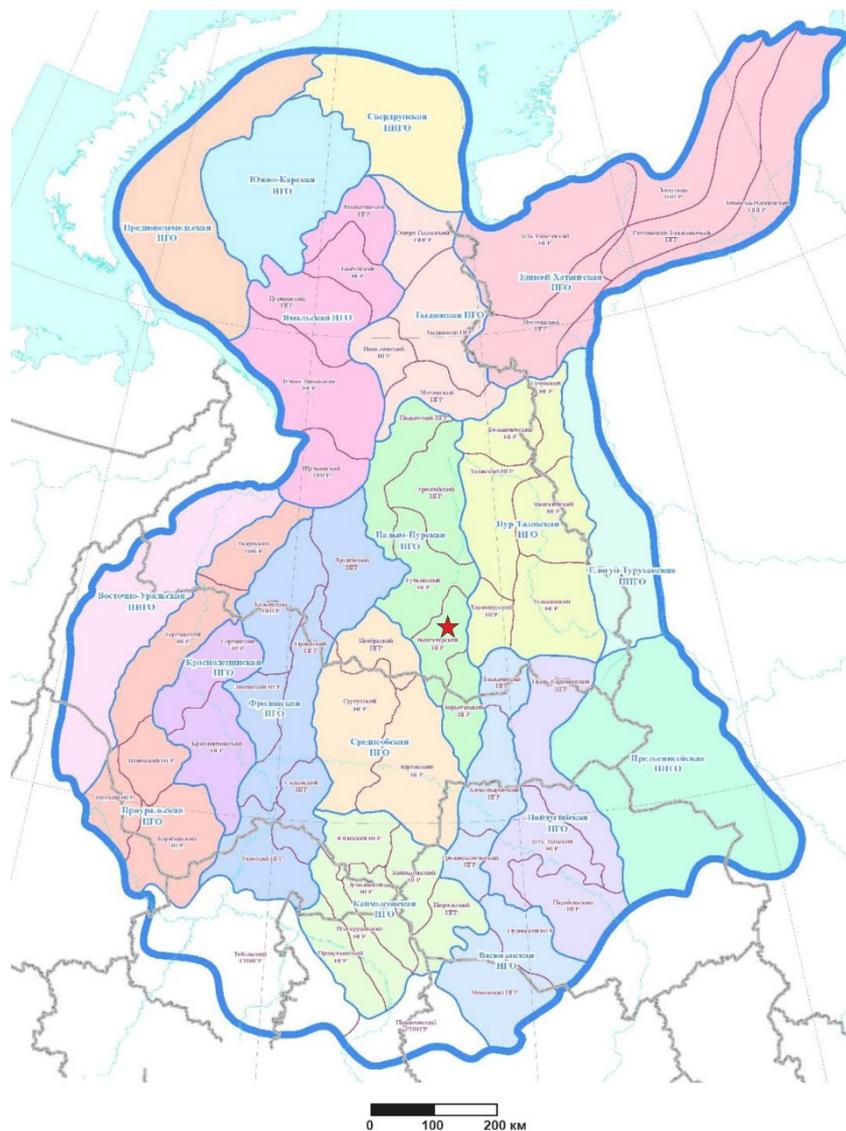


Рисунок 1.2 Нефтегазогеологическое районирование Западно-Сибирской НГП [19]

Красной звёздочкой обозначено Еты-Пуровское НГКМ

Породы среднепалеозойского фундамента представлены известняками и глинистыми сланцами, смятыми в складки и слабометаморфизованными. Залегающие с угловым несогласием вышележащие отложения пермско-триасового возраста являются комплексом вулканогенных и терригенных отложений. В основании системы залегают эффузивные (серо-зелёные базальты) и вулканогенно-осадочные (глинисто-алевритистые породы с обломками туфов) породы туринской серии, выше сменяющиеся аржиллитами тампейской серии. Мощность пород триасового возраста порядка 500 м.

Выше по разрезу туфогенный комплекс несогласно перекрывается отложениями юрской системы. Нижний и низы среднего отделов юры сложены близкими по генезису отложениями, сформированными в мелководно-морских условиях, выделенными в котухтинскую и ягельную свиты. Средний отдел представлен субконтинентальными отложениями тюменской свиты. Морские отложения верхнего отдела подразделяются на

васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты. Суммарная мощность юрских отложений более 1200 м.

Меловые отложения представлены песчано-глинистыми породами, слагающими сортымскую, тангаловскую, покурскую, кузнецовскую, берёзовскую и ганькинскую свиты, их суммарная мощность порядка 2700 м.

Палеогеновая система на месторождении представлена морскими осадками талицкой, люлинворской и тавдинской свит и континентальными отложениями атлымской, новомихайловской и туртасской свит. Мощность системы достигает 600 м.

Четвертичные отложения характеризуются несогласным залеганием с размывом на поверхности палеогена. Четвертичный разрез представлен песками, глинами, супесями, в верхнем деятельном слое также установлены отложения торфяных болот – торф. Мощность четвертичных отложений – до 50 м.

Рассматриваемое месторождение уникально тем, что залежи УВ обнаружены практически по всему разрезу от тюменской свиты до сеноманского яруса верхнего мела включительно, а установленный этаж нефтегазоносности Еты-Пуровского месторождения составляет 3 км.

В разрезе месторождения выделяются четыре комплекса нефтегазоносности (снизу вверх): нижне-среднеюрский, ачимовский, неокомский и сеноман-альб-аптский (Рис. 1.4).

Нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс представлен континентальными песчаными отложениями тюменской (пласт Ю₂) и васюганской (пласты Ю₁², Ю₁¹) свит. Образования комплекса характеризуются большой литологической изменчивостью как по площади, так и по разрезу, породы-коллекторы обладают весьма низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Покрышкой комплекса служат глинистые отложения нижневасюганской свиты (для пласта Ю₂), георгиевской и баженовской свит.

Ачимовский нефтегазоносный комплекс представлен переслаиванием пачек песчаников, алевролитов и аргиллитов, среди которых выделяются песчано-алевритовые тела обычно линзовидной формы, достигающие по мощности первых десятков метров, залегающие в основании сортымской свиты. Комплекс включает в себя пласты БП₁₃ – БП₁₆, покрышкой являются аргиллиты невыдержанной (от 200 до 300 м) мощности.

Неокомский нефтегазоносный комплекс сложен песчано-алевритовыми пластами верхней части сортымской свиты и большей части тангаловской свиты, включает в себя пласты БП₁– БП₁₂, АП₇– АП₁₁. Отличительной чертой песчано-алевритовых пластов верхнего неокома является достаточно сложный характер их развития по площади, что связано с их генезисом. Наиболее продуктивными являются пласты, связанные с валанжинскими отложениями, залегающие в существенно глинистых отложениях нижней части тангаловской

свиты. Отложения данного нефтегазоносного комплекса являются одним из основных резервуаров углеводородов в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Сеноман-альб-аптский нефтегазоносный комплекс представлен переслаиванием песчано- алевролитовых и алевро-глинистых пород тангаловской (АП₁ – АП₆) и покурской свит (пласты группы ПК) под регионально выдержанной покрывкой турон-датского возраста (кузнецовская, березовская, ганькинская свиты).

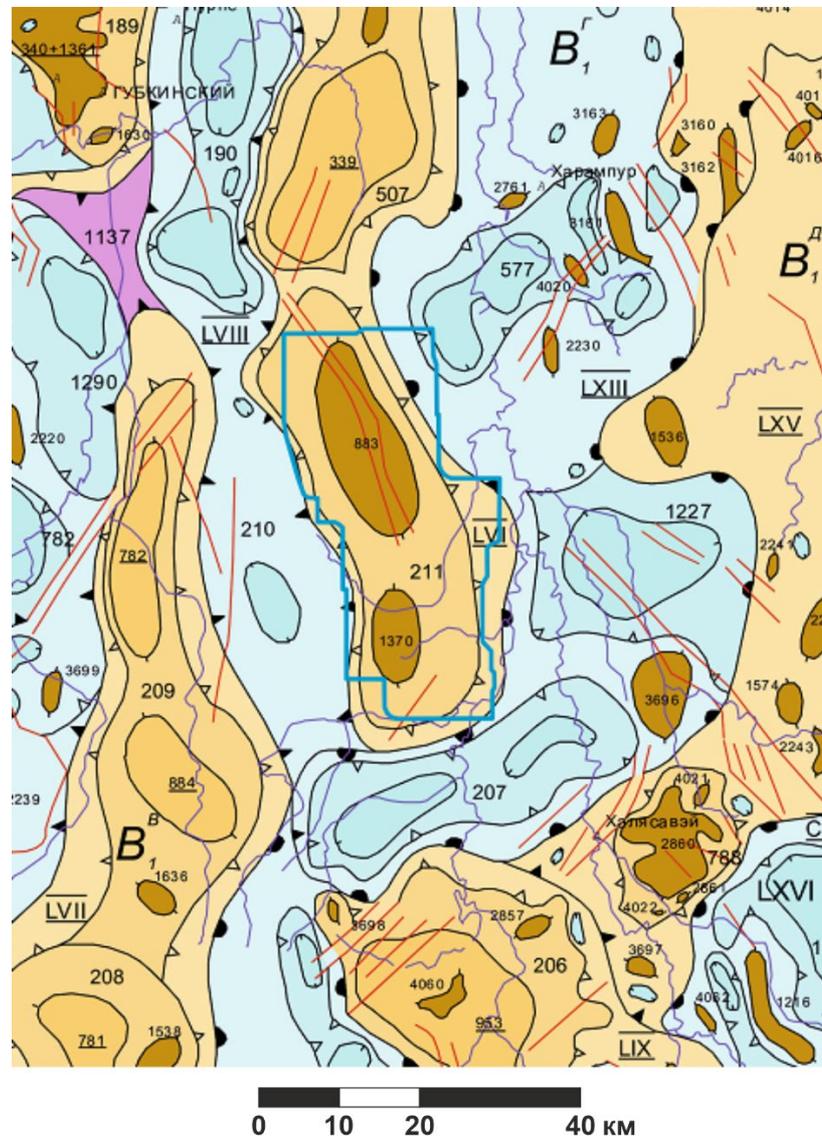


Рисунок 1.3 Выкопировка из «Тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы» участка Еты-Пуровского месторождения [15]

B_1^B – Варьеганско-Пурпейская зона линейных структур (антиклинальная зона), к которой относится Еты-Пуровский мегавал;

211 – Еты-Пуровский малый вал;

883 – Северо-Еты-Пуровское (Северный купол) поднятие;

1370 – Южно-Еты-Пуровское (Южный купол) поднятие.

1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика неокомского комплекса

Рассмотрим подробнее литолого-стратиграфическую характеристику изучаемого неокомского нефтегазоносного комплекса. Неокомский нефтегазоносный комплекс включает в себя отложения верхней части неокомского надъяруса нижнего мела: отложения возраста от валанжина до баррема. К ним относятся верхняя часть сортымской свиты, нижняя, средняя и основание верхней подсвиты тангаловской свиты. Данные горные породы формировались в условиях аккумулятивного шельфа (Рис. 1.5) и представляют собой ундаформную часть клиноформного комплекса неокома (Рис. 1.6).

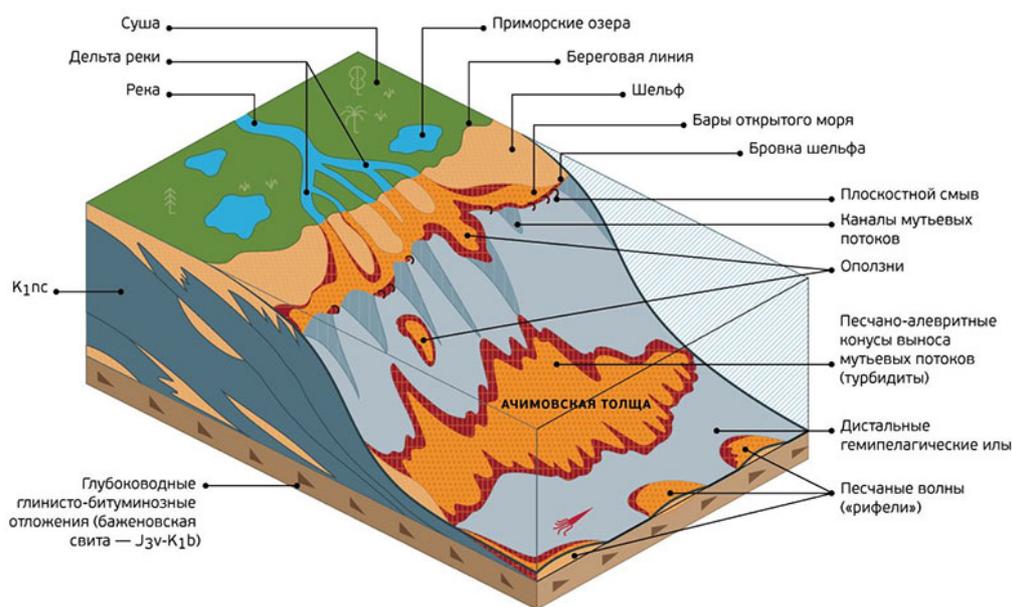


Рисунок 1.5 Схема формирования неокомских отложений [8]

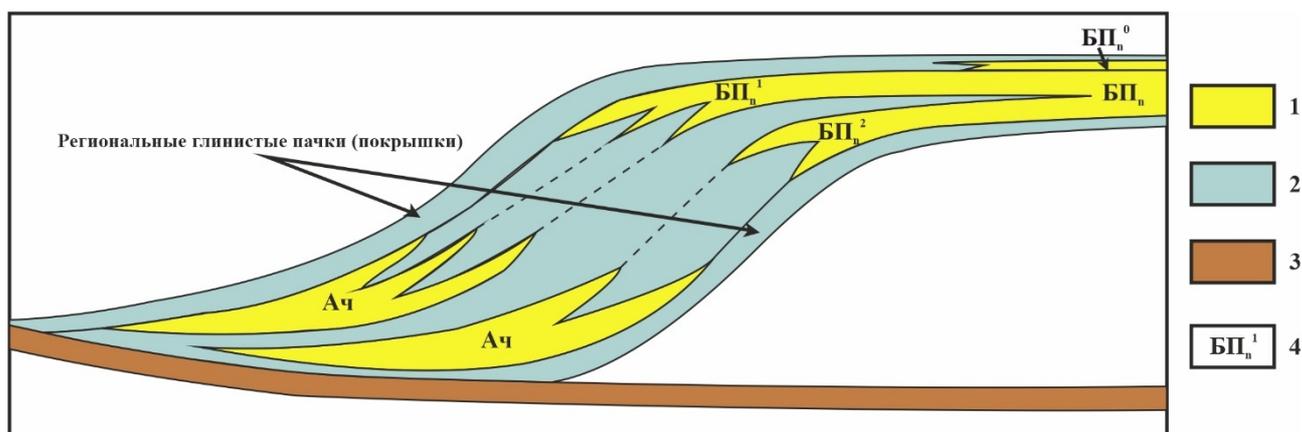


Рисунок 1.6 Модель строения клиноформных отложений неокома по [3]

1 – песчано-алевритовые отложения, 2 – глины, 3 – битуминозные отложения баженовской свиты и её аналогов, 4 – аббревиатура пласта, n – индекс продуктивного горизонта

Перейдём к более детальному рассмотрению литолого-стратиграфической характеристики свит, формирующих изучаемый нефтегазоносный комплекс.

Сортымская свита (K_{1br-v})

К неокомскому НГК относится валанжинская часть сортымской свиты (Рис. 1.4), представленная песчано-алевролитовой толщей с подчиненными прослоями аргиллитов, залегающая над пачкой аргиллитов невыдержанной мощности, являющейся крышкой ачимовского НГК. К толще приурочены продуктивные пласты БП₇ – БП₁₂.

Песчаники светло- и темно-серые, мелко- и среднезернистые, кварц-полевошпатовые и полимиктовые, обладающие карбонатным и глинисто-карбонатным цементом. Слоистость разнообразных типов. Алевролиты серые и темно-серые, мелко- и крупнозернистые, плотные, глинистые; встречаются прослои известковых и углисто-глинистых разностей. Отмечен растительный детрит.

Разрез сортымской свиты венчается чеускинской глинистой пачкой, представленной серыми и темно-серыми аргиллитами, алевролитистыми и тонко отмученными, слюдистыми. Встречаются единичные прослои серых песчаников. На месторождении чеускинской глины, обычно являющаяся реперным горизонтом на месторождениях севера Западной Сибири, в результате формирования в условиях лагуны опесчанивается, и по данным ГИС выделяется плохо. На соседних восточных площадях чеускинская глина прослеживается в кровле пласта БП₇. На Еты-Пуровском месторождении в кровле пласта БП₁₂ прослеживается мощная (до 45 м) асомкинская пачка глин, являющаяся на месторождении надежным зональным репером.

Полная мощность сортымской свиты варьируется от 729 до 751 м, отложений, относимых к неокомскому НГК составляет порядка 400 м.

Тангаловская свита (K_{1g}+K_{1br}+K_{1a})

Отложения тангаловской свиты имеют готтерив-баррем-аптский возраст (к неокомскому НГК относятся готтерив-барремские отложения) и подразделяются на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя подсвита состоит из двух пачек. В нижней пачке наблюдается чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов, верхняя пачка представлена аргиллитами. Песчаники и алевролиты серые и светло-серые, тонко, и мелкозернистые, полимиктовые, иногда слюдистые. Цемент глинистый, прослоями карбонатный. Характерно присутствие обугленного растительного детрита. Аргиллиты серые и темно-серые, местами алевролитистые,

трещиноватые и оскольчатые, с обугленным растительным детритом, с углистыми, частично пиритизированными прослойками. К отложениям нижней подсвиты приурочен пласт БП₅.

Средняя подсвита представлена глинами, участками аргиллитами, которые чередуются с песчаниками и алевролитами. Аргиллиты серые, иногда зеленовато-серые, алевритистые, плитчатые и комковатые. Песчаники и алевролиты, светло-серые и серые, мелко- и среднезернистые, слюдистые, с глинистым и карбонатным цементом. Присутствуют обугленный растительный детрит, отпечатки флоры. К отложениям средней подсвиты мощностью 120 - 140 м приурочены пласты БП₁ – БП₄.

Отложения *верхней подсвиты* представлены чередующимися глинами, песчаниками и глинистыми алевролитами. Цвет пород серый, зеленовато-серый и светло-серый. Глины алевритистые, иногда комковатые; песчаники средне-, мелко- и тонкозернистые, слюдистые. Цемент глинистый, карбонатный и карбонатно-глинистый. Наблюдаются отпечатки флоры. К неокомскому НГК относится основание верхнетангаловской подсвиты, в которой выделяются пласты АП₇ – АП₁₁.

Общая мощность тангаловской свиты до 520 м, мощность отложений, относимых к неокомскому НГК составляет около 300 м [15].

1.3. Нефтегазоносность Еты-Пуровского месторождения и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.

Как уже было отмечено выше, на месторождении в рамках неокомского нефтегазоносного комплекса продуктивными являются группы пластов АП₇₋₁₁, БП₁₋₆, БП₇₋₁₁ и пласт БП₁₂. Средние по месторождению эффективные нефтегазонасыщенные мощности данных пластов приведены в таблице:

Таблица 1.1.

Средние по Еты-Пуровскому НГКМ эффективные нефтегазонасыщенные мощности продуктивных пластов неокомского НГК [15]

Группа пластов	АП ₇₋₁₁	БП ₁₋₆	БП ₇₋₁₁	БП ₁₂
Мощность, м	12.8	14.2	21.7	18.0

Рассмотрим фильтрационно-емкостные характеристики изучаемых пластов, определяемые по результатам петрофизических исследований керна.

Группа пластов АП₇₋₁₁

Согласно результатам гранулометрического анализа в породах пластов АП7-11 преобладает песчаная фракция – в среднем 54,4 %, алевритовая фракция составляет в среднем 40,3 %. Глинистость в образцах составляет от 2,4 % до 12,4 % со средним значением 5,9 %. Содержание карбонатов в пластах группы АП незначительно - в среднем 4,1 %.

Объемная плотность $\delta_{\text{п}}$ образцов пород данных пластов изменяется в пределах от 1,87 до 2,65 г/см³ со средним значением для коллекторов равным $\delta_{\text{п}} = 2,06$ г/см³. Минеральная плотность $\delta_{\text{м}}$ образцов пород АП7-11 изменяется в пределах от 2,48 до 2,78 г/см³ со средним значением для коллекторов $\delta_{\text{м}} = 2,66$ г/см³.

Распределение параметров ФЕС группы пластов АП7-11 на северном и южном куполе представлены на Рис. 1.7.

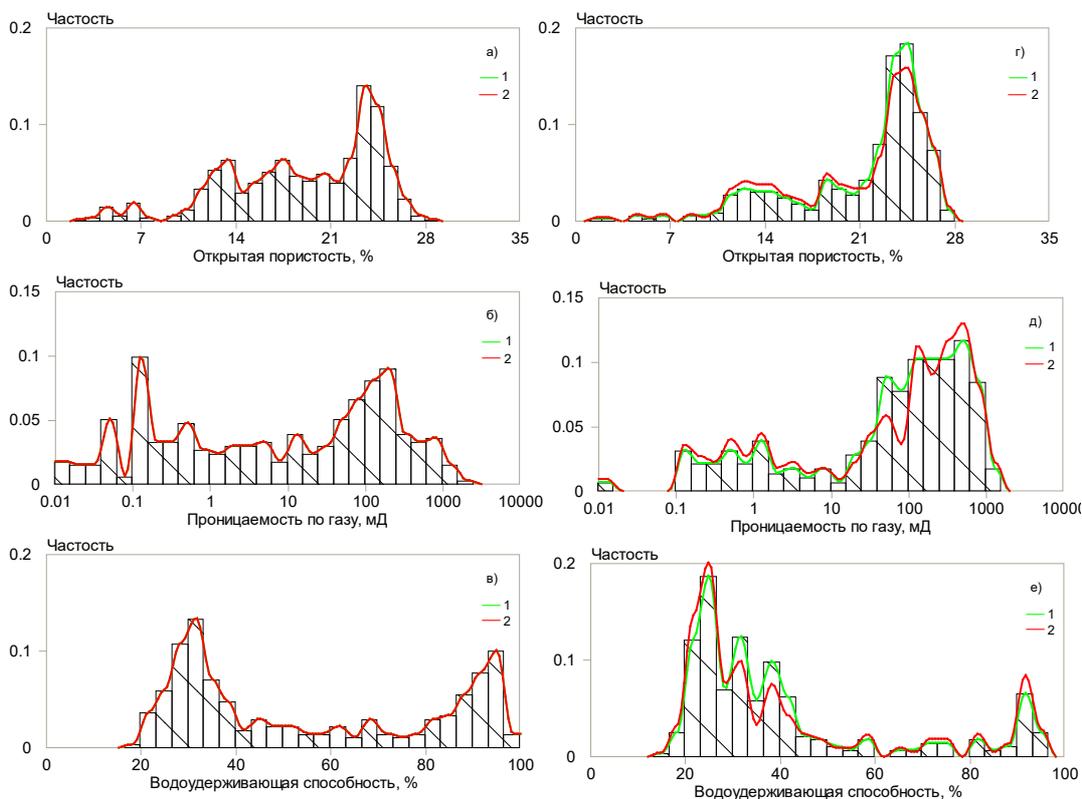


Рисунок 1.7 Фильтрационно-емкостные свойства группы пластов АП7-11 [15]

Среднее значение коэффициента открытой пористости $K_{\text{п}}$ коллекторов по керну: северный купол – 23,6 %, южный купол – 23,8 %.

Среднее значение коэффициента абсолютной проницаемости $K_{\text{пр}}$ коллекторов северного купола – 99 мД, южного купола – 159 мД.

В коллекторах среднее значение коэффициента водоудерживающей способности $K_{\text{вс}}$ составило для северного купола – 40,1 %, для южного купола – 36,7 %. При этом, минимальное значение $K_{\text{вс}}$ в пластах группы АП7-11 равно 16,5 – 19,8 %, что может быть обоснованием получения предельного нефтегазонасыщения, равного 80 – 83 %.

Группа пластов БП₁₋₁₂

По результатам гранулометрического анализа в породах пластов БП₁₋₁₂ песчаная и алевритовая фракции находятся практически в равных соотношениях: песчаная фракция – в среднем 45,4 %, алевритовая фракция – в среднем 47,2 %. Глинистость в образцах меняется от 1,4 % до 28,7 % со средним значением 6,9 %. Карбонатность в коллекторах пластов группы БП₁₋₁₂ не превышает 6,5 % и в среднем составляет 2,7 %.

Объемная плотность $\delta_{\text{п}}$ образцов пород БП₁₋₁₂ изменяется в пределах от 1,66 до 2,72 г/см³ со средним значением для коллекторов равным $\delta_{\text{п}} = 2,14$ г/см³. Значения минеральной плотности по данным керна составляют: $\delta_{\text{м}} = 2,06 - 2,76$ г/см³ со средним значением 2,66 г/см³.

Распределение параметров ФЕС группы пластов БП₁₋₁₂ на северном и южном куполе представлены на Рис. 1.8.

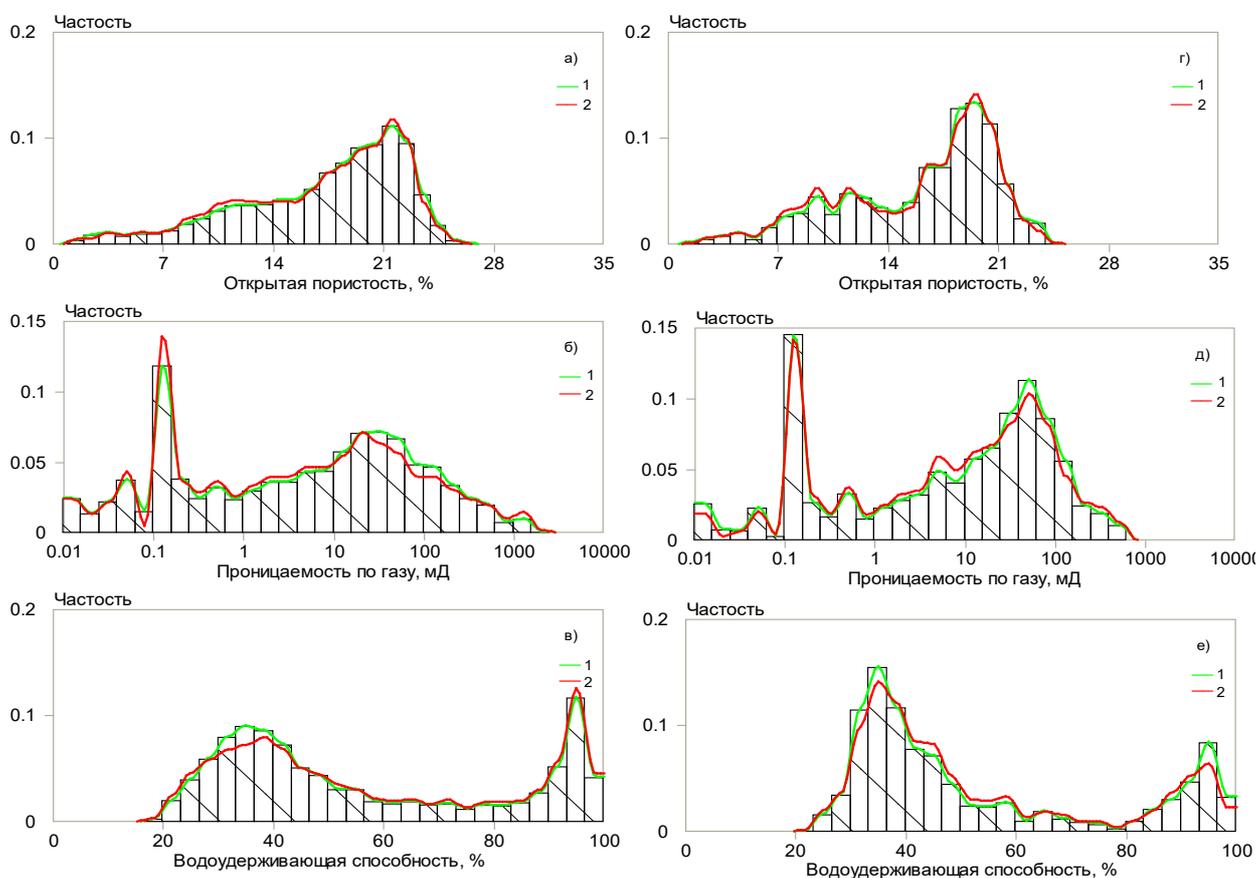


Рисунок 1.8 Фильтрационно-емкостные свойства группы пластов БП₁₋₁₂ [15]

Среднее значение коэффициента открытой пористости $K_{\text{п}}$ коллекторов по керну: для северного купола – 20,6 %, для южного – 19,4 %.

Среднее значение коэффициента абсолютной проницаемости $K_{\text{пр}}$ по северному куполу составило 61 мД, по южному куполу – 40 мД.

При этом отмечается, что не смотря на наличие достаточно высоких значений проницаемости по отдельным образцам, в среднем фильтрационные свойства пластов БП₁₋₁₂ по данным керна невысоки.

В коллекторах среднее значение коэффициента водоудерживающей способности $K_{вс}$ по северному куполу – 40,1 %, по южному – 43,2 %. Минимальное значение $K_{вс}$ в пластах группы БП₁₋₁₂ равно 17,1 %, что может быть обоснованием получения предельного нефтегазонасыщения, равного 82,9 %.

2. МЕТОДЫ КАРОТАЖА, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ ИЗУЧЕНИИ КОЛЛЕКТОРОВ НА ЕТЫ-ПУРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1. Каротаж самопроизвольной поляризации (ПС)

Каротаж самопроизвольной поляризации (ПС) основан на измерении естественных электрических полей, которые возникают в результате процессов диффузии, фильтрации, окислительно-восстановительных реакций.

Под диффузионным потенциалом понимается ЭДС, образуемая между растворами различной минерализации в результате диффузии солей из более концентрированного раствора в менее концентрированный. Выделяют свободный диффузионный и диффузионно-адсорбционный (мембранный) потенциалы. Свободный диффузионный потенциал образуется при непосредственном контакте водных растворов солей. Его величина в случае контакта растворов одной и той же соли различной концентрации определяется формулой Нернста:

$$E_c = k_c \lg \frac{C_1}{C_2}, \quad (2.1)$$

где: E_c – свободный диффузионный потенциал;

k_c – коэффициент свободного диффузионного потенциала;

C_1 – концентрация более концентрированного раствора;

C_2 – концентрация раствора меньшей концентрации.

При непосредственном контакте растворов хлорида натрия, зная, что $k_c = -11,6$ мВ, а также тот факт, что концентрации растворов $NaCl$ приблизительно обратно пропорциональны их удельному сопротивлению, получим:

$$E_c = -11,6 \lg \frac{\rho_\phi}{\rho_s}, \quad (2.2)$$

где: ρ_ϕ – удельное сопротивление фильтрата бурового раствора;

ρ_s – удельное сопротивление пластовой воды.

Диффузионно-адсорбционный (мембранный) потенциал образуется, когда два раствора соли различной концентрации разделены перегородкой (мембраной) из горной породы. Наибольшее влияние на данный потенциал оказывают глинистые породы, на поверхности которых хорошо адсорбируются ионы с одного знака, чаще всего анионы. Оценить величину мембранного диффузионного потенциала можно по формуле:

$$E_m = k_m \lg \frac{\rho_\phi}{\rho_s}, \quad (2.3)$$

где: E_m – мембранный диффузионный потенциал;

k_m – коэффициент мембранного диффузионного потенциала, в случае $NaCl$, равен 58 мВ.

Таким образом на контактах горных пород и скважины возникают два вида диффузионного потенциала (свободный и мембранный), сохраняющие своё постоянство при

отсутствии тока в цепи, включающей данные потенциалы. Поэтому суммарная аномалия ПС называется статической и вычисляется по формуле:

$$E_s = E_c - E_m = (k_m - k_c) \lg \frac{\rho_\phi}{\rho_b} = K_{ПС} \lg \frac{\rho_\phi}{\rho_b}, \quad (2.4)$$

где: E_s – статическая аномалия ПС;

$K_{ПС}$ – коэффициент аномалий ПС.

Подставим максимальные значения E_m и E_c для $NaCl$ в формулу (2.4):

$$E_s^{max} = (58 - (-11,6)) \lg \frac{\rho_\phi}{\rho_b} = 69,6 \lg \frac{\rho_\phi}{\rho_b}, \quad (2.5)$$

В общем случае коэффициент аномалий ПС, в зависимости от коэффициента глинистости горных пород, изменяется в пределах от 0 до 69,6 мВ. Учитывая, что обычно минерализация пластовых вод больше, чем бурового раствора и аномалия ПС имеет отрицательный знак (аномалия отсчитывается от линии глин), формула (2.5) записывается с отрицательным знаком:

$$E_s^{max} = - 69,6 \lg \frac{\rho_\phi}{\rho_b}, \quad (2.6)$$

Фильтрационный потенциал связан с капиллярными явлениями и пропорционален давлению на раствор соли и удельному сопротивлению данного раствора. Анионы более активно адсорбируются минеральными частицами, слагающими горную породу, поэтому переносятся катионы, обладающие положительным зарядом, следовательно, в области пониженного давления увеличивается концентрация положительного заряда. При бурении давление бурового раствора превышает пластовое, поэтому фильтрационный потенциал будет иметь отрицательный знак заряда со стороны избыточного давления (со стороны скважины).

Окислительно-восстановительный потенциал возникает в горных породах, содержащих минералы с электронной проводимостью, при контакте которых с раствором электролита происходит химическая реакция окисления или восстановления вещества.

При проведении ГИС можно измерять как ПС, используя один электрод находящийся в скважине, а один на поверхности земли в системе с компенсатором поляризации, так и градиент ПС, когда оба электрода будут находиться в скважине. При измерении невозможно определить нулевую линию, поэтому указывается только масштаб записи в мВ. Нулевая линия определяется при интерпретации по значениям ПС напротив глин – данная линия называется линией глин, которая может быть как вертикальной, так и наклонной. Уже относительно линии глин отсчитывают аномалии ПС. Принципиальная схема измерений приведена на Рис. 2.1.

Расчёт кривых ПС против одной границы раздела, при условии что удельное электрическое сопротивление пород значительно превышает сопротивление бурового раствора, позволяет получить теоретические кривые для пластов ограниченной мощности (мощность пласта менее 5 диаметров скважины), через суммирование потенциалов, создаваемых верхним и нижним разделом по отдельности (Рис. 2.2).

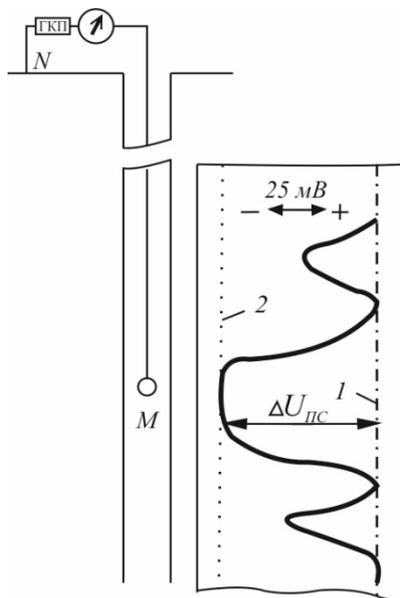


Рисунок 2.1 Принципиальная схема регистрации аномалий ПС и диаграмма ПС
 1 – линия глин, $\Delta U_{ПС}$ - аномалия ПС относительно линии глин, 2 – линия максимального отклонения $\Delta U_{ПС}$ от линии глин, ГКП – градуированный компенсатор поляризации [2].

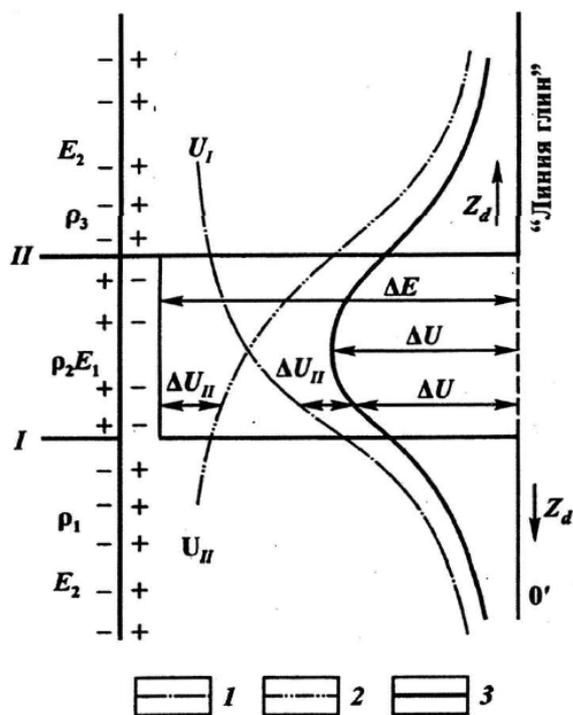


Рисунок 2.2 Теоретические кривые ПС против пласта ограниченной мощности [7]

Кривые $U_{ПС}$: 1,2 – против границ I и II соответственно, 3 – против пласта

В случае выполнения условия, что удельное сопротивление фильтрата бурового раствора (ФБР) будет больше, чем у пластовых вод, положительные аномалии будут характерны аргиллитам и сильно глинистым алевролитам, отрицательные – песчаникам, плотные карбонатизированные песчаники могут иметь как отрицательную аномалию, так и положительную в зависимости от их глинистости и пористости.

Метод ПС используется для литологического расчленения терригенных и карбонатных разрезов с разделением пород по глинистости, корреляции разрезов скважин, определения границ пластов, выделения пластов-коллекторов (метод особенно эффективен при исследовании терригенных комплексов и выделении песчаных коллекторов), определения минерализации пластовых вод в неглинистых песчаных и карбонатных коллекторах, определения глинистости, пористости, проницаемости коллектора [2,5,7]. Однако, метод плохо применим в случае бурения с использованием плохо проводящих буровых растворах (на нефтяной основе, полимер-карбонатных).

На Еты-Пуровском месторождении метод ПС применяется в рамках стандартного электрического каротажа, который, помимо ПС, также включает в себя каротаж сопротивлений (КС), используемый масштаб глубин 1:500, 1:200.

2.2. Каротаж сопротивлений (КС), боковое каротажное зондирование (БКЗ) и боковой каротаж (БК)

Каротаж сопротивлений (КС) – метод каротажа, основанный на изучении удельного электрического сопротивления горных пород, пересекаемых скважиной, на постоянном токе с использованием зондов, содержащих токовые (питающие) и измерительные (приёмные) электроды. Обычно каротаж сопротивлений проводят потенциал-зондами (ПЗ) или градиент-зондами (ГЗ) (Рис. 2.3) [9].

Градиент-зондом называется зонд, у которого сближены парные (питающие A и B или приёмные M и N) электроды ($\rho_k \sim grad U$), потенциал-зондом – зонд, у которого сближены непарные электроды ($\rho_k \sim U$).

Точка записи O (точка зонда, к которой относятся результаты измерения) располагается посередине между сближенными электродами, у градиент-зонда между парными, а у потенциал-зонда – между непарными электродами.

Зонды, у которых парные электроды располагаются выше непарного, называются обращенными (кровельными) зондами, а те, у которых парные ниже непарного – последовательными (подошвенными). Зонды, имеющие одним питающий электрод, называются однополюсными или зондами прямого питания, а зонды с двумя питающими электродами – двухполюсными или зондами взаимного питания.

Длиной зонда L для градиент-зонда является расстояние от удаленного электрода до середины расстояния между сближенными; у потенциал-зонда – расстояние между сближенными электродами [10].

Теоретические кривые для градиент-зонда и потенциал-зонда приведены на Рис. 2.4.

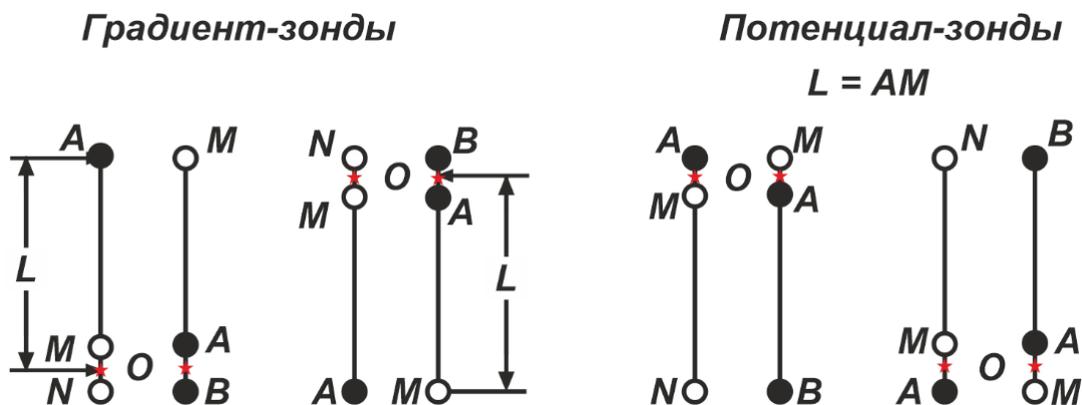


Рисунок 2.3 Зонды каротажа сопротивлений (КС)

Необходимые пояснения к рисунку даны в тексте

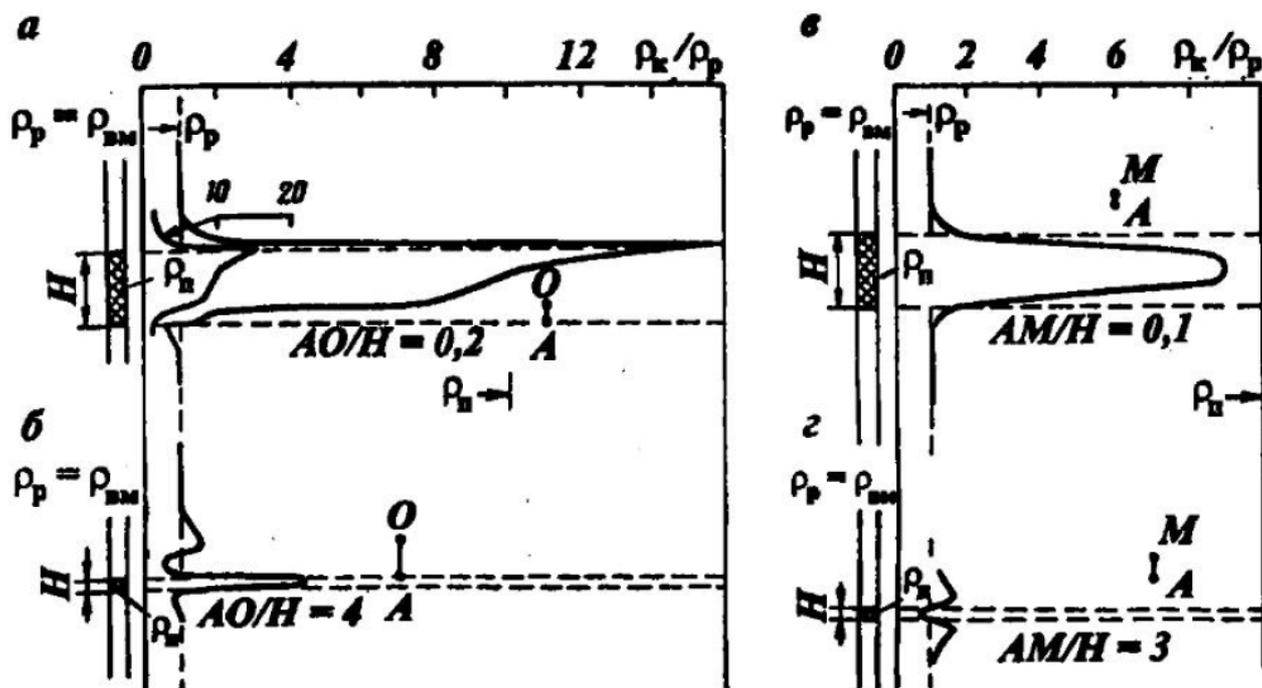


Рисунок 2.4 Кривые кажущегося сопротивления против высокоомных пластов различной мощности для обращенного градиент-зонда и потенциал-зонда [11].

Обращенный градиент-зонд: а) – пласт большой мощности ($h = 5L$), б) – пласт малой мощности ($h = 0,25L$); потенциал-зонд: в) – пласт большой мощности ($h = 10L$), г) – пласт малой мощности ($h = 0,3L$).

Измеряемой величиной является кажущееся сопротивление пласта, которое представляет из себя удельное сопротивление однородной среды, в которой показания используемого зонда такие же, как и в реальной неоднородной среде. Кажущееся сопротивление определяется по следующей формуле:

$$\rho_k = k \frac{\Delta U}{J_0}, \quad (2.7)$$

где: ΔU – измеряемая разность потенциалов между приёмным электродом М зонда и удалённым электродом N, находящемся на поверхности;

J_0 – сила тока, пропускаемая через основной питающий электрод;

k – коэффициент зонда, зависящий от его геометрических размеров.

Сведения об удельном электрическом сопротивлении горных пород, получаемые по данным КС, позволяют производить литологическое расчленение разреза и определение мощности пластов, определение характера насыщения и оценку степени их водонасыщенности [5,7,9].

Метод *бокового каротажного зондирования (БКЗ)* основан на измерении кажущегося сопротивления ρ_k комплектом однотипных зондов с целью определения удельного электрического сопротивления пород $\rho_{\text{п}}$ с учётом влияния скважины, заполненной буровым раствором, и его проникновения в процессе бурения в продуктивный пласт.

В методе используются зонды каротажа сопротивлений.

Для учёта влияния скважины на зонды КС решается задача о поле точечного источника в цилиндрическом пространстве скважины. В результате решения данной задачи получено следующее выражение для градиент-зонда [9]:

$$\rho_k^{\text{ГЗ}} = \rho_c \left[1 + \frac{2L'}{\pi} \int_0^\infty m C(m) \sin(mL') dm \right], \quad (2.6)$$

где: ρ_c – удельное сопротивление бурового раствора, которым заполнена скважина;

$L' = L/r_c$;

r_c – радиус скважины;

$C(m) = f(\rho_{\text{п}}/\rho_c, \rho_{\text{зп}}/\rho_c)$;

$\rho_{\text{зп}}$ – сопротивление зоны проникновения бурового раствора.

Анализируя приведённую формулу для ρ_k можно увидеть, что значения ρ_k являются функцией $\rho_k = f(\rho_{\text{п}}, \rho_c, \rho_{\text{зп}}, L' = L/r_c)$, при этом, при $L' \rightarrow 0$ $\rho_k \rightarrow \rho_c$, а при $L' \rightarrow \infty$ $\rho_k \rightarrow \rho_{\text{п}}$. Из этого можно сделать вывод, что измеряя ρ_k зондами всё возрастающей длины можно избавиться от искажающего влияния скважины и определить истинное сопротивление пласта $\rho_{\text{п}}$, на чём и основан метод бокового каротажного зондирования.

Маркировка зондов осуществляется указанием буквенных обозначений используемых электродов (сверху вниз) и расстояния между ними в метрах. Метод БКЗ на

Еты-Пуровском месторождении реализуется с применением следующего комплекта градиент-зондов: последовательные GZ1 ($A_0, 4M_0, 25N$), GZ2 ($A_1M_0, 25$), GZ3 ($A_2M_0, 5N$), GZ4 ($A_4M_0, 5N$), GZ5 (A_8M_1N) и обращённый GZ7 ($N_0, 5M_2A$), который вводится для более чёткой отбивки кровли пластов.

Интерпретация кривых БКЗ осуществляется с использованием специальных палеток, на которых сравнивают фактические кривые с расчётными.

Полученное в результате БКЗ удельное сопротивление горных пород используется для определения характера насыщения и расчёта коэффициентов водо- и нефтегазонасыщенности (методики определения которых будут приведены в главе 3).

Недостатком метода КС является существенное шунтирующее влияние скважины при высоком удельном сопротивлении пород $\rho_{п}/\rho_{с} > 200$ и снижение точности исследования за счёт влияния вмещающих пород при $\rho_{п}/\rho_{вм} > 20$. Данный недостаток может быть минимизирован или практически полностью нивелирован при использовании электрических методов каротажа с фокусировкой тока.

Использование метода *бокового каротажа (БК)* ставит под собой цель определение удельного сопротивления пласта с устранением ранее перечисленных недостатков КС, связанных с влиянием бурового раствора, заполняющего скважину, и вмещающих изучаемые пласты пород.

Указанная цель решается путём использования зондов, помимо основного питающего электрода дополнительных экранирующих (фокусирующих) электродов, потенциалы которых автоматизировано фокусируют ток основного электрода перпендикулярно оси скважины, что позволяет минимизировать влияние скважины (бурового раствора, её заполняющего), вмещающих пород и ограниченной мощности пласта на измеряемую величину кажущегося сопротивления.

Одним из применяемых зондов является семиэлектродный зонд БК (Рис. 2.5), который состоит из основного питающего электрода A_0 ; экранирующих электродов A_1 и A_2 , соединённых между собой; приёмных электродов M_1, M_2, N_1, N_2 , соединённых между собой, как показано на Рис. 8, а также удалённого приёмного электрода N , расположенного на поверхности; длиной зонда L называется расстояние между серединами интервалов M_1N_1 и M_2N_2 , а общей длиной зонда $L_{общ}$ является расстояние между крайними питающими электродами A_1 и A_2 . Помимо семиэлектродного зонда применяются девятиэлектродный зонд, содержащий 2 дополнительных питающих «следящих» электрода с целью исследования ближней зоны пласта, а также трёхэлектродный зонд, состоящий из 3-х питающих электродов. Теоретические кривые против пластов различной мощности для семиэлектродного зонда приведены на Рис. 2.6.

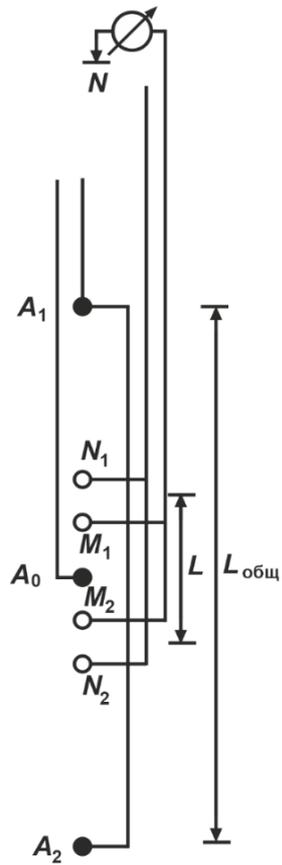


Рисунок 2.5 Семиэлектродный зонд бокового каротажа [9]

Необходимые пояснения к рисунку даны ранее в тексте.

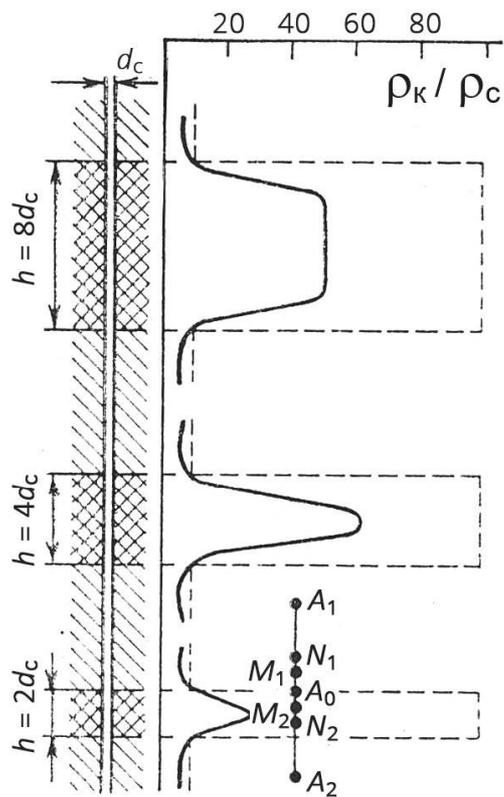


Рисунок 2.6 Теоретические кривые для семиэлектродного зонда БК [9]

Боковой каротаж применяется для литологического расчленения разреза и выделения интервалов коллекторов, позволяет определять характер насыщения пласта-коллектора, изучать условия осадконакопления исследуемых толщ [9,10,11,12,13].

2.3. Индукционный каротаж (ИК) и высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ)

Индукционный каротаж (ИК) – это метод исследования сопротивления разреза, заключающийся в измерении кажущейся электропроводности горных пород, которое основано на явлении электромагнитной индукции. В генераторной катушке индуктивности, в результате пропускания через неё высокочастотного переменного тока, возбуждается переменное магнитное поле, которое обладает свойством распространения в жидкостях любого типа, а также атмосферном воздухе и природном газе. Данное поле будет создавать вторичные переменные токи в проводящих пластах, которые будут индуцировать в горных породах переменные магнитные поля, сигнал от которых регистрируется приёмной катушкой. Принцип работы и устройство зонда индукционного каротажа приведены на Рис. 2.7.

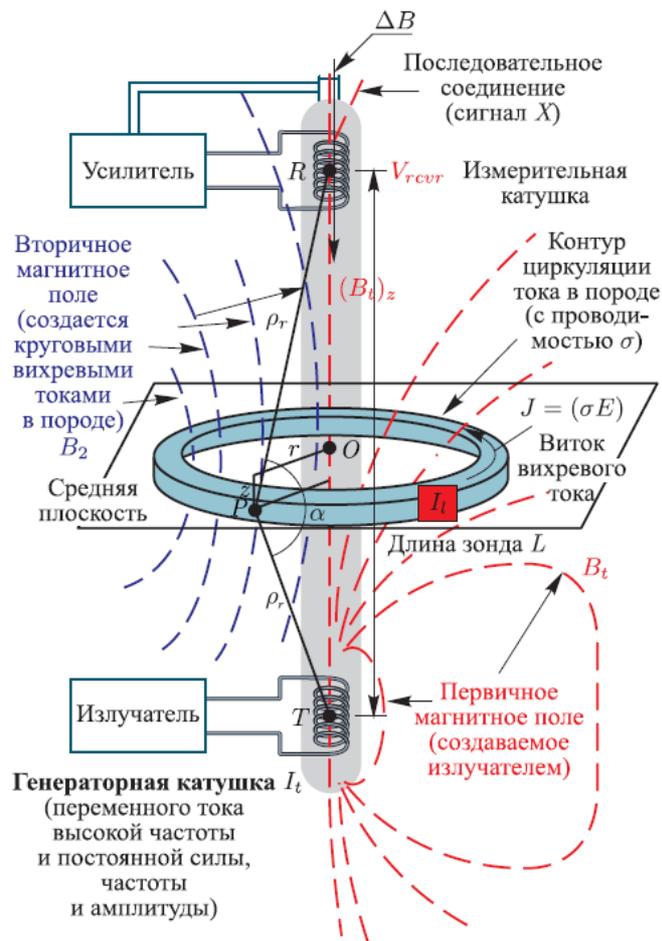


Рисунок 2.7 Принцип работы зонда индукционного каротажа [12]

Необходимые пояснения даны на рисунке

Данный сигнал регистрируется как активная часть ЭДС приёмной катушки $E_{и}$, которая прямо пропорциональна кажущейся проводимости $\sigma_{к}$ и коэффициенту индукционного зонда $K_{и}$:

$$E_{и} = gK_{и}\sigma_{к}, \quad (2.8)$$

$$K_{и} = -\pi f^2 \mu_0^2 n_{г} S_{г} n_{п} S_{п} J_{г} / L_{и}, \quad (2.9)$$

где: g – геометрический фактор элементарной петли, поскольку 90% сигнала зонда ИК получается при радиусе исследования $r = 5L_{и}$ можно принять его равным 1;

$K_{и}$ – коэффициент зонда, зависящий от следующих параметров:

f – частота тока, питающего генераторную катушку;

μ_0 – магнитная постоянная;

$n_{г}, n_{п}$ – число витков генераторной и приёмной катушек соответственно;

$S_{г}, S_{п}$ – площадь витков генераторной и приёмной катушек соответственно;

$J_{г}$ – сила тока на генераторной катушке;

$L_{и}$ – длина индукционного зонда.

$\sigma_{к}$ – кажущаяся электропроводность, мСм/м.

Электропроводность $\sigma_{к}$ является обратной величиной относительно кажущегося сопротивления:

$$\rho_{к} = \frac{1}{\sigma_{к}} \quad (2.10)$$

Поскольку величина кажущегося сопротивления обуславливается, помимо истинного удельного сопротивления пласта, сопротивлением ПЖ, промытой зоны и вмещающих пород, дополнительно в состав зонда могут быть включены фокусирующие генераторные и измерительные катушки. Фокусирующие катушки улучшают радиальную и вертикальную характеристики зонда (Рис. 2.8).

Метод ИК применим при бурении скважин на непроводящих электрический ток полимерно-карбонатных и нефтяных буровых растворах. Также есть возможность применения метода при исследовании скважин с обсаженным стволом, при использовании полимерных труб. Глубинность метода позволяет изучать удельное сопротивление пласта, не изменённого зоной проникновения. Метод ИК позволяет проводить литологическое расчленение разреза, определение характера насыщения и расчёта коэффициентов водо- и нефтегазонасыщенности, отбивку контактов, при этом благоприятными условиями для проведения ИК являются $\rho_{п} < 50 - 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ [9,11,12].

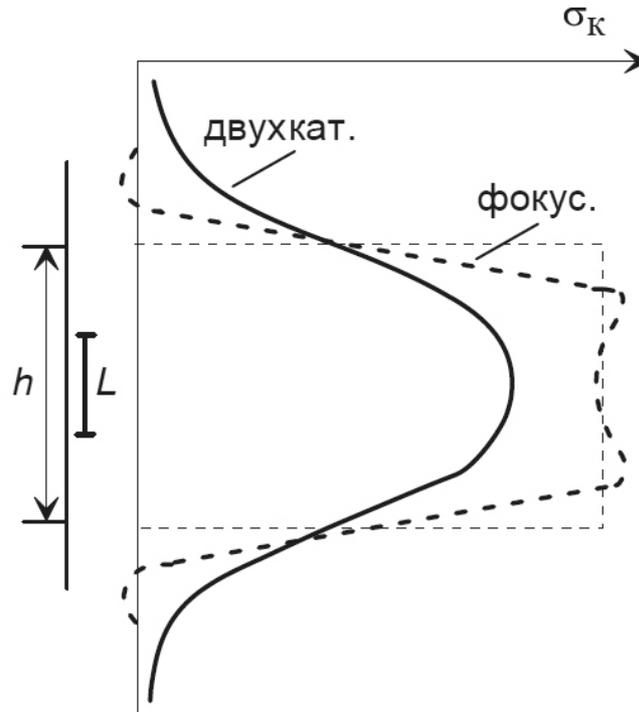


Рисунок 2.8 Теоретические кривые ИК двухкатушечного и фокусирующего зондов ИК для пласта ограниченной мощности [9]

В методе *высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ)* производится возбуждение и регистрация индуцированного электромагнитного поля системой из 5 трёхкатушечных (одна генераторная и 2 приёмных) индукционных зондов. Этот метод по своей сути является индукционным аналогом метода БКЗ.

Измеряемой величиной является разность фаз $\Delta\varphi$ в приёмных катушках, по которой определяется $\rho_k = f(\Delta\varphi)$. Под изопараметричностью зондирования подразумевается сохранение одинаковых показаний всех зондов ВИКИЗ в одной и той же среде с постоянным значением электропроводности, что выполняется за счёт электродинамического и геометрического подобия зондов:

$$\begin{cases} \Delta L/L = const \\ f \cdot L^2 = const \end{cases} \quad (2.11)$$

где: L – длина зонда, м;

ΔL – база зонда (расстояние между приёмными катушками);

f – рабочая частота, Гц.

Типы зондов ВИКИЗ приведены в таблице 2.1. Как можем видеть из Табл. 2.1, наименьшая длина зонда ВИКИЗ 0,5 м, а наибольшая 2,0 м, при этом дальняя измерительная катушка одного зонда является ближней катушкой смежного зонда.

Таблица 2.1 Типы зондов ВИКИЗ

Схема зонда	Обозначение		Длина L , м	База зонда ΔL , м	Частота f , МГц
$I_2 0,10 I_1 0,40 \Gamma_1$	ЗФ0.5	R05	0.5	0.1	14
$I_3 0,14 I_2 0,57 \Gamma_2$	ЗФ0.7	R07	0.71	0.14	7
$I_4 0,20 I_3 0,80 \Gamma_3$	ЗФ1.0	R10	1	0.2	3.5
$I_5 0,28 I_4 1,13 \Gamma_4$	ЗФ1.41	R14	1.41	0.28	1.75
$I_6 0,40 I_5 1,60 \Gamma_5$	ЗФ2.0	R20	2	0.4	0.875

За счёт различной длины зондов, они имеют различную глубинность, поэтому получаемые данные позволяют выполнять зондирование в радиальном направлении и детально изучать зону проникновения ПЖ. Метод ВИКИЗ, аналогично БКЗ, применяется для литологического расчленения разреза, качественной и количественной интерпретации насыщения пластов. Неблагоприятными условиями проведения ВИКИЗ является наличие сильно проводящего бурового раствора и искажение показаний коротких зондов в высокоомных пластах [9,10,11].

2.4. Микрозондирование

Метод микрозондирования заключается в исследовании удельного электрического сопротивления пород в промытой зоне и сопротивления промывочной жидкости с помощью зондов небольшого размера (микрозондов). В качестве микрозондов используются микроградиент-зонды (МГЗ) и микро потенциал-зонды (МПЗ), а также зонды с фокусировкой тока – зонды микробокового каротажа (МБК).

Физические основы совпадают с таковыми для методов КС, БКЗ и БК, использующих полноразмерные зонды, отличается лишь аппаратура и радиус исследования. Электроды микрозондов устанавливаются на башмаке, который обеспечивает прижим зонда к стенке скважины и устранение влияния промывочной жидкости, заполняющей ствол скважины.

Микрозондирование осуществляется путём одновременной записи показаний МГЗ $A0,025M0,025N$ и МПЗ $A0,05M$ или же регистрацией кривой МБК.

На показания МПЗ и МГЗ оказывает влияние глинистая корка, которая образуется в следствии инфильтрации бурового раствора в проницаемые пласты. Данные микрозондов позволяют выделять проницаемые интервалы разреза по наличию положительного приращения показаний микропотенциал-зонда $\rho_k^{МПЗ}$ над показаниями микроградиент-зонда $\rho_k^{МГЗ}$.

Микробоковой каротаж (МБК) обладает несколько большим радиусом исследования, чем МПЗ и МГЗ, и позволяет изучать промытую зону пласта, используя двухэлектродный зонд, по своему принципу работы схожий с трёхэлектродным зондом БК. Полученные данные $\rho_k^{\text{МБК}}$ используются для выделения интервалов коллекторов путём их сравнения с данными, получаемыми по БК $\rho_k^{\text{БК}}$: в плотных породах за счёт отсутствия проникновения $\rho_k^{\text{МБК}} \approx \rho_k^{\text{БК}}$, в аргиллитах и углях при наличии каверн $\rho_k^{\text{МБК}} < \rho_k^{\text{БК}}$, в проницаемых водонасыщенных пластах $\rho_k^{\text{МБК}} > \rho_k^{\text{БК}}$, в нефтеносных $\rho_k^{\text{МБК}} < \rho_k^{\text{БК}}$. Также использование нескольких одинаковых зондов МБК в комплексе с инклинометром позволяет определять углы падения пластов.

2.5. Гамма каротаж (ГК)

Гамма каротаж (ГК) основан на регистрации естественного гамма-излучения горных пород [11]. Под естественной радиоактивностью понимается процесс самопроизвольного радиоактивного распада атомных ядер с неустойчивыми изотопами (материнские изотопы) на другие изотопы (дочерние). Распад продолжается до тех пор, пока не будет образован стабильный, т.е. нерадиоактивный, элемент.

Радиоактивность горных пород связана присутствием в них долгоживущих радиоактивных изотопов, распад которых приводит к испусканию значительного количества гамма-излучения: $K-40$, $U-238$ и $Th-232$. Содержание изотопов определяется физико-химическими условиями образования горной породы и вторичными процессами их изменения. Относительный вклад изотопов в общий поток гамма-излучения зависит как от относительной гамма-активности элемента на единицу его массы, так и от его содержания в горной породе.

Калий содержится в калиевых полевых шпатах, слюдах, второстепенных минералов, в том числе и глинистых минералов, образующихся при изменении слюды (иллит, монтмориллонит, каолинит).

Уран содержится в обломках магматических и метаморфических горных пород, содержащих такие устойчивые уран-содержащие минералы как циркон, сфен, монацит и др. Также уран, осаждающийся в восстановительных условиях среды, содержится в органическом веществе, а, следовательно, будет содержаться в каустобиолитах (угли, нефти). Пластинчатые минералы, к которым относятся глины, также способствуют осаждению урана.

Торий содержится в обломочных глинах, в песчаниках, содержащих тяжёлые устойчивые минералы (монацит, циркон, ксенотим и алланит) и в отличие от урана, торий не мигрирует в процессе диагенеза [12].

Среди осадочных горных пород пониженной радиоактивностью характеризуются хемогенные породы – ангидрит, гипс, галогениды, а также чистые кварцевые песчаники,

известняки и доломиты. Максимальной радиоактивностью обладают глины, глинистые и битуминозные сланцы, фосфориты, а также калийные соли. Из всего вышперечисленного можно сделать вывод, что радиоактивность горных пород пропорциональна содержанию в них глинистых минералов (глинистости).

В качестве детекторов используются газоразрядные (счётчики Гейгера-Мюллера), сцинтилляционные (сцинтиллятор (кристаллы NaI активированные Tl) с фотоэлектронным множителем (ФЭУ)). Результаты измерений записываются в А/кг (система СИ), мкР/час (внесистемная единица, используемая отечественными геофизиками) или в GAPI (гамма-единицы Американского института нефтяной промышленности), единице, используемой иностранными геофизиками (в частности, компанией Schlumberger). $1 \text{ мкР/ч} \approx 10 \text{ GAPI}$.

При регистрации диаграмм интенсивности излучения J наблюдаются искажения теоретически рассчитанных кривых в пластах ограниченной мощности. Пример кривых для пластов разной мощности приведен на Рис 2.9.

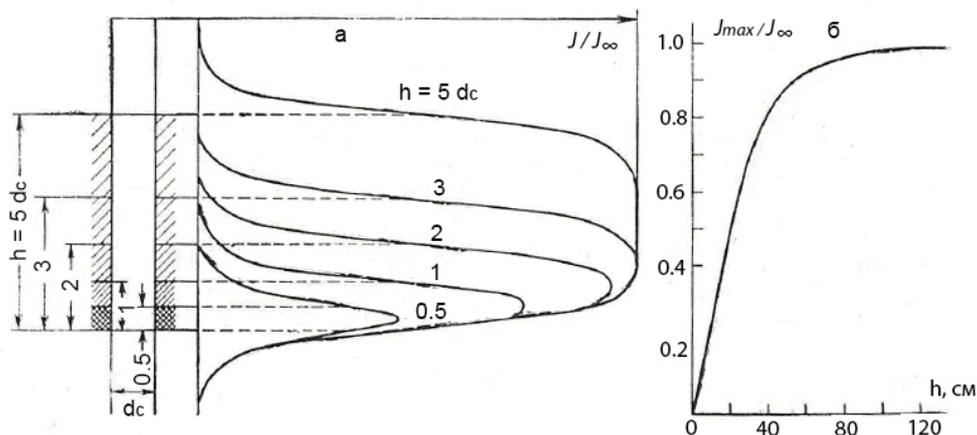


Рисунок 2.9 Кривые ГК для пластов различной мощности (а) и вертикальная характеристика зонда из $g = J_{max}/J_{\infty}$ (б) [9]

Определение значений $J_{ист}$ в пластах ограниченной мощности возможно с использованием вертикальной характеристики $g = J_{max}/J_{\infty}$ (Рис. 2.9 (б)):

$$J_{ист} = J_{max}/g \quad (2.12)$$

В связи с тем, что на форму кривой ГК влияют работа интегратора аппаратуры и скорость каротажа, это необходимо учитывать при обработке. В данные вводится поправочный коэффициент ν , определяемый по формуле:

$$\nu = \Delta J/\Delta J_{\infty} \quad (2.13)$$

где: ΔJ – регистрируемая аномалия;

ΔJ_{∞} – аномалия при большой мощности пласта либо при малой скорости перемещения зонда ГК.

Поправочный коэффициент ν является функцией от мощности пласта h , скорости перемещения скважинного прибора v , постоянной по времени интегратора τ и находится по номограммам (Рис. 2.10). Мощность пласта определяется приближённо по началу подъёма и спада кривой регистрируемого излучения (Рис. 2.11).

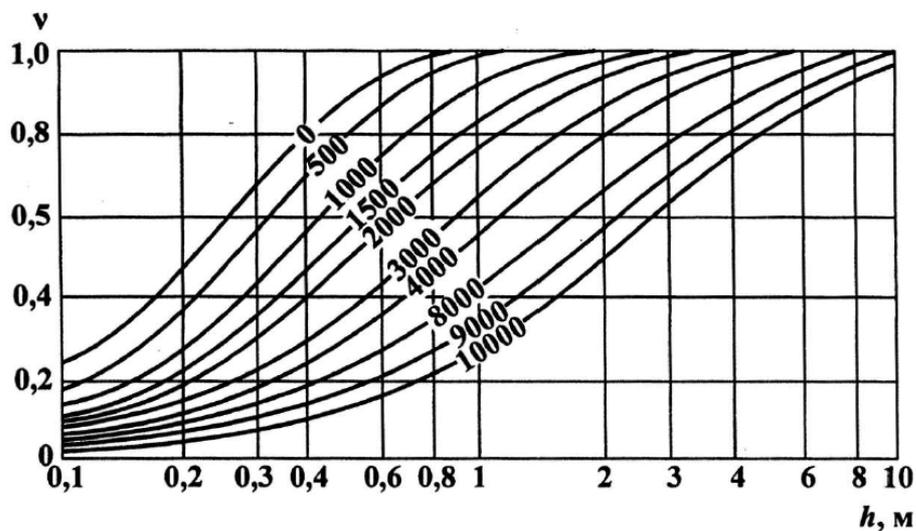


Рисунок 2.10 Кривые зависимостей $\nu = f(h)$ [7]

Шифр кривых - $v \cdot \tau$, (м/ч)*с

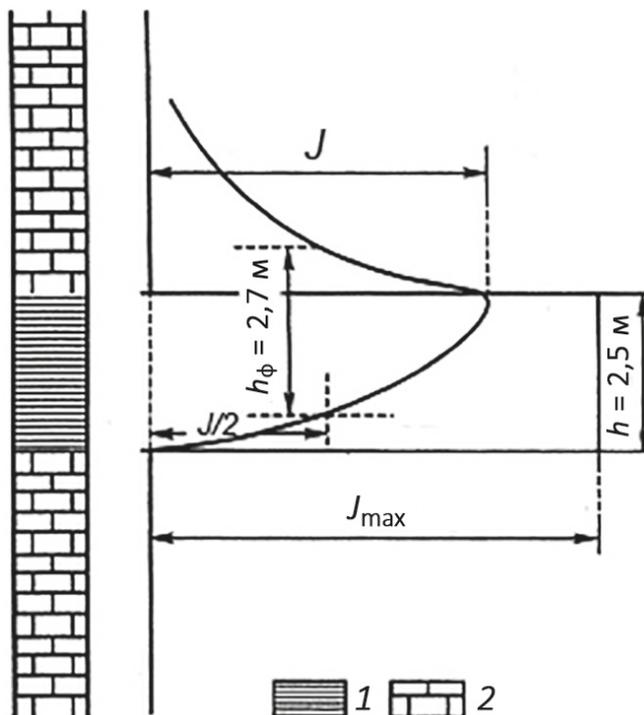


Рисунок 2.11 Форма аномалии ГК при $v = 4800$ м/ч [7,9]

1 – глина; 2 – известняк

Метод применяется для литологического расчленения разреза и выделения интервалов коллекторов, вычисления параметров коллекторов (глинистости, пористости) и

корреляции разрезов скважин, геонавигации при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин [7,9,12].

2.6. Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П)

Метод гамма-гамма каротажа (ГГК) основан на облучении горных пород гамма-квантами и измерении интенсивности рассеянного гамма-излучения. В качестве источников гамма-квантов применяются радионуклиды с энергией от нескольких десятков кэВ до 1 МэВ. В данном диапазоне энергий основными процессами взаимодействия гамма-излучения с веществом являются комптоновское рассеяние и фотоэлектрическое поглощение гамма-квантов атомами вещества. Проявление этих эффектов зависит от энергии гамма-квантов и порядкового номера химического элемента (его зарядового числа). Ослабление рассеянного гамма-излучения прямо пропорционально плотности среды и концентрации в ней тяжёлых элементов, т.е. излучение, регистрируемое детектором обратно пропорционально плотности горных пород и содержанию в них тяжёлых элементов, что видно на Рис. 2.13 [2].

В плотностной модификации гамма-гамма каротажа (ГГК-П) в качестве источников излучения используются $Co-60$ ($E_\gamma = 1,17; 1,33$ МэВ) или $Cs-137$ ($E_\gamma = 0,661$ МэВ). В скважинном приборе источник излучения отгораживается от детектора свинцовым фильтром, также сам корпус прибора изготавливается из стали, что позволяет подавить мягкую составляющую излучения и исключить влияние на детектор прямого излучения от источника. В результате регистрируется излучение с диапазоном энергий от 0,15 до 1,33 МэВ, в котором основным процессом взаимодействия гамма-излучения с веществом будет комптоновское рассеяние.

При комптоновском рассеянии макроскопическое сечение (вероятность) взаимодействия гамма-квантов зависит исключительно от электронной плотности (т.е. от количества электронов в объёме среды) вещества, с которым они взаимодействуют. Основные порообразующие элементы обладают постоянным соотношением зарядового числа к атомной массе, примерно равное 0,5. Поэтому, в данном случае, электронная плотность изучаемого вещества и коэффициент линейного ослабления гамма-излучения пропорциональны плотности вещества.

Важной характеристикой зондов ГГК является зависимость интенсивности рассеянного гамма-излучения $\Psi(\xi)$ от параметра ξ , зависящего от длины зонда L и общей плотности δ . Если рассматривать зависимость функции $\Psi(\xi)$ от изменения длины зонда L (Рис. 2.12), то с увеличением L эта функция сначала возрастает, а затем монотонно уменьшается. Рост функции соответствует доинверсионная область, постоянные значения области инверсии, спадом $\Psi(\xi)$ характеризуется заинверсионная область. Если длину зонда

L зафиксировать и считать, что наблюдается только комптоновское рассеяние, то график $\Psi(\xi)$ будет зависимостью от плотности δ .

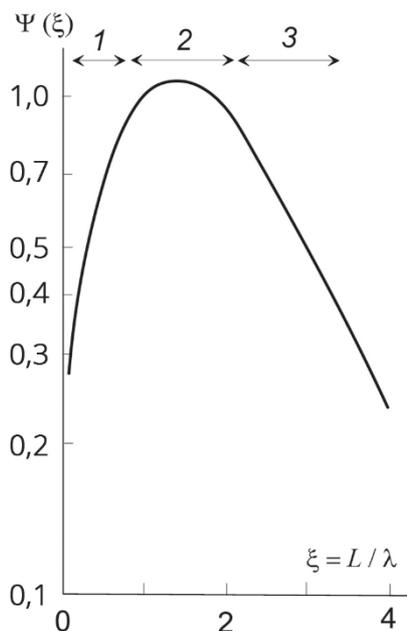


Рисунок 2.12 Функция рассеяния гамма-излучения для 2π -зонда [9]

Цифрами обозначены области:

1 – доинверсионная; 2 – инверсии; 3 - заинверсионная

В качестве детекторов в методе ГГК-П, как и при изучении естественной радиоактивности, используются газоразрядные (счётчики Гейгера-Мюллера), сцинтилляционные (сцинтиллятор (кристаллы NaI активированные Tl) + ФЭУ) и полупроводниковые детекторы излучения. В методе используются заинверсионные ($\Psi(\xi)$ – зависимость от плотности δ) 2π -зонды и 4π -зонды (с круговой геометрией), длина зонда (расстояние от источника излучения до детектора) от 20 до 50 см. Глубинность метода составляет порядка 10 см, в нефтегазовых скважинах обычно применяется в скважинах с открытым стволом, но метод также применим при металлической обсадке скважины.

Метод применяется для:

- выделения в разрезе скважины горных пород с различной плотностью (Рис. 2.13);
- литологического расчленения разреза в комплексе с другими методами ГИС;
- выделения полезных ископаемых, в случае их контрастной по отношению к вмещающим породам плотности;
- определения коэффициента пористости (подробнее будет рассмотрено в главе 3);
- изучения технического состояния (цементации) скважин;
- получение данных для расчёта акустических жёсткостей, используемых для моделирования синтетических сейсмотрасс [10,11].

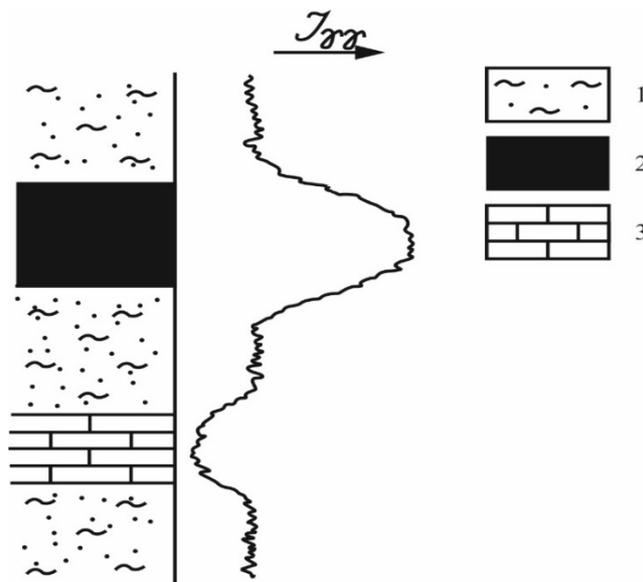


Рисунок 2.13 Аномалии на диаграмме интенсивности регистрируемого рассеянного гамма-излучения напротив пластов различной плотности [10]

1 – глинистый песчаник, 2 – уголь (низкая плотность), 3 - известняк (повышенная плотность)

Помимо плотностной модификации гамма-гамма каротажа существует селективная модификация – ГГК-С. Метод ГГК-С проводится с использованием «мягкого» гамма-излучения, характеризующимся низкой энергией квантов, и основан на явлении фотоэффекта. В данном методе используются инверсионные зонды и он позволяет определить эффективное зарядовое число химических элементов минералов, слагающих горную породу. Совместное использование ГГК-П и ГГК-С получило название литоплотностного гамма-гамма каротажа (ГГК-ЛП), и позволяет одновременно измерять плотность горных пород и эффективный атомный номер, характеризующий их состав.

2.7. Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т)

Метод нейтрон-нейтронного каротажа (ННК) основан на облучении горной породы потоком быстрых нейтронов и регистрации вторичных рассеянных нейтронов меньших энергий: надтепловых ($E_n > 0,3$ эВ) и тепловых ($E_n = 0,025$ эВ). Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам базируется на регистрации плотности потока тепловых нейтронов (достигших энергии теплового движения атомов 0,025 эВ).

Основными процессами, влияющими на показания метода, являются замедление, связанное с рассеянием на водородосодержащих элементах, и поглощение нейтронов атомами с аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов. К атомам с аномально высокими сечениями захвата тепловых нейтронов относятся хлор, бор, марганец, кадмий, ртуть, редкоземельные металлы. С точки зрения изучения нефтяных скважин наибольший интерес будет представлять хлор, входящий в состав минерализованных пластовых вод.

Измерительный зонд ННК-Т (Рис. 2.14) содержит стационарный источник нейтронов, детектор, расположенный на расстоянии, называемом длиной зонда, и фильтр (экран). В качестве источника обычно используется смесь полония и бериллия, в ходе реакции порождающая нейтрон, детектором служат пропорциональные газоразрядные счётчики (BF_3 обогащенный ^{10}B) или сцинтилляторы (ZnS активированные Cu или Ag) с ФЭУ. Фильтр выполнен из свинца и служит защитой детектора от прямого излучения источника.

Зависимость изменения плотности тепловых нейтронов n_T от расстояния r до источника для сред, характеризующихся различным водородсодержанием ω , отражена на Рис. 2.15. При малых расстояниях ($r \leq 15$ см) в доинверсионной области с увеличением ω увеличивается и n_T , на больших расстояниях ($r \geq 30$ см) в заинверсионной области, наоборот, уменьшается. Для промежуточных расстояний ($15 < r < 30$ см) наблюдается зона инверсии. На практике чаще используют заинверсионные зонды с $L \geq 30$ см.

Поэтому, при проведении ННК-Т на месторождении используют заинверсионные зонды с длиной зонда $L = 30-50$ см. Глубинность метода составляет порядка 20-30 см и его неоспоримым преимуществом является возможность проведения как в скважинах с открытым стволом, так и в обсаженных скважинах.

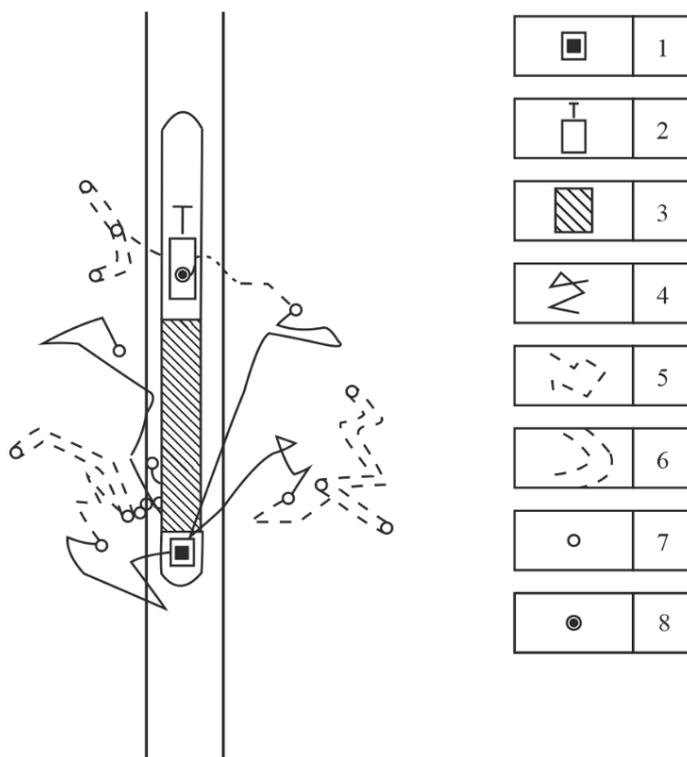


Рисунок 2.14 Схема распространения и регистрации нейтронов и гамма-квантов в ННК-Т [2]
 1 – источник нейтронов; 2 – детектор тепловых нейтронов; 3 – фильтр (экран) траектории; Траектории: 4 – быстрых (включая надтепловые) нейтронов, 5 – тепловых нейтронов, 6 – гамма-квантов; 7 – точка замедления нейтрона; 8 – регистрация излучения детектором.

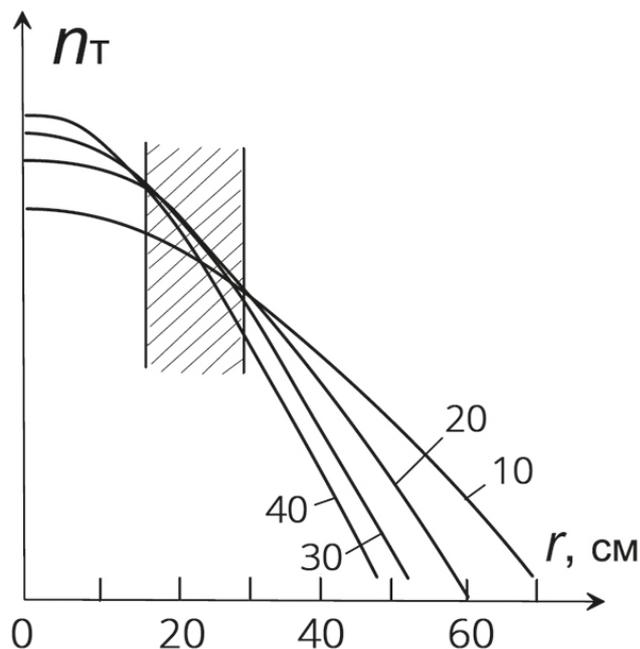


Рисунок 2.15 Зависимость плотности тепловых нейтронов n_T от расстояния r до источника [9]

Шифр кривых — коэффициент пористости K_p , % (соответствующий водородосодержанию ω); штриховкой показана область инверсии

Метод ННК-Т применяется для литологического расчленения разреза, определения пористости пород, отбивки ВНК (по хлорсодержанию), ГВК и ГНК (по водородосодержанию). При использовании инверсионных зондов, показания которых не зависят от водородосодержания, появляется возможность выделять химические элементы, такие как: бор, ртуть, литий, хлор, кобальт, вольфрам, марганец, сурьма, кадмий, редкие земли и других элементов с повышенным сечением захвата тепловых нейтронов.

2.8. Акустический каротаж (АК)

Метод акустического каротажа (АК) основан на изучении характеристик упругих волн в скважине. Используются упругие волны различных частот, начиная от инфразвуковых (< 16 Гц), заканчивая ультразвуковыми (> 20 кГц), наиболее используемый частотный диапазон: от 10 до 75 кГц (звуковой-ультразвуковой диапазон). Данные волны возникают либо при воздействии на горные породы специальным излучателем (активный метод АК), либо при взаимодействии породоразрушающего инструмента с горной породой или же при циркуляции жидкости и газа через каналы перфорации или в затрубном пространстве.

В зависимости от числа излучателей (источников упругих волн) и приёмников сигнала, разделённых акустическими изоляторами, выделяют одно-, двух-, трёх-, четырёх- и многоэлементные зонды. Наибольшее применение нашёл трехэлементный зонд, состоящий из

двух магнитострикционных источников упругих волн и одного пьезоэлектрического приёмника или же, наоборот двух приёмников и одного источника упругих волн. Источник формирует 12,5-25 импульсов упругих волн (частота упругих волн 10-75 кГц) в секунду, импульсность используемого сигнала позволяет избежать взаимного наложения волн разных типов. Необходимым условием проведения исследований данным методом является наличие бурового раствора в скважине.

Рассмотрим чуть подробнее регистрируемые упругие волны. Изначальной волной от источника через буровой раствор распространяется только продольная волна P_0 , так как поперечные волны не распространяются в жидких средах. После достижения колебаниями стенок скважины, в горных породах возбуждаются продольные и поперечные колебания P_1 и S_1 , которые при движении по поверхности возбуждают в буровом растворе новые волны – головные продольные $P_0P_1P_0$ и обменные волны $P_0S_1P_0$, которые регистрируются приёмником. Кроме данных волн в скважине распространяются прямая гидроволна P_0 и каналовые (поверхностные) волны Лемба (L) и Стоунли (St), которые возникают на границе двух сред – бурового раствора и горных пород стенок скважины, а также вторичные отражённые (P_0P_0) и дифрагированные волны.

В результате приёмник (или приёмники) регистрируют колебания, содержащие несколько типов волн, отличающихся друг от друга по скорости распространения, амплитудой, затуханием и частотой (Рис. 2.16).

Как можно увидеть из Рис. 2.16, обычно, в первых вступлениях приходит головная волна $P_0P_1P_0$, которая имеет скорость распространения продольных колебаний в горных породах. Такая волна возникает лишь в том случае, когда скорость распространения продольных колебаний в породах превышает скорость их распространения в буровом растворе. Следом за головной волной приходит обменная волна $P_0S_1P_0$, распространяющаяся со скоростью распространения поперечных колебаний в горных породах. Поскольку скорость поперечных волн меньше, чем продольных, время вступления обменной волны в 1.6-2.2 раза больше времени вступления головной волны, её амплитуда также превышает амплитуду головной волны. Как ранее было отмечено, в сигнале также присутствуют гидроволны P_0 и волны Стоунли (St) и Лемба (L), амплитуды которых быстро затухают при удалении от контакта. Кроме перечисленных волн в сигнале также присутствуют вторичные волны (отраженные, дифрагированные) и на измеренный сигнал в неоднородных средах накладывается дополнительный нерегулярный фон, что создаёт помехи для измерений метода.

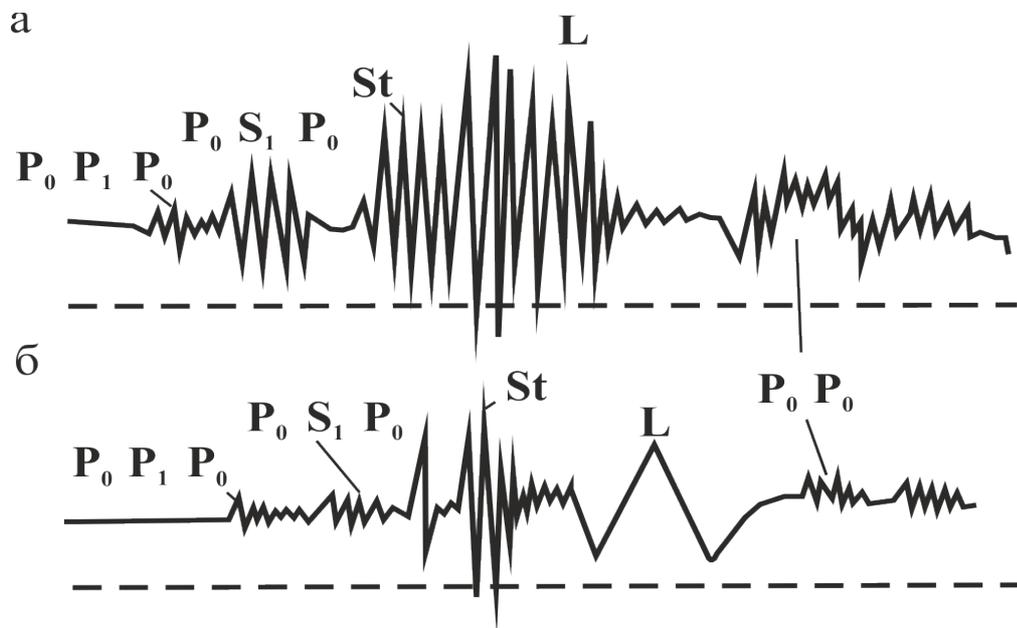


Рисунок 2.16 Волновые картины в плотных (а) и трещинных породах (б) [10]

Расшифровки обозначений волн приведены ранее в тексте

Основными измеряемыми величинами являются удельное (интервальное) время ΔT , величины, обратной скорости распространения колебаний (2.14), и коэффициент затухания (поглощения энергии упругой волны) α (2.15).

$$\Delta T = \frac{1}{v} \quad (2.14)$$

$$\alpha = \frac{1}{\Delta L} \ln \left(\frac{A_1}{A_2} \right), \quad (2.15)$$

где: ΔL – база зонда (расстояние между приёмниками);

A_1 и A_2 – амплитуды поперечной или продольной волны, зарегистрированные приёмником 1 и 2 соответственно.

Метод применяется для литологического расчленения разреза (по различию скоростей упругих волн для литологических разновидностей горных пород, Рис. 2.17); для определения типа коллекторов нефтегазовых месторождений (выделение трещинных, трещинно-кавернозных и кавернозных коллекторов, наиболее метод АК эффективен при изучении коллекторов карбонатного состава); определения пористости горных пород (подробнее будет рассмотрено в главе 3); выделения продуктивных коллекторов и отбивки ВНК и ГВК (в том числе, метод используется при контроле разработки месторождения в обсаженных эксплуатационных и наблюдательных скважинах); проведения неразрушающей кавернометрии, профилометрии скважин и дефектоскопии цемента обсадных колонн (метод акустической цементометрии (АКЦ)) [9,10,11].

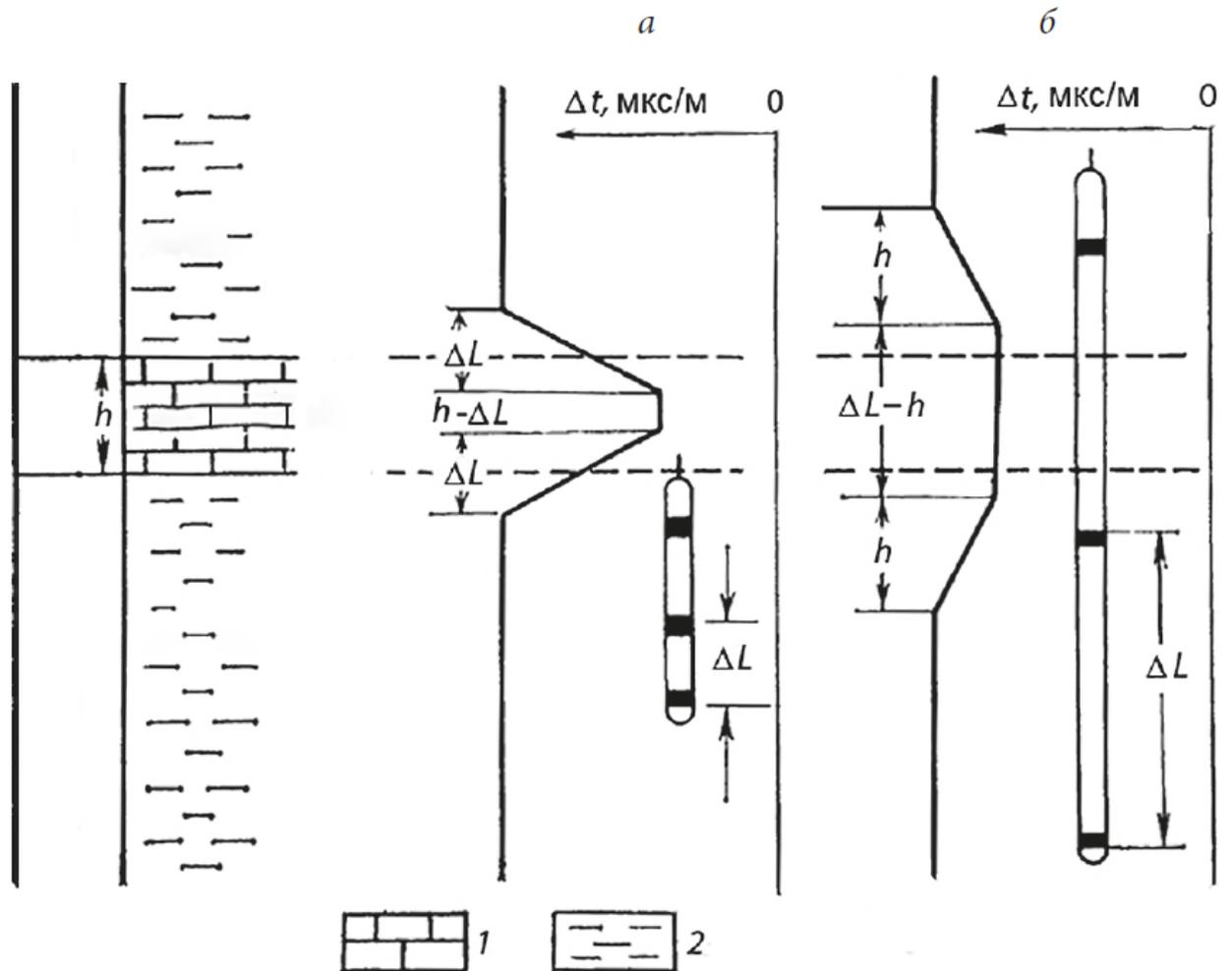


Рисунок 2.17 Кривая ΔT против пластов различной литологии и насыщения [9]

а) – $h > \Delta L$; б) – $h < \Delta L$

1) известняк; 2) глина

2.9. Кавернометрия

Кавернометрия – измерение фактического среднего диаметра скважины.

Номинальным диаметром скважины $d_{\text{ном}}$ является диаметр долота, которым производилось бурение скважины. Фактический диаметр скважины не всегда совпадает с номинальным. В случае вскрытия скважиной интервалов хрупких пород (угли, аргиллиты) происходит их дробление с образованием каверн, что приводит к увеличению диаметра скважины относительно номинального. Кавернообразование также происходит в глинистых пластах из-за их размыва в процессе бурения. В плотных непроницаемых породах (плотные карбонизированные песчаники) диаметр скважины остаётся постоянным и равен диаметру долота. Уменьшение диаметра скважины по сравнению с номинальным происходит при вскрытии проницаемых пород, инфильтрации бурового раствора с образованием зоны проникновения фильтрата бурового раствора и глинистой корки на стенках скважины, образованной в результате данного процесса (Рис. 2.18).

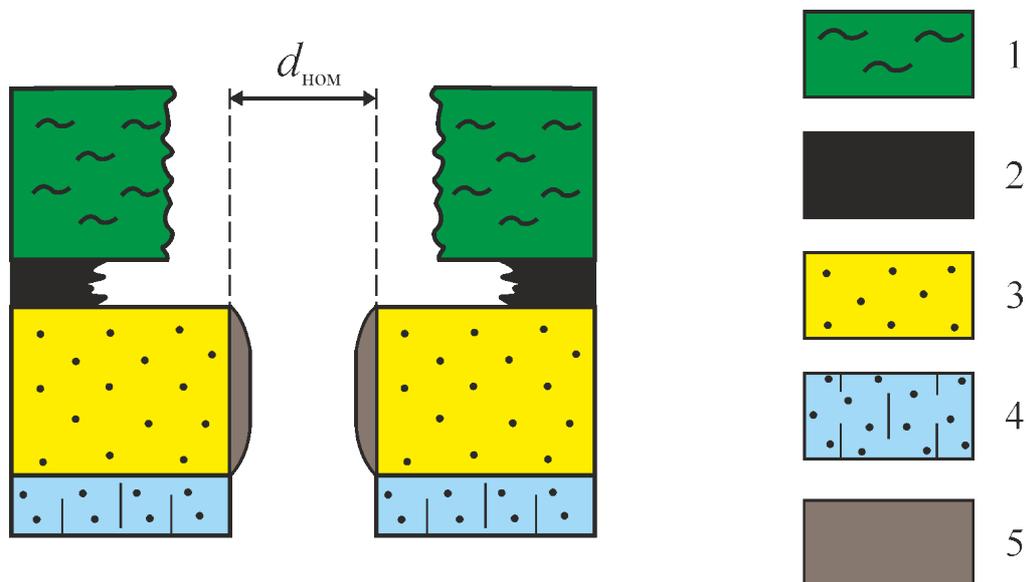


Рисунок 2.18 Зависимость фактического диаметра скважины от литологии вскрываемого разреза

1 – глины, 2 – уголь, 3 – песчаник, 4 – плотные породы (карбонатизированные песчаники), 5 – глинистая корка

Измерение фактического диаметра скважины производится скважинными приборами – каверномерами (Рис. 2.19), которые могут иметь различную конструкцию: циркульную, ромбическую, рессорную; могут быть как управляемыми, так и не управляемыми.

Принцип работы механического каверномера основан на использовании следящего механизма, скользящего по стенке скважины и преобразователя пространственного положения этого механизма в электрический сигнал, что чаще всего реализуется посредством изменения активного сопротивления электрической цепи.

Данные кавернометрии используются при количественной интерпретации результатов методов КС, БК и БКЗ, ИК, РК (ГК и НГК), для литологического расчленения разреза, для выбора конструкции и оценки технического состояния скважины [10, 11].

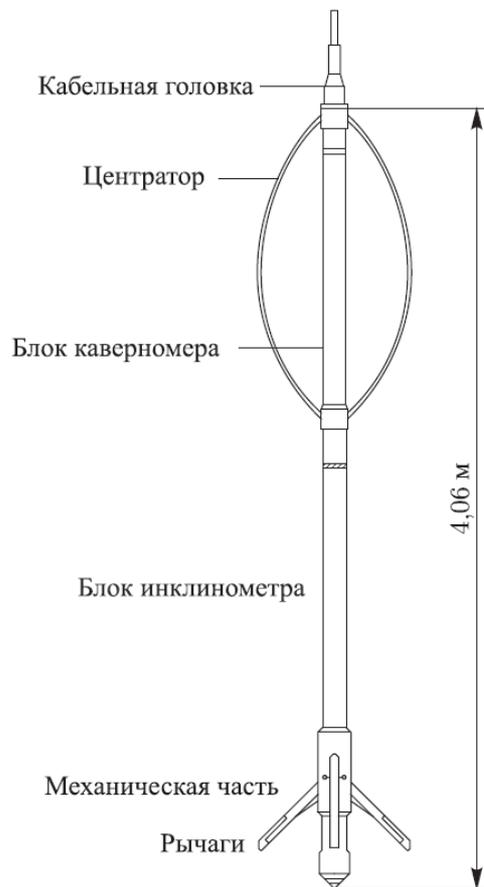


Рисунок 2.19 Калверномер BGT компании Schlumberger [12]

3. МЕТОДИКИ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО РАСЧЛЕНЕНИЯ РАЗРЕЗА, ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИХ ПАРАМЕТРОВ

3.1. Литологическое расчленение разреза и выделение интервалов коллекторов

Породы продуктивных пластов неокомского НГК представлены однотипными разностями: песчаниками, алевролитами, глинами, аргиллитами и их переслаиванием. Коллекторами являются полимиктовые песчаники и алевролиты, в которых полевые шпаты незначительно преобладают над кварцем или находятся в равных соотношениях. Цемент глинистый, реже глинисто-карбонатный. Состав цемента каолинит-хлорит-гидрослюдистый, второстепенное значение имеют смешанно-слоиные образования и вторичный кальцит, т.е. изменение емкостных и фильтрационных свойств коллектора определяется степенью заполнения пор скелета глинистым и алевролитистым материалом. Тип коллектора: песчаники и алевролиты с межзерновым типом порового пространства.

Выделение коллекторов производится по комплексу геофизических методов с использованием прямых качественных или количественных признаков.

Рассмотрим качественные признаки, которыми характеризуются породы, слагающие неокомские отложения.

Песчаникам соответствуют высокоамплитудные отрицательные аномалии ПС и пониженные значения ГК; сужение ствола скважины против пласта-коллектора благодаря образованию глинистой корки на границе скважина – порода в результате проникновения в пласт фильтрата бурового раствора (ФБР), уменьшение диаметра скважины по отношению к номинальному фиксируется на кавернограмме (КВ) или микрокавернограмме (МКВ); превышение показателей микропотенциал-зонда $\rho_k^{\text{МПЗ}}$ над показаниями микроградиент-зонда $\rho_k^{\text{МГЗ}}$, наличие радиального градиента сопротивления, устанавливаемое путем сравнения показаний однотипных разноглубинных зондов (БКЗ, БК-МБК, ВИКИЗ).

Аргиллиты и глины отмечаются высокими значениями на диаграммах ГК; высокоамплитудными аномалиями каротажа ПС; низким удельным электрическим сопротивлением (УЭС); примерно равными показаниями $\rho_k^{\text{МПЗ}}$ и $\rho_k^{\text{МГЗ}}$; увеличением диаметра скважины за счёт механического разрушения во время бурения, что наблюдается на результатах кавернометрии.

Для *плотных пород (карбонатизированные песчаники)* отличительными признаками являются высокие УЭС; высокие значения общей плотности горных пород, получаемой по ГГК-П; низкие значения на диаграммах АК; обычно отрицательные аномалии ПС; низкие значения ГК; равные показания $\rho_k^{\text{МПЗ}}$ и $\rho_k^{\text{МГЗ}}$; высокие значения показаний нейтронного

каротажа ННК-Т, диаметр скважины равен номинальному за счёт отсутствия проникновения бурового раствора в пласт.

Уголь – характеризуется резким увеличением диаметра скважины; высокими значениями УЭС (что наблюдается на длинных зондах БКЗ и ВИКИЗ, радиус исследований которых выходит за зону каверн), высокими значениями интервального времени на диаграммах каротажа АК; низкими показаниями ННК-Т.

Алевриты имеют средние показатели по всем ранее упомянутым методам, используемым для литологического расчленения разреза, поэтому обычно выделяются в последнюю очередь [2,7,9,13].

Количественными критериями выделения коллекторов являются граничные значения $\alpha_{ПС}$, для пластов АП и БП. составляющее 0,3, а также граничные значения ФЕС – пористости и проницаемости, приведённые в Табл. 3.1.

Таблица 3.1

Граничные значения параметров ФЕС для продуктивных пластов неокомского НГК [14]

Группа пластов	Граничные значения параметров			
	нефть		вода/газ	
	$K_{п,гр}, \%$	$K_{пр,гр}, мД$	$K_{п,гр}, \%$	$K_{пр,гр}, мД$
АП7-11	18,5	0,39	17,0	0,03
БП1-6	17,0	0,50	15,2	0,05
БП7-11	16,0	0,30	14,0	0,04
БП12	15,2	0,24	14,0	0,04

3.2. Определение коэффициента глинистости пород по данным ГИС

Глинистость – свойство осадочных горных пород содержать в себе глинистые минералы с размером частиц менее 0,01 мм.

Под коэффициентом объёмной глинистости понимается отношение объёма, занимаемого глинистыми частицами размером менее 0.01 мм, к общему объёму твёрдой фазы породы.

При оценке коэффициента объёмной глинистости по данным каротажа ПС, в случае бурения скважины на глинистом растворе, необходимо вычислить такую величину как приведенная аномалия ПС (E_s). Она находится по следующей формуле:

$$E_s = \frac{\Delta U_{ПС}}{v_{ПС}} \quad , \quad (3.1)$$

$$\Delta U_{ПС} = U - U_{гл} \quad , \quad (3.2)$$

где: $\Delta U_{\text{ПС}}$ – аномалия ПС, отсчитываемая от линии глин (рис. 2.1):

U и $U_{\text{гл}}$ – значения кривой метода ПС в точке измерения и опорном пласте глин;

$\nu_{\text{ПС}}$ – поправочный коэффициент, рассчитываемый по специальным номограммам, учитывающим удельные сопротивления пласта, вмещающих пород и бурового раствора, мощность пласта, диаметр скважины и диаметр зоны проникновения бурового раствора.

Коэффициент объёмной глинистости $K_{\text{гл}}$ определяется по формуле [14]:

$$K_{\text{гл}} = \frac{E_s}{E_s^{\text{min}}} , \quad (3.3)$$

где: E_s – приведенная амплитуда ПС для данного пласта;

E_s^{min} – статическая амплитуда ПС опорного пласта с минимальной аномалией ПС, соответствующей опорному пласту глин в пределах изучаемого интервала.

Обычно при количественной интерпретации кривых ПС используют коэффициент $\alpha_{\text{ПС}}$, который является относительной амплитудой ПС и определяется как отношение приведённой амплитуды для данного пласта к статической амплитуде опорного пласта с максимальной аномалией ПС:

$$\alpha_{\text{ПС}} = \frac{E_s}{E_s^{\text{max}}} , \quad (3.4)$$

где: E_s^{max} – статическая амплитуда ПС опорного пласта с максимальной аномалией ПС, при наличии в разрезе чистых песчаников определяется по линии песков, при отсутствии таковых по формуле (2.5).

При этом, удельное сопротивление бурового раствора определяется по данным резистивиметрии и пересчитывается в сопротивление ФБР по графикам, учитывающим плотность раствора и пластовую температуру, а также может быть уточнено по данным БКЗ. Сопротивление пластовых вод определяется по данным лабораторных исследований их химического состава и плотности с учётом пластовой температуры или по данным каротажа ПС [7].

Исходя из определения глинистости как свойства горных пород и формулы 3.4, можем выразить $K_{\text{гл}}$ через $\alpha_{\text{ПС}}$:

$$K_{\text{гл}} = 1 - \alpha_{\text{ПС}} , \quad (3.5)$$

В случае наличия результатов петрофизических исследований ядра, можно получить петрофизические зависимости $K_{\text{гл}} = f(\alpha_{\text{ПС}})$. Соответствующие петрофизические зависимости для пластов БП приведены в Табл. 3.2.

Таблица 3.2

Уравнения петрофизических зависимостей определения коэффициента объёмной глинистости неокомских отложений Еты-Пуровского НГКМ [15]

Пласт	Петрофизические уравнения	Коэф. корреляции
БП ₁ -БП ₆	$K_{гг} = 14,7 \cdot \ln(\alpha_{пс})$	0.71
БП ₇ -БП ₁₁	$K_{гг} = 49,65 \cdot \alpha_{пс}^2 - 100,99 \cdot \alpha_{пс} + 53,37$	0.95
БП ₁₂	$K_{гг} = 10^{-1,278 \cdot \alpha_{пс} + 1,74}$	0.88

При определении коэффициента объёмной глинистости по данным ГК используется следующая формула [14]:

$$K_{гг} = \frac{J - J_{matrix}}{J_{shale} - J_{matrix}}, \quad (3.6)$$

где: J – измеренная интенсивность гамма-излучения в данной точке;

J_{matrix} – интенсивность гамма-излучения против опорного пласта чистых песчаников;

J_{shale} – интенсивность гамма-излучения против опорного пласта глин.

3.3. Определение коэффициента пористости коллекторов по данным ГИС

Физической основой для определения коэффициента пористости с помощью геофизических методов служит отличие физических свойств скелета от свойств флюидов, заполняющих поровое пространство. Для определения коэффициента пористости K_p на Еты-Пуровском НГКМ используются метод потенциалов собственной поляризации (ПС), акустический каротаж (АК), метод гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П) и нейтронные методы каротажа (НК).

Степень исследованности методами ГИС скважин Еты-Пуровского НГКМ представлена в Табл. 3.3.

Таблица 3.3. Степень исследованности методами ГИС скважин Еты-Пуровского НГКМ

Метод ГИС	Микрозонд.	ПС	ПЗ	Каверномер	ГК	ННК-Т	ГГК-П	БКЗ	БК	МБК	ИК	ВИКИЗ	АК
Процент скважин	14	74	62	23	96	80	20	65	66	13	69	65	14

Средние значения пористости по каждому методу ГИС и керну по группам продуктивных пластов, а также расхождения в средних значениях K_p показаны в Табл. 3.4.

Сравнение значений пористости, определенной по разным методам ГИС, показало их хорошую сходимость: расхождений в средних значениях между коэффициентами пористости, определёнными по разным методам ГИС, практически нет ни по одной из групп пластов.

Таблица 3.4. Сопоставление коэффициентов пористости, определенных разными методами, по группам продуктивных пластов Еты-Пуровского месторождения

Группа пластов	Пористость по ГИС и КЕРНУ, %				
	$K_{p\text{кern}}$	$K_{p\text{ПС}}$	$K_{p\text{ННК-Т}}$	$K_{p\text{АК}}$	$K_{p\text{ГГК-П}}$
Средние значения					
АП ₁ -АП ₆	23.75	23.85	24.97	23.23	23.85
АП ₇ -АП ₁₁	22.14	21.71	21.92	21.76	20.72
БП ₁ -БП ₆	18.59	19.16	19.35	19.67	19.63
БП ₇ -БП ₁₁	17.06	17.53	19.26	17.96	17.85
БП ₁₂	17.98	18.29	19.11	18.98	18.64
Абсолютная погрешность определения					
АП ₁ -АП ₆		-0.10	-1.21	0.52	-0.10
АП ₇ -АП ₁₁		0.43	0.22	0.39	1.42
БП ₁ -БП ₆		-0.58	-0.76	-1.08	-1.04
БП ₇ -БП ₁₁		-0.47	-2.20	-0.90	-0.79
БП ₁₂		-0.31	-1.13	-1.00	-0.65
Относительная погрешность определения					
АП ₁ -АП ₆		-0.41	-5.11	2.20	-0.42
АП ₇ -АП ₁₁		1.93	0.99	1.75	6.42
БП ₁ -БП ₆		-3.10	-4.10	-5.81	-5.62
БП ₇ -БП ₁₁		-2.75	-12.87	-5.27	-4.62
БП ₁₂		-1.72	-6.26	-5.55	-3.62

Из сравнений с керном видно, что методы ПС, АК, ГГК и НК имеют достаточно хорошую сходимость с пористостью по керну. Под абсолютной погрешностью понимается разница между данными по пористости по ГИС и по определениям на керне. Абсолютные значения погрешности определения коэффициента пористости по ГИС относительно керновых данных изменяется в пределах от -2.2 % до 1.42 %. Под относительной погрешностью понимается отношение абсолютной погрешности к измеряемой по ГИС

величине и показывает, насколько критична получаемая ошибка. Относительная погрешность изменяется от -12.9% до 6.42%. Максимальная степень погрешности наблюдается на значениях пористости по нейтронному методу. По данным метода ПС пористость определена с незначительной погрешностью во всех группах продуктивных пластов.

Таким образом, оценка пористости в продуктивных пластах Еты-Пуровского месторождения возможна по всем рассмотренным выше методам ГИС. В связи с высокой изученностью в скважинах метод ПС использовался как основной при определении пористости.

3.3.1. Определение пористости по данным каротажа ПС

Поскольку в разрезе неокомского комплекса Еты-Пуровского месторождения присутствуют песчаники с глинистым цементом, для них возможно определение коэффициента пористости по величине аномалии ПС (коэффициенту $\alpha_{ПС}$, методика вычисления которого была описана ранее).

Метод потенциалов собственной поляризации использовался в качестве основного для оценки коэффициента пористости пород-коллекторов продуктивных пластов Еты-Пуровского месторождения, т.к. метод ПС выполнен практически во всех скважинах. Качество записи хорошее, методика физически обоснована для коллекторов порового типа с рассеянной глинистостью. Недостатком методики является отсутствие универсальной зависимости между коэффициентом пористости K_n и $\alpha_{ПС}$, что делает необходимым построение эмпирических связей типа "керна - ГИС" для каждого изучаемого пласта или группы пластов.

Опорные пласты для расчета относительной амплитуды ПС на Еты-Пуровском месторождении выбираются в каждой пачке продуктивных объектов: в пластах ПК, АП, БП, ачимовских и юрских отложениях.

По Еты-Пуровскому месторождению зависимости $K_n = f(\alpha_{ПС})$ строились по прослоям с выносом керна преимущественно более 70%, но из-за малого числа точек, которые удалось привязать, особенно по пластам ПК и АП, использовались также интервалы с меньшим выносом керна. Связи $K_n = f(\alpha_{ПС})$ дополнены также точками с оценками K_n по ГГК-П и АК.

Для отложений БП построены индивидуальные связи следующих групп пластов: БП₁-БП₆, БП₇-БП₁₁ и БП₁₂. Полученные уравнения $K_n = f(\alpha_{ПС})$ приведены в Табл. 3.5.

Таблица 3.5

Уравнения петрофизических зависимостей коэффициента пористости и $\alpha_{ПС}$ для продуктивных пластов Еты-Пуровского месторождения [15]

Пласт	Петрофизические уравнения	Коэф. корреляции
АП ₇ -АП ₁₁	$K_{п} = -10,23 \cdot \alpha_{ПС}^2 + 20,223 \cdot \alpha_{ПС} + 13,525$	0,87
БП ₁ -БП ₆	$K_{п} = 23,413 \cdot (\alpha_{ПС})^{0,2239}$	0,84
БП ₇ -БП ₁₁	$K_{п} = 22,792 \cdot (\alpha_{ПС})^{0,2874}$	0,81
БП ₁₂	$K_{п} = 22,673 \cdot (\alpha_{ПС})^{0,2962}$	0,86

Стоит также отметить, что коэффициент $\alpha_{ПС}$ используется при определении коэффициента пористости в комплексе с данными акустического каротажа, что будет рассмотрено далее в подглаве 3.2.2.

3.3.2. Определение пористости по данным каротажа АК

Акустический каротаж в модификации регистрации интервального времени ΔT позволяет определить коэффициент пористости благодаря зависимости скорости распространения упругих волн в горных породах от пористости:

$$K_{п} = \frac{\Delta T - \Delta T_{м}}{\Delta T_{ж} - \Delta T_{м}}, \quad (3.7)$$

где: ΔT данные АК для исследуемого пласта, мкс/м;

$\Delta T_{м}$ – интервальное время для минерального скелета горной породы, мкс/м, определяемое на образцах керна, в общем случае для песчаных пород меняющееся в диапазоне 170-182 мкс/м;

$\Delta T_{ж}$ – интервальное время для пластового флюида, мкс/м, обычно принимается значение 625 мкс/м, более точные значения в данных термобарических условиях определяются по специальным номограммам.

Стоит отметить, что формула (3.7) не учитывает коэффициент глинистости $K_{гл}$ и более полная запись, учитывающая интервальное время глинистой составляющей $\Delta T_{гл}$ будет выглядеть следующим образом [14]:

$$K_{п} = \frac{\Delta T - \Delta T_{м}}{\Delta T_{ж} - \Delta T_{м}} - K_{гл} \frac{\Delta T_{гл} - \Delta T_{м}}{\Delta T_{ж} - \Delta T_{м}}, \quad (3.8)$$

Рассмотрим определение коэффициента пористости на Еты-Пуровском НГКМ с использованием данных акустического каротажа.

Ввиду недостаточного количества измеренных акустических характеристик скелета породы на керне ($\Delta T_{м}$) и отсутствия исследований в глинах ($\Delta T_{гл}$), необходимых для определения пористости по уравнению среднего времени, коэффициент открытой пористости в продуктивных пластах Еты-Пуровского месторождения определялся по акустическому

каротажу с использованием методики В.Г. Фоменко. В основе данной методики положена трехмерная эмпирическая зависимость, в которой выполняется косвенный учет влияния глинистости через значения относительной амплитуды ПС:

$$\Delta T = C \cdot K_{\Pi}^2 \cdot (\alpha_{\text{ПС}} - 0,05)^{-0,5} + 180, \quad (3.9)$$

где: C – коэффициент, который учитывает размерность величин, входящих в формулу и степень уплотнения пород. В частности, для неокома ряда месторождений (в основном северных) Западной Сибири, по данным которых и была получена зависимость, рекомендуется величина коэффициента C , равная 0,175.

С учетом вышеизложенного уравнение расчета пористости по данным акустического метода имеет следующее выражение:

$$K_{\Pi} = \sqrt{5,7 \cdot (\Delta T - 180) \cdot (\alpha_{\text{ПС}} - 0,05)^{0,5}} \quad (3.10)$$

Данная методика прошла апробацию при подсчете запасов углеводородов по ряду месторождений Западной Сибири и показала достаточную надежность результатов. На Еты-Пуровском месторождении методика принята в связи с хорошей сопоставимостью получаемых результатов определения пористости по АК и керну [15].

Хотелось бы отметить, что наиболее точные результаты определения пористости по данным АК получаются при $K_{\Pi} < 15\%$, при более высоких значениях коэффициента пористости будет необходимо учитывать дополнительные факторы, такие как степень цементации породы, нефтенасыщенность, характер пластовой жидкости [2,9,11].

3.3.3. Определение пористости по данным каротажа ГГК-П

Плотностная модификация гамма-гамма каротажа позволяет установить объёмную плотность горных пород которая, при наличии данных о минеральном составе скелета горной породы и составе флюида, насыщающего прискважинную зону, позволяет произвести расчёт коэффициента общей пористости, определяемый по формуле:

$$K_{\Pi} = \frac{\delta_{\text{м}} - \delta_{\Pi}}{\delta_{\text{м}} - \delta_{\text{ж}}}, \quad (3.11)$$

где: $\delta_{\text{м}}$ – плотность минерального скелета, для неокомских отложений, по данным исследования керна, составляющая 2,66 г/см³ [15];

$\delta_{\text{ж}}$ – плотность флюида прискважинной зоны, поскольку использовался буровой раствор на водной основе $\delta_{\text{ж}} = 1,0$ г/см³ [15];

δ_{Π} – объёмная плотность горной породы, определяемая по данным ГГК-П.

Наиболее тесной зависимостью между пористостью и плотностью характеризуются монокомпонентные породы, такие как известняки, доломиты, мономиктовые песчаники, поэтому в полиминеральных породах, в которых столь чёткой зависимости не наблюдается, такой метод расчётов обладает меньшей эффективностью. Стоит отметить, что основным условием для применения метода необходимо наличие априорной информации, такой как результаты исследования керна и сведения о составе бурового раствора.

Увеличения достоверности получаемого коэффициента пористости, определяемого при исследовании полиминеральных горных пород, возможно при использовании литоплотностного гамма-гамма каротажа (ГГК-ЛП), что позволит одновременно измерять плотность горных пород и эффективный атомный номер, характеризующий их состав.

К ограничениям применимости метода относятся кавернозность (превышение номинального диаметра скважины на 2 см) и толщина глинистой корки (более 2 см), что связано с малой глубиной метода, составляющей первые сантиметры.

Отмечается, что плотностной гамма-гамма каротаж не может быть использован как основной метод для расчета коэффициента пористости на Еты-Пуровском месторождении вследствие небольшого количества скважин, в которых он проведен [15].

3.3.4. Определение пористости по данным каротажа ННК-Т

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам позволяет определить общую пористость горных пород путём определения объёмного водосодержания горной породы, которое не зависит от структуры порового пространства. В случае, если в состав горной породы не входят минералы с химически связанной водой, то объёмное водосодержание будет соответствовать коэффициенту общей пористости. В случае наличия химически связанной воды, объёмное водосодержание будет выше коэффициента пористости на величину объёмного содержания химически связанной воды в данной горной породе [14].

Основным затруднением использования данных НК для прогноза пористости является различие в приборах и модификаций метода, применяемых в скважинах. Так, исследования нейтронным методом в скважинах Еты-Пуровского месторождения выполнены в модификациях однозондовой или двухзондовой аппаратуры ННК-Т. Часть скважин на месторождении изучены методом НК. Кроме того, в большинстве скважин отсутствует информация о параметрах метрологии, скорости записи и типа аппаратуры. Все перечисленные ограничения не позволяют применить традиционный подход обработки нейтронного каротажа, предполагающий введения целой серии аппаратурных поправок, индивидуальные связи с водородосодержанием и далее с пористостью.

С целью приведения каротажного материала нейтронных методов в единицы суммарного водородосодержания используется методика двух опорных пластов. В качестве одного из них использовалась глубокая каверна с минимальными показаниями радиоактивного метода. Такой интервал каверны хорошо отслеживается в подошвенной части пласта БП₁₁. По данным двухзондовой аппаратуры ННК-Т уровень водородосодержания записанного на приборе составляет 30-36% при диаметре каверны $d_k \approx 30$ см, что близко к экспериментальным данным (при $30 < d_k < 35$ см при водородосодержании $\omega \approx 35$ %).

В качестве второго опорного пласта использовались интервалы плотных прослоев, толщиной более 1 м. Против таких прослоев значения $\alpha_{\text{ПС}}$ равны 0,9–1,0, указывающие о малом содержании в породах глинистого материала, влияющего на показания НК.

Пересчет значений $J_{\text{НК}}$ в единицы водородосодержания выполняется по формуле:

$$\omega_{\text{п}} = \frac{(J_{\text{НК-Т}} - J_{\text{НК-Т}_{\text{min}}}) \cdot (K_{\text{плот}} - K_{\text{гл}})}{(J_{\text{НК-Т}_{\text{max}}} - J_{\text{НК-Т}_{\text{min}}})} + K_{\text{гл}}, \quad (3.12)$$

где: $\omega_{\text{п}}$ – объёмное водородосодержание горной породы;

$J_{\text{НК-Т}}$ – показания НК-Т в точке наблюдения;

$J_{\text{НК-Т}_{\text{min}}}$ – минимальное значение на диаграмме НК-Т, соответствующее каверне;

$J_{\text{НК-Т}_{\text{max}}}$ – максимальное значение на диаграмме НК-Т, соответствующее плотняку;

$K_{\text{гл}}$ – значение пористости против опорных глин, равное 36% [15];

$K_{\text{плот}}$ – значение пористости против опорных плотных пород, равное 1% [15].

Расчет нейтронной пористости выполняется согласно следующему уравнению:

$$\omega_{\text{п}} = K_{\text{п}} + \omega_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}}, \quad (3.13)$$

где: $\omega_{\text{гл}}$ – водородосодержание единицы глинистого материала;

$K_{\text{гл}}$ – коэффициент объёмной глинистости породы.

Следует отметить, что достоверно величины $\omega_{\text{п}}$ и $\omega_{\text{гл}}$ устанавливаются на основе анализа керновых данных. Ввиду того, что величина $\omega_{\text{гл}}$ зависит не только от минерального состава глин и изменяется по меловым отложениям в широких пределах, только лабораторные исследования керна позволяют исследовать её как самостоятельную компоненту. Выполненные ядерно-физические исследования отдельных фракций терригенных пород Западной Сибири также подтверждают, что водород содержит не только глинистая фракция. В связи с этим произведение $\omega_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}}$ для групп пластов АП рассматривалось в качестве единой поправки за водородосодержание глинистой фракции и твердой фазы пород. В дальнейшем произведение при расчётах рассматривается как комплексная поправка за твёрдую фазу породы ($\omega_{\text{ТВ}}$). Оценка комплексной поправки $\omega_{\text{ТВ}}$ выполнена по сопоставлениям типа «кern - ГИС»:

$$\omega_{\text{ТВ}} = \omega_{\text{ПГИС}} - K_{\text{пкern}}, \quad (3.14)$$

где: $\omega_{\text{ПГИС}}$ – объёмное (суммарное) водородосодержание по данным ГИС;

$K_{\text{пкern}}$ – пористость по керновым данным, осредненные в пределах каждого пластопересечения.

Таким образом, исходя из всего выше перечисленного, непосредственный расчет пористости по ГИС будет выглядеть следующим образом:

$$K_{\text{ПГИС}} = \omega_{\text{ПГИС}} - \omega_{\text{ТВГИС}}, \quad (3.15)$$

где значения $\omega_{\text{ТВГИС}}$ установлены по имеющейся связи с $\alpha_{\text{ПС}}$ [15]:

$$\omega_{\text{ТВГИС}} = 24,847 \cdot e^{-1,85 \cdot \alpha_{\text{ПС}}} \quad (3.16)$$

Коэффициент корреляции = 0,9.

В интервалах газонасыщенных коллекторов в значения пористости дополнительно вводится условно принятая поправка за газосодержание (повышающее нейтронную плотность), равная 3%.

Как ранее было отмечено, для расчета нейтронной пористости по ГИС в неокомских продуктивных отложениях привлекались значения объемной глинистости $K_{\text{ГЛ}}$, рассчитываемой по данным каротажей ПС и ГК, что было ранее описано в подглаве 3.2, соответствующие петрофизические уравнения были приведены ранее в Табл. 3.2.

3.4. Определение коэффициента проницаемости коллекторов по данным ГИС

Для определения коэффициента проницаемости по продуктивным пластам использовалась зависимость «кern-кern» $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$. Для групп пластов АП коэффициент проницаемости рассчитывался по зависимостям $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$, полученным по результатам лабораторных анализов керна. Для построения петрофизических зависимостей $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$ использовались образцы керна, отобранные из интервалов, где вынос керна составляет не менее 75%.

Отмечается, что для группы пластов БП₁₋₁₂ использование зависимости $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$ в поточечном варианте приводит к погрешности определения $K_{\text{пр}}$ в 3-4 порядка при одном значении пористости. Поэтому для группы пластов БП₁₋₁₂ в проектном документе предлагается использовать для расчета проницаемости средние значения пористости и проницаемости в коллекторах.

Для определения проницаемости получены следующие аппроксимирующие петрофизические уравнения [15]:

– группа пластов АП₇₋₁₁:

$$K_{\text{пр}} = 1 \cdot 10^{-9} \cdot e^{1,0675 \cdot K_{\text{п}}} \quad (3.17)$$

– группа пластов БП₁₋₆:

$$K_{\text{пр}} = 10^{0,44 \cdot K_{\text{п}} - 7,6889} \quad (3.18)$$

– группа пластов БП₇₋₁₁:

$$K_{\text{пр}} = 10^{0,4925 \cdot K_{\text{п}} - 8,3407} \quad (3.19)$$

– пласт БП₁₂:

$$K_{\text{пр}} = 10^{0,5131 \cdot K_{\text{п}} - 8,6238} \quad (3.20)$$

3.5. Определение характера насыщения и коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов

Основную информацию о характере насыщения коллекторов несет удельное электрическое сопротивление пласта ($\rho_{\text{п}}$) в его незатронутой проникновением фильтрата бурового раствора части.

Алгоритм оценки характера насыщения пласта устанавливается по сопоставлению данных ГИС (данные дальних зондов БКЗ и ВИКИЗ, в случае их отсутствия – по БК или ИК) с поинтервальными испытаниями скважин и последующем определении критической величины $\rho_{\text{пкр}}$, характерной для исследуемого типа коллектора. Коллекторы с различными ФЕС имеют различные критические сопротивления. В связи с этим оценка характера насыщения выполняется, как правило, на основе сопоставления, как исходных геофизических параметров, так и рассчитанных по ГИС значений петрофизических свойств коллекторов. Наиболее информативным сопоставлением в этом отношении является зависимость удельного электрического сопротивления с коэффициентом пористости $\rho_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$.

В качестве исходной информации для выведения зависимостей на месторождении были использованы данные по скважинам с испытаниями, при которых получены газ, нефть и вода. Особое внимание при оценке характера насыщения коллекторов продуктивных пластов уделялось как однозначности опробований, так и качеству исходных значений ГИС, по которым оценивалось величина $\rho_{\text{п}}$.

Учитывая вышеизложенное, построены графики послойного сопоставления $\rho_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$ с использованием которых определялись критические значения $\rho_{\text{пкр}}$.

Так для группы пластов АП Еты-Пуровского месторождения граничные значения $\rho_{\text{п}}$, при которых возможно получение чистой нефти и газа из коллекторов с $K_{\text{п}}$ от 17.6 % до 32%, составляют 4.5 ÷ 5.5 Ом. Получение чистой воды ниже $\rho_{\text{пкр}} = 4 \div 4.5$ Ом при том же диапазоне изменения $K_{\text{п}}$. Промежуточные значения $\rho_{\text{п}}$ характеризуют переходную зону, при опробовании коллекторов которой возможно получение смешанных притоков – нефти с водой или воды с нефтью.

По результатам сопоставления $\rho_{\text{п}} - K_{\text{п}}$ значения критического сопротивления, выше которых возможно получение чистой нефти из коллекторов с $K_{\text{п}}$ от 16.5% до 24% для коллекторов групп пластов БП₁₋₁₂ составляют 9 Ом. Получение чистой воды возможно ниже $\rho_{\text{пкр}} = 4 \div 7$ Ом при том же диапазоне изменения $K_{\text{п}}$.

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{\text{нг}}$) по данным метода сопротивлений основано на использовании зависимостей между параметром насыщения ($P_{\text{н}}$)

и коэффициентом водонасыщенности (K_B), а также между параметром пористости (P_n) и коэффициентом пористости (K_n), получаемых по результатам исследований керна.

Зависимости $P_n = f(K_B)$ и $P_n = f(K_n)$ получены эмпирическим путем анализа кроссплотов по результатам измерения удельного электрического сопротивления образцов пород с различной степенью их насыщения:

$$P_n = \frac{\rho_{вп}}{\rho_B} = \alpha \cdot K_n^{-m} \quad (3.21)$$

$$P_n = \frac{\rho_n}{\rho_{вп}} = K_B^{-n} \quad (3.22)$$

где: α – литологическая константа, зависящая от степени извилистости пор;

m – структурный коэффициент, зависящий от цементации;

n – показатель смачиваемости, зависящий от характера насыщения;

ρ_B – удельное электрическое сопротивление пластовой воды при пластовой температуре [15]:

Для пластов АП – $\rho_B = 0,15$ Омм;

Для пластов БП₁₋₆ – $\rho_B = 0,14$ Омм;

Для пластов БП₇₋₁₁ – $\rho_B = 0,135$ Омм;

Для пласта БП₁₂ – $\rho_B = 0,125$ Омм;

$\rho_{вп}$ – удельное электрическое сопротивление водонасыщенного пласта;

ρ_n – удельное электрическое сопротивление пласта, определяемое по показаниям дальних зондов БКЗ или ВИКИЗ.

Полученные коэффициенты α , m и n являются составляющими уравнения Арчи-Дахнова [7]:

$$K_B = \frac{n \sqrt{\frac{\alpha \cdot \rho_B}{K_n^m \cdot \rho_n}}}{1} \quad (3.23)$$

В общем виде коэффициент нефтегазонасыщенности через закон Арчи-Дахнова определяется как:

$$K_{нг} = 1 - K_B = 1 - \frac{n \sqrt{\frac{\alpha \cdot \rho_B}{K_n^m \cdot \rho_n}}}{1} \quad (3.24)$$

Теоретически это самый надежный способ определения $K_{нг}$, поскольку здесь учитывается влияние свободной воды ($P_n = f(K_B)$), влияние скелета и структуры порового пространства ($P_n = f(K_n)$). Недостатком данной методики является несоответствие условий моделирования эксперимента условиям формирования нефтегазовой залежи. При моделировании заданного водонасыщения должно соблюдаться три основных условия:

- представительность выборки керна по максимальному спектру ФЕС;
- постоянство минерализации воды, насыщающей поры образца;
- равномерное распределение воды в образце при замере УЭС (естественное).

Ниже в Табл. 3.6 приведены зависимости $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$ и $P_{\text{н}} = f(K_{\text{в}})$ для групп пластов АП, БП₁₋₆, БП₇₋₁₁, БП₁₂.

Таблица 3.6

Уравнения зависимостей $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$ и $P_{\text{н}} = f(K_{\text{в}})$ для продуктивных пластов неокомских отложений.

Пласт/группа пластов	$P_{\text{п}}$	$P_{\text{н}}$
АП	$P_{\text{п}} = 1,0365 \cdot K_{\text{п}}^{-1,721}$	$P_{\text{н}} = 0,9374 \cdot K_{\text{в}}^{-1,908}$
БП ₁₋₆	$P_{\text{п}} = 1,0753 \cdot K_{\text{п}}^{-1,763}$	$P_{\text{н}} = 0,9555 \cdot K_{\text{в}}^{-1,885}$
БП ₇₋₁₁	$P_{\text{п}} = 1,0960 \cdot K_{\text{п}}^{-1,755}$	$P_{\text{н}} = 0,9444 \cdot K_{\text{в}}^{-1,872}$
БП ₁₂	$P_{\text{п}} = 1,0730 \cdot K_{\text{п}}^{-1,835}$	$P_{\text{н}} = 0,9571 \cdot K_{\text{в}}^{-1,806}$

3.6. Прослеживание определяемых параметров коллекторов в межскважинном пространстве

Для прослеживания определяемых свойств изучаемых пластов в межскважинном пространстве первоначально необходимо выполнять *корреляцию* – сопоставление геофизических кривых с целью выделения в скважинах разновозрастных комплексов, горизонтов, пластов и пропластков.

Корреляция возможна в ручном, автоматическом и интерактивном (автоматический с ручным вмешательством) режимах. В данной работе корреляция и сопутствующее ей выделение пластов будут производиться в ручном режиме.

В ручном режиме осуществляется детальная корреляция разрезов скважин, продуктом которой являются отбивки стратиграфических границ продуктивного горизонта, кровли и подошвы пластов коллекторов, которые снимаются с диаграмм ГИС вручную.

В рамках подготовительного этапа измеренные глубины за счёт данных инклинометрии пересчитываются в абсолютные глубины, в разрезе скважин находятся региональные и локальные реперные горизонты, выделяются продуктивные части разреза. Затем производится литологическая интерпретация и выделение пластов-коллекторов и непроницаемых пород между ними, методика которой изложена в подглаве 3.1. Далее выделяются общие закономерности строения продуктивной части разреза, отличительные особенности напластования. На каротажных диаграммах находятся реперные горизонты глинистых пород, отчётливо выделяющиеся на кривых ГИС. К региональным реперам для неокомских отложений можно отнести баженовскую (J_{3v}-K_{1b}) и кузнецовскую (K_{2t}) свиты, к локальным – асомкинскую пачку, залегающую в кровле пласта БП₁₂. Чеускинская пачка, залегающая над пластом БП₇, и используемая на месторождениях Надым-Пурской НГО в

качестве маркирующего горизонта, как ранее отмечалось в главе 1, сильно опесчанена, что не позволяет использовать её в качестве реперного горизонта на Еты-Пуровском месторождении.

После выбирается эталонная скважина, характеризующаяся наиболее полным, чётко дифференцированным разрезом, содержащей все продуктивные пласты и маркирующие горизонты. В эталонном разрезе выделяются реперы и индексируются продуктивные пласты (согласно представлениям об их клиноформном строении, ранее изложенном в главе 1). Далее выполняется парная корреляция разрезов скважин с эталонным, снизу вверх коррелируют отложения, залегающие между одноимёнными маркирующими горизонтами, в первую очередь акцентируя внимание на положение непроницаемых пород, а только затем сопоставляются пласты-коллекторы. При нарушениях напластования, которые являются частым явлением при клиноформном линзовидном строении толщ, корреляция производится аналогично и сверху вниз. В случае, если скважина не вскрывает основной репер, используются локальные маркирующие горизонты (реперы «перехвата»), удовлетворяющие определению маркирующего горизонта и расположенные рядом с основным. Например, таким репером может является перекрывающая ачимовские отложения толща аргиллитов и глин мощностью 200 – 300 м [1, 15].

Для изучения пространственного распределения определяемых свойств в межскважинном пространстве в данной работе будут использованы карты песчаности, пористости и проницаемости. Данные карты используются при оценке запасов углеводородного сырья и предоставления материалов на государственную экспертизу при создании отчёта по подсчёту запасов для ГКЗ и для контроля качества построения 3Д моделей на различных этапах их создания. Картопостроение представляет из себя распространение дискретных свойств горных пород, определённых в точках скважин, детерминистическими и стохастическими алгоритмами (в данной работе будет использован детерминистический метод кригинга) и визуализация полученного результата в виде карт распространения данного свойства.

Под «песчаностью» (коэффициентом песчаности) понимается отношение суммарной мощности прослоев коллекторов к общей мощности пласта.

Для построения *карты песчаности* используется соответствующий коэффициент, определяемый по формуле [4]:

$$K_{\text{песч}} = \frac{H_{\text{эф}}}{H_{\text{пласта}}}, \quad (3.25)$$

где: $K_{\text{песч}}$ – коэффициент песчаности пласта;

$H_{\text{эф}}$ – эффективная мощность коллекторов, определяемая по РИГИС литологии;

$H_{\text{пласта}}$ – общая мощность продуктивного пласта, получаемая по данным отбивок кровли и подошвы пласта.

Для построения *карты песчанности нефтенасыщенной части резервуара* используется соответствующий коэффициент, определяемый по формуле [4]:

$$K_{\text{песч}}^{\text{нефт.части}} = \frac{H_{\text{эф}}^{\text{нефт.части}}}{H_{\text{пласта}}}, \quad (3.26)$$

где: $K_{\text{песч}}^{\text{нефт.части}}$ – коэффициент песчанности нефтеносной части пласта;

$H_{\text{эф}}^{\text{нефт.части}}$ – эффективная мощность нефтенасыщенных коллекторов, определяемая по РИГИС литологии и насыщения;

Построение *карты пористости* осуществляется по средневзвешенной по толщине пропластков величине пористости коллектора в точках скважин.

Как уже ранее отмечалось, $K_{\text{пр}}$ находится в логарифмической зависимости от $K_{\text{п}}$, что накладывает ограничения на использование стандартных алгоритмов интерполяции при расчете *карты проницаемости*. При этом карты $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{пр}}$ будут согласованы только в ближайших окрестностях межскважинного пространства. Прямой же пересчет карт пористости в карты проницаемости по петрофизическим уравнениям, изложенным в подглаве 3.3, также может привести к ошибкам из-за особенностей осреднения. Для нивелирования данных особенностей Закревским К.Е. совместно с Катаевой Л.А. предлагается следующая методика построения карт проницаемости:

1. Производится поскважинное определение средневзвешенных по нефтенасыщенной толщине значений пористости $K_{\text{п}}$ и натурального логарифма проницаемости $\ln(K_{\text{пр}})$.
2. Используя кросс-плоты, находится корреляционная зависимость между $K_{\text{п}}$ и $\ln(K_{\text{пр}})$ пласта.
3. По найденной зависимости осуществляется пересчет карты пористости в карту $\ln(K_{\text{пр}})$, «сажается» на контрольные точки и пересчитывается в карту $K_{\text{пр}}$.

Построение карт требует использования геостатистических методов для получения значений параметров в межскважинном пространстве. В данной работе для решения данной задачи будет использоваться метод 2D-кригинга. Кригинг – метод способ нахождения лучшей несмещенной оценки (с точки зрения наименьшей дисперсии), основанный на использовании пространственных соотношений между известными и неизвестными данными с целью нахождения последних, а также учёт близкорасположенных данных (скважин) для корректного взвешивания каждой точки [4].

4. ИСПОЛЬЗУЕМОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Techlog – программный комплекс, разработанный компанией Schlumberger и предназначенный для обработки, интерпретации и анализа скважинных данных. В данной работе *Techlog* будет использован для петрофизической интерпретации данных каротажа и визуализации полученных результатов. Данная программа объединяет в единый рабочий процесс кривые каротажа, результаты исследования керна, фотографии и другую графическую информацию, что позволяет отображать, анализировать, интерпретировать и редактировать перечисленные данные в рамках одного программного продукта без обращения к сторонним узкоспециализированным инструментам. К основным возможностям программы также относятся введение поправок в каротажные приборы, многоскважинная интерпретация данных, оценка петрофизических свойств тонкослоистых коллекторов.

В программе *Techlog* возможна как базовая, так и расширенная интерпретация всех типов скважинных данных. Программный комплекс позволяет решить следующие петрофизические задачи: определение литологии и литологическое расчленение разреза, определение ФЕС, таких как пористость и проницаемость, горных пород, их нефтегазонасыщение (Рис. 4.1) [16]. Таким образом, данная программа подходит для достижения цели данной работы – определения пористости коллекторов неокомского комплекса по данным комплекса каротажа.

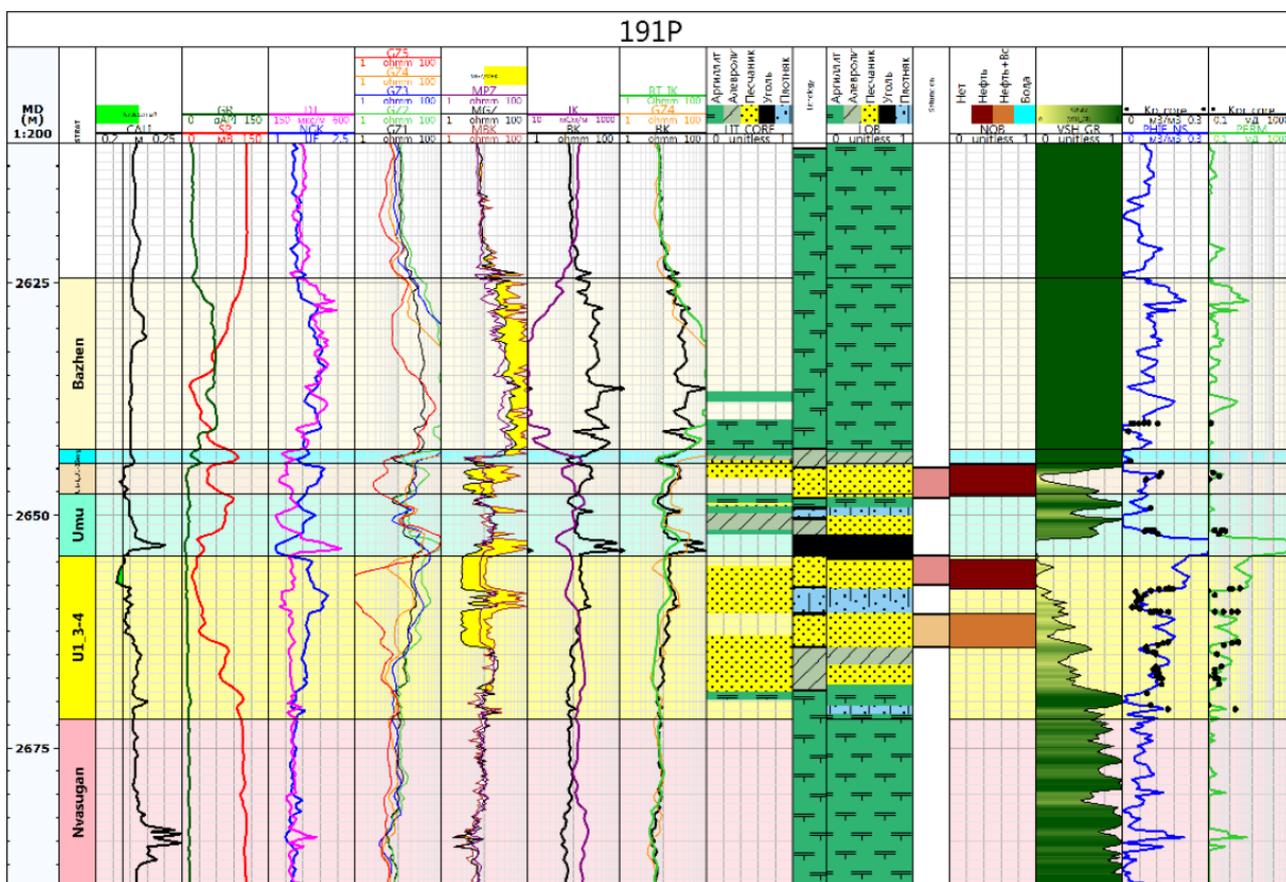


Рисунок 4.1 Пример петрофизической интерпретации каротажных данных в Techlog [18]

Для достижения поставленной цели выпускной квалификационной работы в программный комплекс TechLog будут загружены данные каротажа скважин Еты-Пуровского НГКМ, представленные в файлах с расширением .las, которые будут вынесены на планшет, далее будет проведена качественная интерпретация имеющихся каротажных кривых в виде определения литологии рассматриваемого интервала, проведения литологического разделения разреза, а затем количественная – вычисление и визуализация коэффициентов пористости, проницаемости и нефтегазонасыщения. Выполнение количественной интерпретации будет выполняться по методикам, изложенным в главе 3, математический аппарат которых будет заложен в скрипты на языке программирования Python, встроенного в Techlog. На опорной скважине, охарактеризованной расширенным комплексом каротажа, будут протестированы и проверены по кернавым данным все применяемые методики интерпретации данных ГИС, которые затем будут тиражированы на другие скважины, обладающие меньшим набором геолого-геофизических данных. Подготовленные РИГИС далее будут использованы для выполнения межскважинной корреляции, расчёта коэффициента песчаности нефтеносной части пласта (при помощи надстройки Russian Tools, содержащей в себе скрипты для решения задач отечественных петрофизиков) и построения карт песчаности нефтенасыщенной части пластов, пористости и проницаемости по данным ГИС при помощи встроенных функций картопостроения.

5. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ НЕОКОМСКОГО КОМПЛЕКСА

В работе автором использовались данные ГИС по 7 скважинам Еты-Пуровского месторождения (Рис. 5.1). В качестве опорной скважины выбрана скважина №1, так как она охарактеризована расширенным комплексом ГИС, включающего все ранее рассмотренные в главах 2 и 3 методы каротажа, а также керновым материалом.

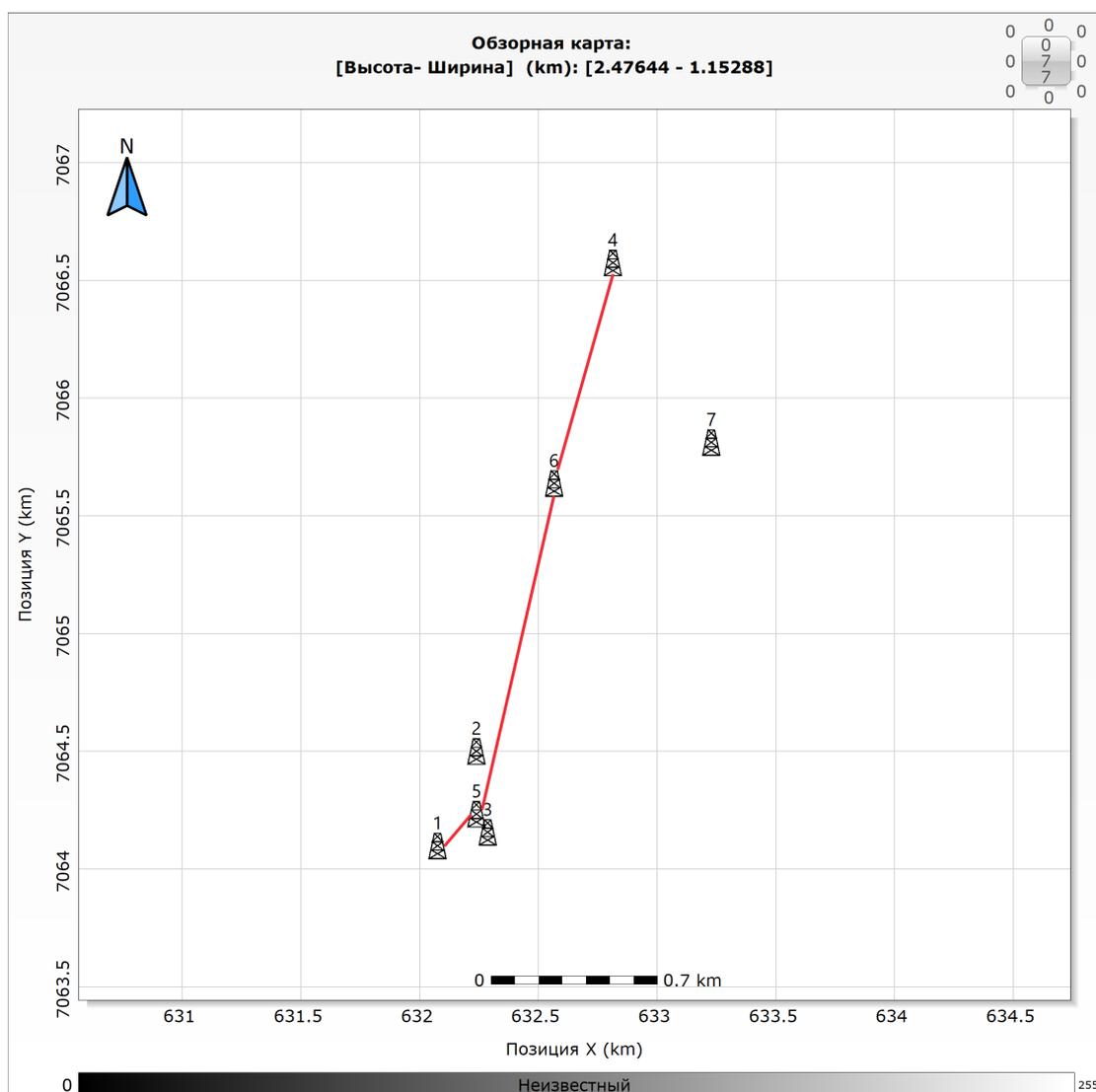


Рисунок 5.1 Карта расположения скважин

Красной линией обозначен корреляционный профиль

В качестве конечного объекта исследований, по которому, помимо качественной и количественной интерпретации ГИС будет произведено картопостроение, была выбрана группа пластов БП₁₂: пласты БП₁₂⁰, БП₁₂¹, БП₁₂².

На скважинах 1 – 4 интерпретация производилась в пределах всего продуктивного разреза неокомского НГК. Скважины 5 – 7 используются для картопостроения, интерпретация

производилась ниже маркирующего горизонта аргиллитов, разделяющего пласты БП₁₀ и БП₁₂.

Выделение коллекторов производилось по приведённым в главе 3 методикам – по граничному значению $\alpha_{ПС} = 0,3$; уменьшению диаметра ствола скважины относительно номинального против пластов-коллекторов; превышению $\rho_k^{МПЗ}$ над $\rho_k^{МГЗ}$; наличие радиального градиента сопротивления, устанавливаемое путем сравнения показаний однотипных разноглубинных зондов. Показания микробокового каротажа были выше показаний бокового каротажа как в нефтеносных, так и в водоносных коллекторах, что, возможно связано с повышенными значениями удельного сопротивления фильтрата бурового раствора. Поэтому сравнение $\rho_k^{МБК}$ и $\rho_k^{БК}$ использовалось для выделения коллекторов без определения характера насыщения. Кривые «плотностных» методов: ГГК-П, ННК-Т (пересчитанного в водородосодержание) и АК использовались для выделения в разрезе плотных карбонатизированных песчаников и углей, не являющихся коллекторами углеводородов (Рис. 5.2).

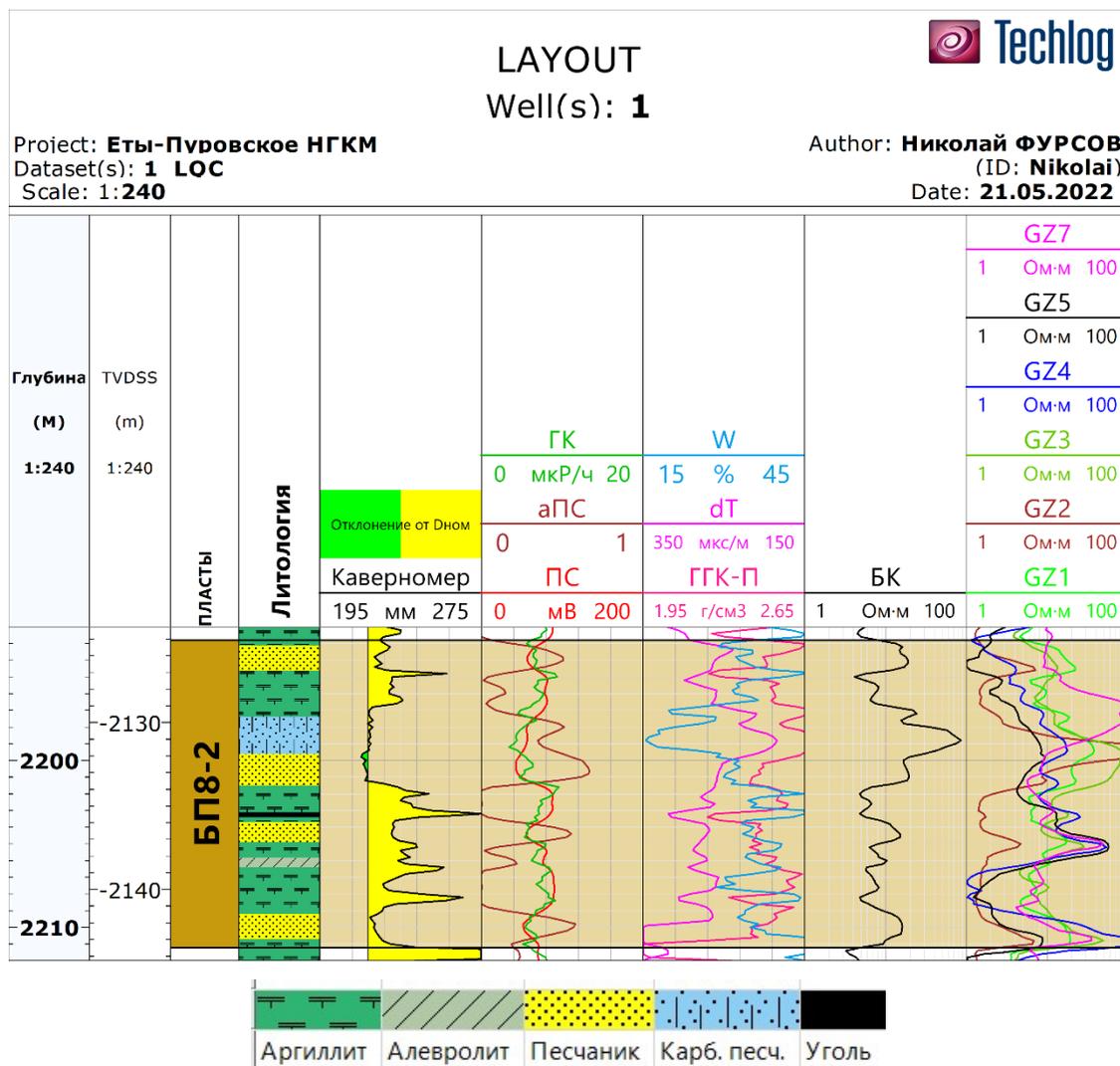


Рисунок 5.2 Определение литологии разреза опорной скважины №1 по комплексированию данных ГИС

Определение глинистости коллекторов в пределах продуктивных пластов АП₇₋₁₁ производилось по стандартной линейной методике ПС (3.5), в пределах пластов БП₁₋₁₂ по петрофизическим зависимостям, приведенным в Табл. 3.2 (Рис. 5.3).

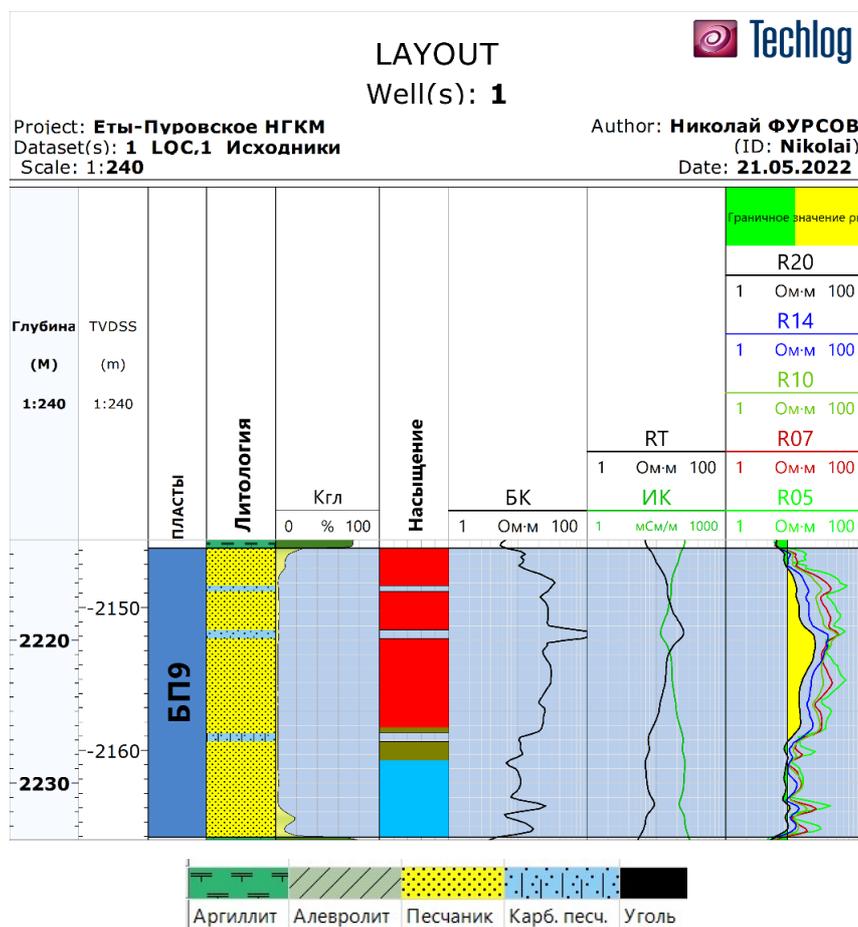


Рисунок 5.3 Определение коэффициента глинистости $K_{ГЛ}$ разреза опорной скважины №1 по данным ГИС

После интерпретации литологии были выделены продуктивные пласты и произведена корреляция. Корреляционная схема для пластов БП₁₂ по профилю скважин 1 – 5 – 6 – 4 представлена на рисунке 5.4. Можем наблюдать клиноформное строение отложений с погружением пород в северном направлении.

Определение характера насыщения выполнялось по данным ИК и ВИКИЗ по граничным значениям сопротивлений, приведенных в подглаве 3.5 (Рис. 5.5). Стоит отметить влияние вмещающих пород на величину кажущегося сопротивления, в особенности плотных карбонатизированных песчаников, приводящих к его завышению (Рис. 5.6). Это нужно будет учитывать при количественной интерпретации насыщения, поскольку значения кажущегося сопротивление будут использоваться для расчёта коэффициента нефтегазонасыщенности (3.24), а возникающее завышение сопротивление будет завышать получаемую величину нефтегазонасыщенности.

Расчёт пористости (Рис. 5.7) выполнялся по петрофизическим уравнениям, приведенным в главе 3. Пористость по методу ПС рассчитывалась по уравнениям из Табл. 3.5, по данным АК в комплексе с ПС пористость определялась по формуле Фоменко (3.10), по данным ГГК-П использовалась формула 3.11, для определения пористости по данным ННК-Т использовалось уравнение 3.15. Для метода ПС было отмечено, что по его данным плотные песчаники, не являющиеся коллекторами, слабо отличаются от коллекторов, и даже могут завышать результаты определения пористости по ПС. Поэтому, по керновым данным, в методику определения пористости по данным ПС была введена поправка за наличие в разрезе карбонатизированных песчаников, равная 10.5%, значение которой присваивается пропласткам, определённых автором как «плотный песчаник», что позволяет отсеять данные породы при дальнейших расчётах ФЕС по количественному критерию выделения коллекторов (Табл. 3.1). Значения пористости, как рекомендуется в проектном документе, осреднены в пределах интервалов коллекторов.

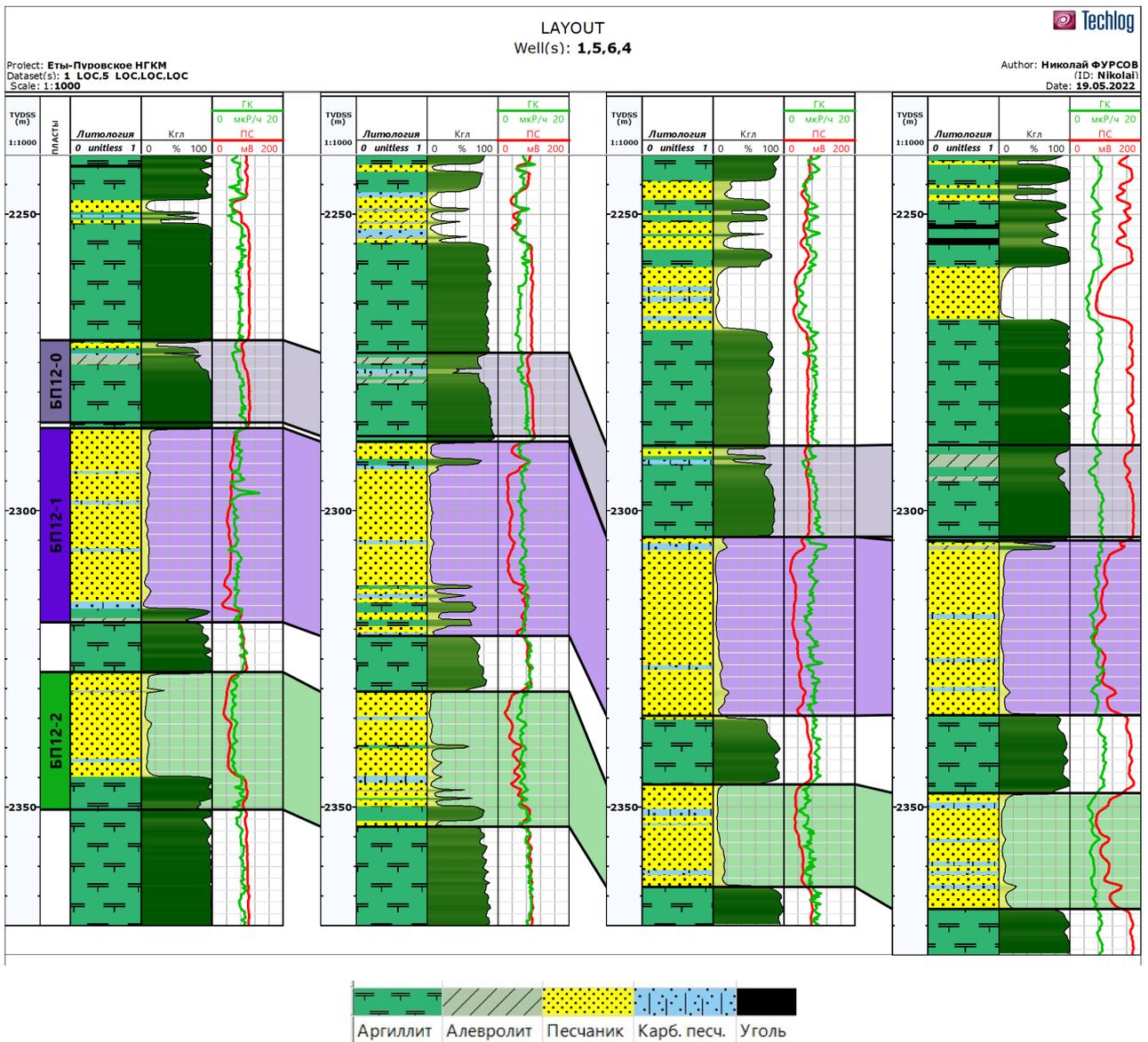


Рисунок 5.4 Корреляционная схема для пластов БП₁₂ по профилю скважин 1 – 5 – 6 – 4

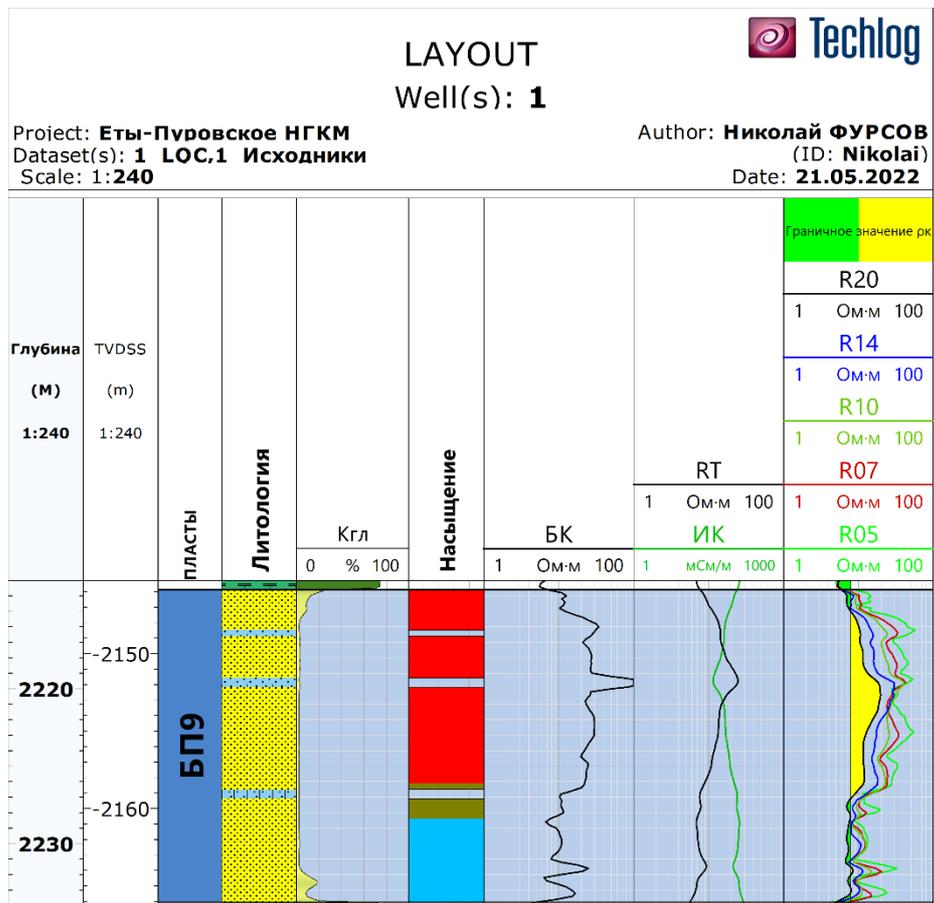


Рисунок 5.5 Определение характера насыщения разреза скважины №1 по данным ГИС

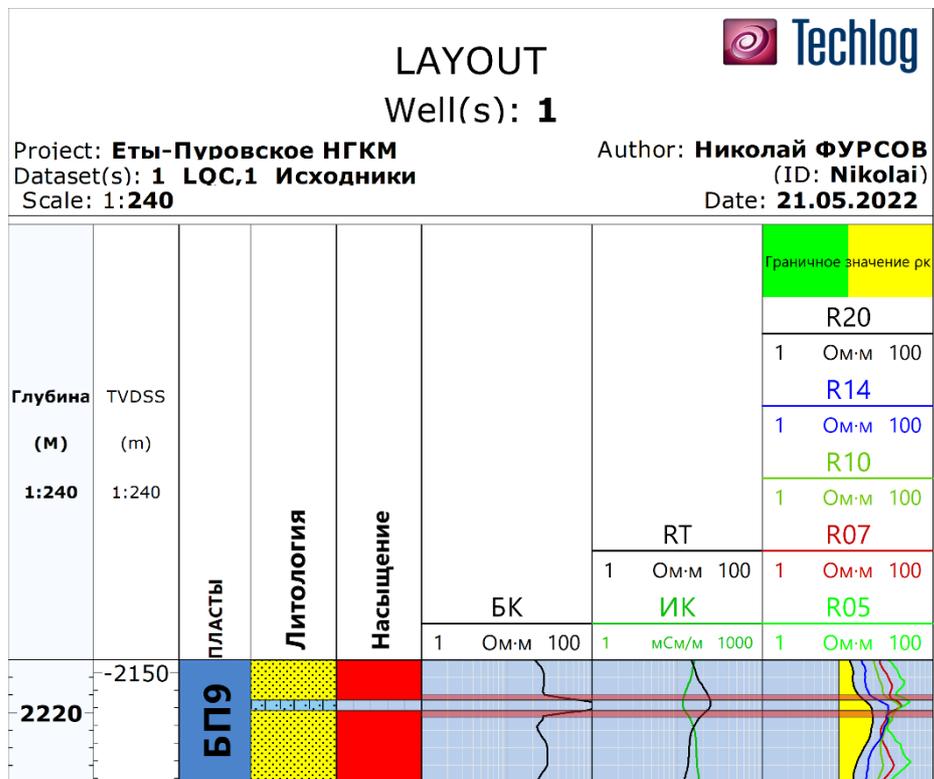


Рисунок 5.6 Завышение сопротивления вмещающих плотный песчаник пород
Красным обозначены зоны повышения сопротивления вмещающих плотный песчаник пород

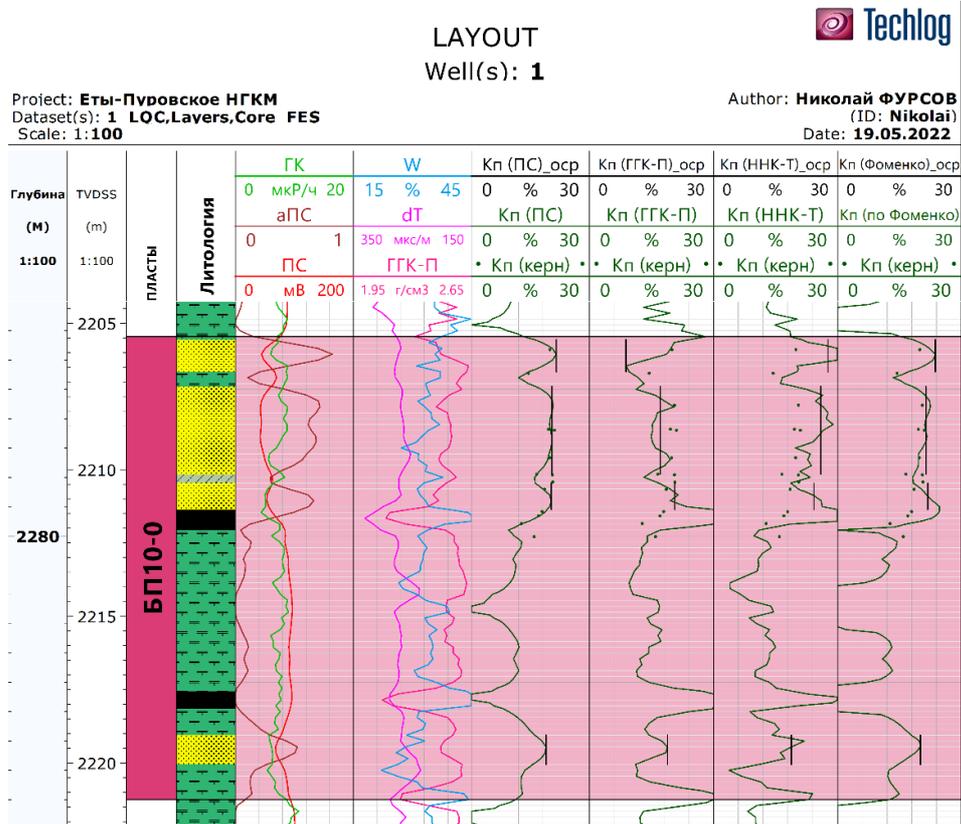


Рисунок 5.7 Определение коэффициента пористости по различным методам ГИС на опорной скважине № 1

Несмотря на невозможность выделения углей и карбонатизированных песчаников, методика определения пористости по данным ПС является наиболее точной в среднем по продуктивному разрезу неокомского НГК, согласно результатам сравнения осреднённых значений пористости коллекторов по ГИС и керну (Рис. 5.8). Для более точного учёта наличия в разрезе плотных песчаников, приоритетной методикой расчёта пористости была выбрана методика Фоменко, в случае отсутствия кривой АК расчёт выполнялся по ранее изложенной модифицированной методике ПС, в случае бурения скважины на полимер-карбонатном растворе (скважина 7) использовались данные по методу ГГК-П.

Определение проницаемости проводилось по петрофизическим уравнениям 3.17 – 3.20, приведенным в главе 3 и получаемому значению коэффициента пористости. Наблюдается низкая корреляция получаемых значений с результатами определения проницаемости на образцах керна (рис. 5.9). Данное явление можно объяснить тем, что петрофизические зависимости представляют из себя функцию $K_{пр} = f(K_p)$, не учитывающую иные параметры, помимо пористости. Одним из параметров, которые могут учитываться при расчёте проницаемости, является коэффициент объёмной глинистости пород, имеющий обратную зависимость с проницаемостью (Рис. 5.10). Помимо этого, возможно стоит

рассмотреть зависимости, учитывающие не просто пористость, а параметр пористости [11] и остаточную водонасыщенность [7].

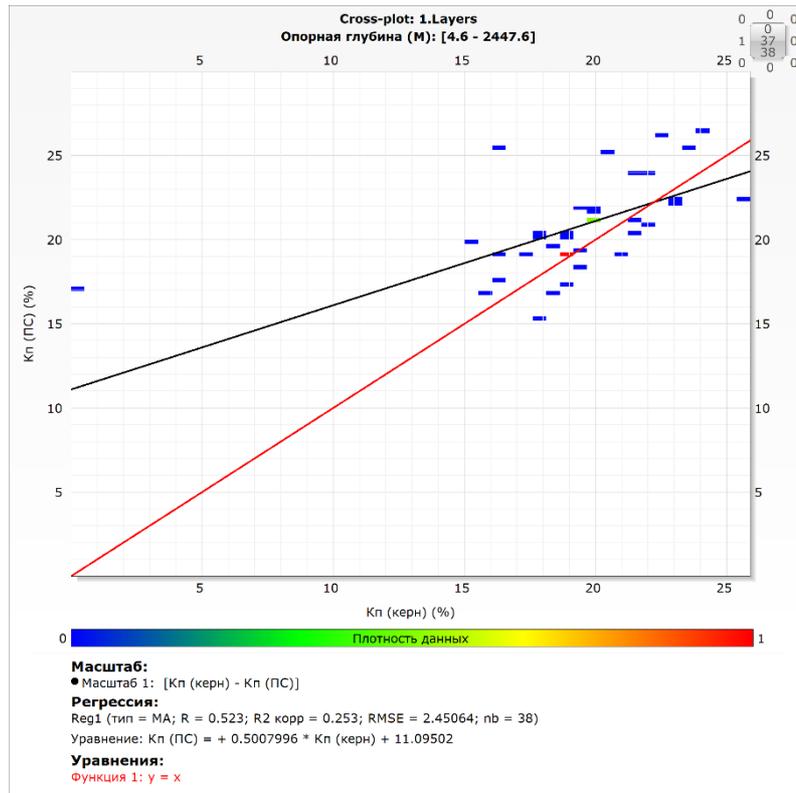


Рисунок 5.8 Корреляционная диаграмма kern-ГИС для коэффициента пористости, определённого по данным ПС в опорной скважине

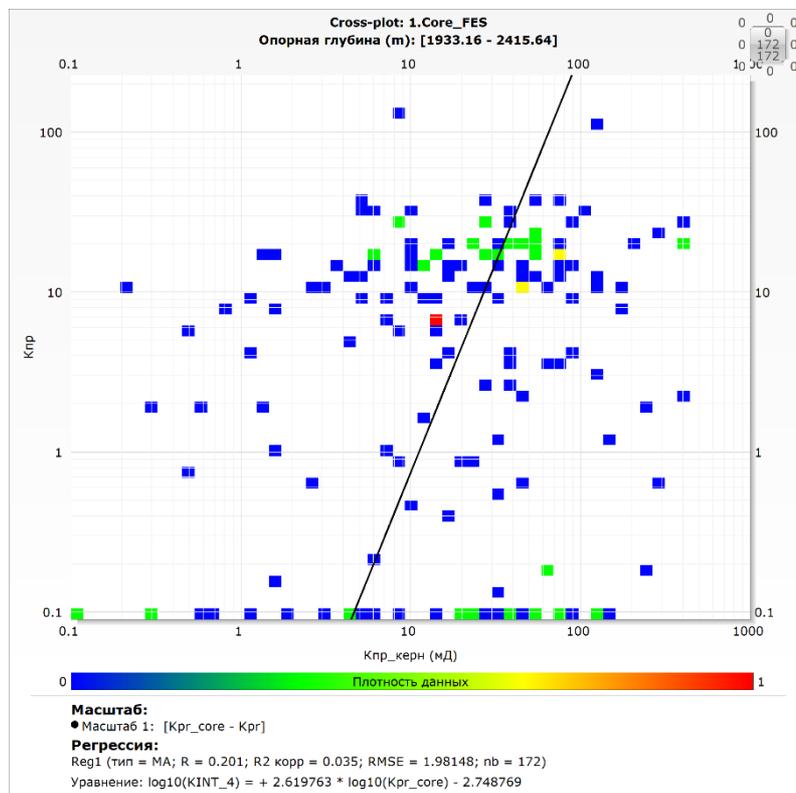


Рисунок 5.9 Корреляционная диаграмма kern-ГИС для проницаемости

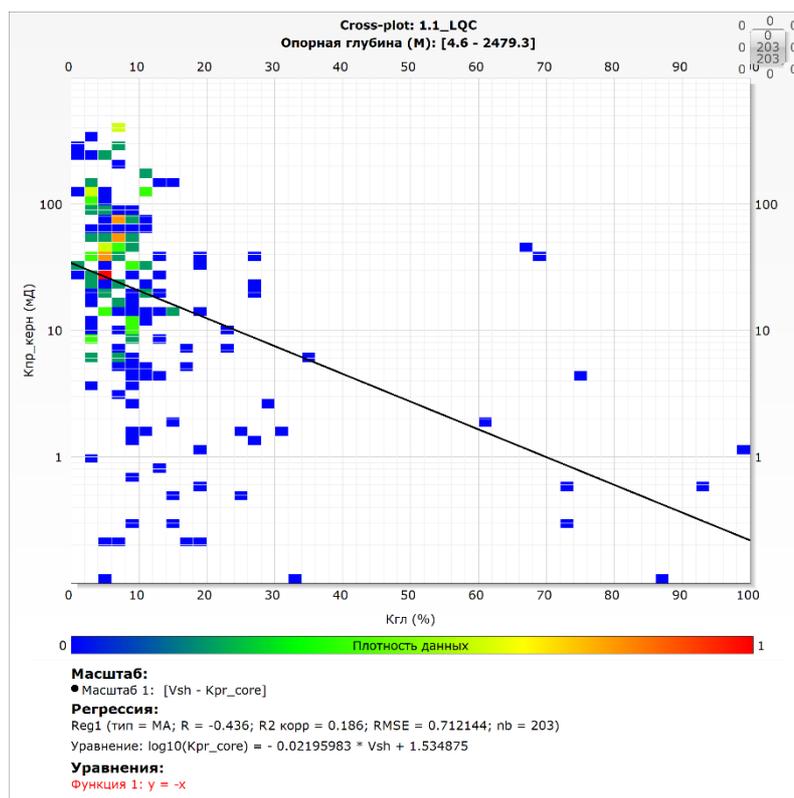


Рисунок 5.10 Корреляционная диаграмма ГИС-керна для значений коэффициента объёмной глинистости по данным ГИС и проницаемости по керну

Определение коэффициента нефтегазонасыщения (Рис. 5.11) проводилось формуле Арчи-Дахнова (3.24) в соответствии с полученными данными по петрофизическим исследованиям керна, изложенным в Табл. 3.6. Приоритетным было использование дальнего зонда ВИКИЗ (R20), при наличии проведённого ВИКИЗ в скважине. При отсутствии данных ВИКИЗ использовались данные ИК, пересчитанные в кажущееся сопротивление, зная, что для проведения ИК использовался зонд 6Ф1. Поскольку, как ранее было отмечено, наличие в разрезе плотных песчаников приводит к завышению сопротивления вмещающих их пород, по возможности, выполнялось осреднение значений насыщения в пределах интервалов коллекторов.

Расчёт коэффициентов песчанности (по формулам 3.25 и 3.26) и построение карт выполнялись для пластов группы БП₁₂.

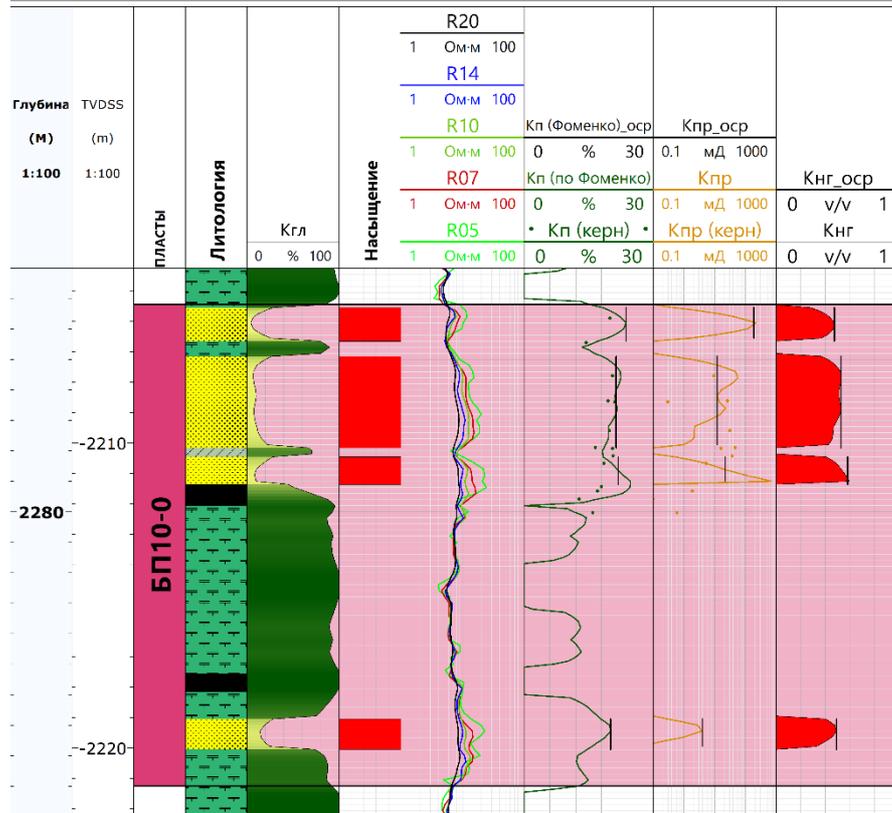


Рисунок 5.11 Определение коэффициентов проницаемости и нефтегазонасыщенности на опорной скважине № 1

Результаты выполненной автором интерпретации ГИС (РИГИС) представлены в Прил. 1 – 7. Номер приложения соответствует номеру скважины.

Рассмотрим результаты определения параметров коллекторов неокомского нефтегазонаосного комплекса по группам пластов.

Пласты АП₇₋₁₁

Распределение глинистости в коллекторах представлено на Рис. 5.12. Среднее значение глинистости в коллекторах пластов АП₇₋₁₁ составляет 8%, модальное значение 3%.

Распределение пористости коллекторов представлено на Рис. 5.13. Среднее значение коэффициента пористости для группы пластов АП₇₋₁₁ составляет 22%.

Распределение проницаемости коллекторов представлено на Рис. 5.14. Среднее геометрическое значение коэффициента проницаемости для группы пластов АП₇₋₁₁ составляет 24 мД, модальное значение 68 мД.

Максимальное значение коэффициента нефтегазонасыщенности составляет 0.67, определён ВНК -1876,5 для пластов АП₉₋₁₀ (скв.2 – Прил.2).

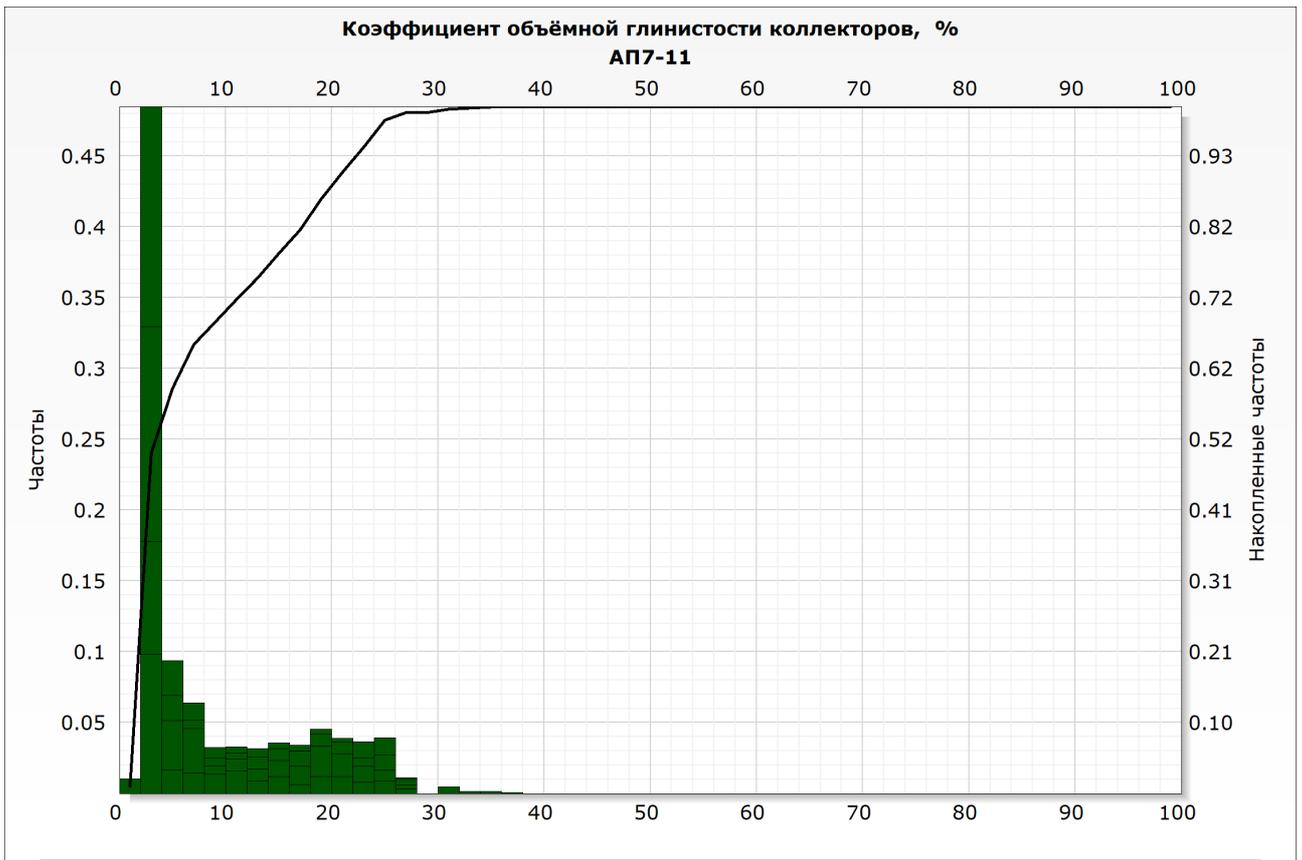


Рисунок 5.12 Распределение глинистости коллекторов группы пластов АП7-11

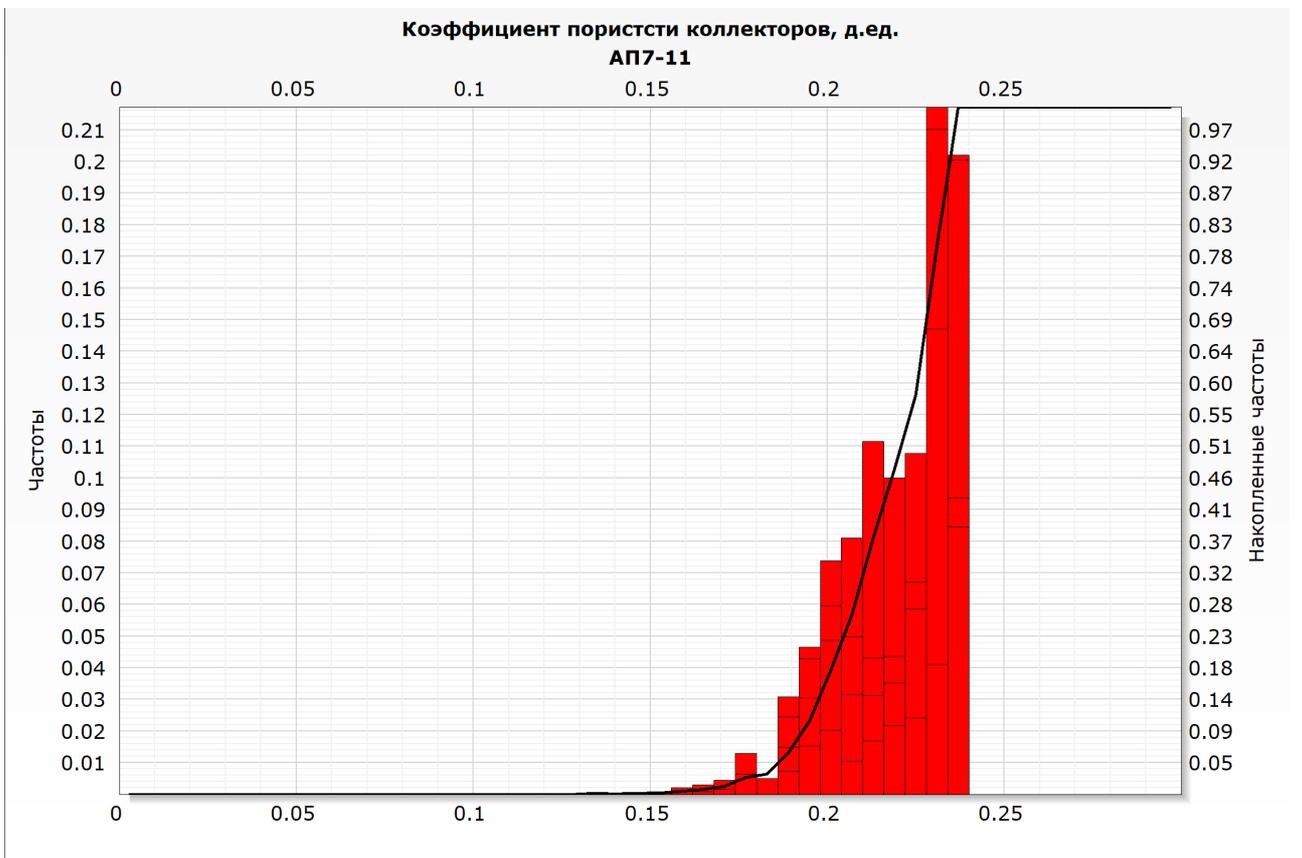


Рисунок 5.13 Распределение пористости коллекторов группы пластов АП7-11

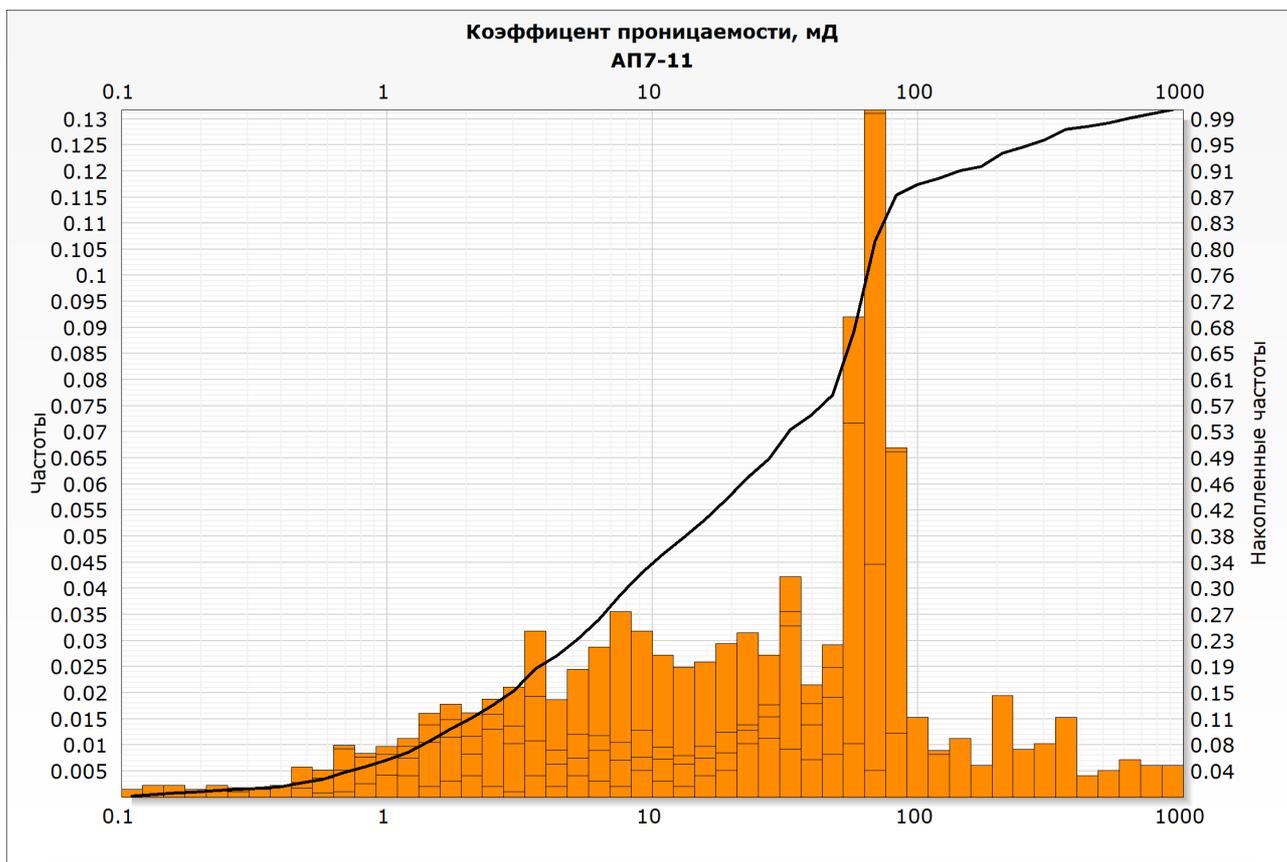


Рисунок 5.14 Распределение проницаемости коллекторов группы пластов АП₇₋₁₁

Пласты БП₁₋₆

Распределение глинистости в коллекторах представлено на Рис. 5.15. Среднее значение глинистости в коллекторах пластов БП₁₋₆ составляет 11%, модальное значение 3%.

Распределение пористости коллекторов представлено на Рис. 5.16. Среднее значение коэффициента пористости для группы пластов БП₁₋₆ составляет 19%.

Распределение проницаемости коллекторов представлено на Рис. 5.17. Среднее геометрическое значение коэффициента проницаемости для группы пластов БП₁₋₆ составляет 31 мД. Наблюдается бимодальное распределение, модальное значение 183 мД.

Максимальное значение коэффициента нефтегазонасыщенности составляет 0.66, определены ВНК: -1998,5 для БП₃ (скв.2 – Прил.2); -2023.7 для БП₄ (скв.2 – Прил.2); -2090.6 для пластов БП₆₋₇ (скв.2 – Прил.2).

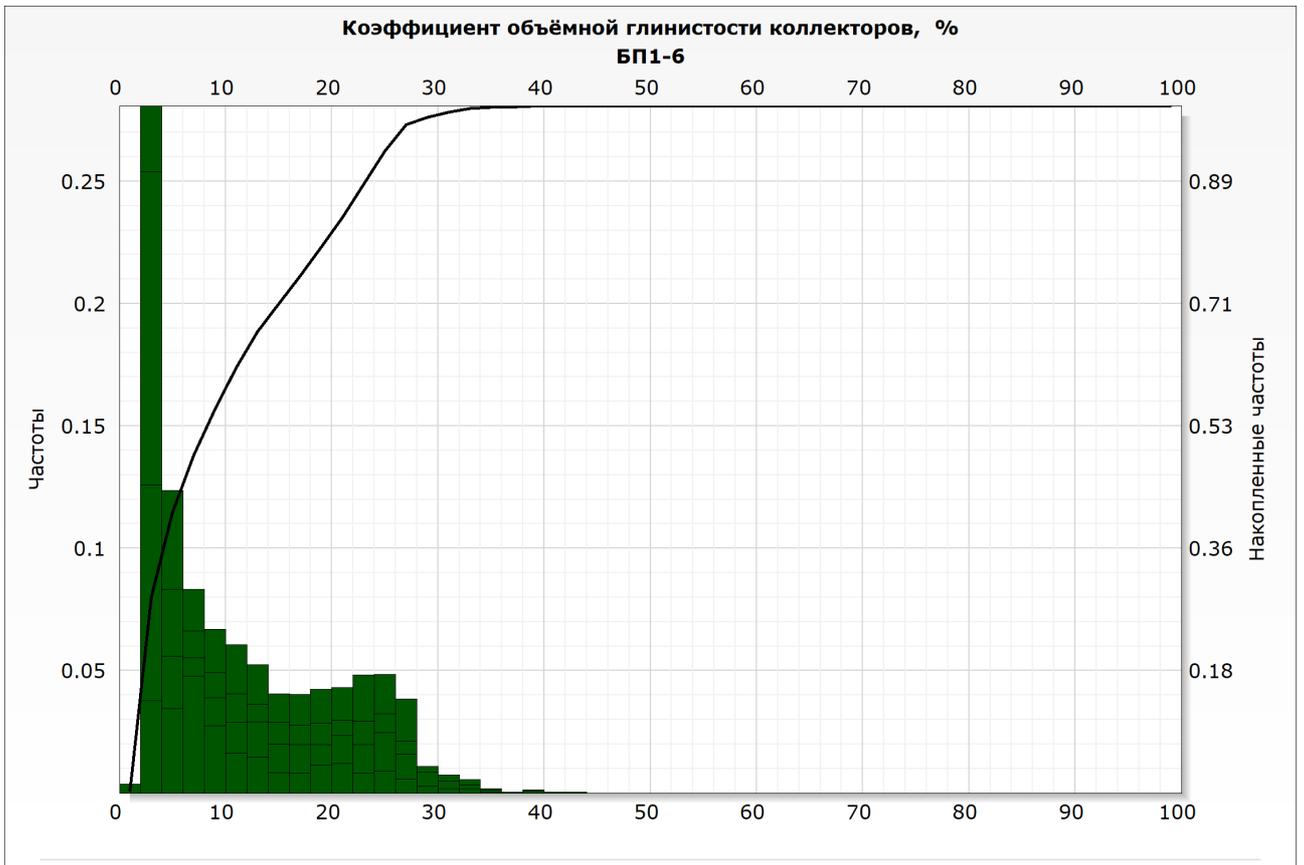


Рисунок 5.15 Распределение глинистости коллекторов группы пластов BP1-6

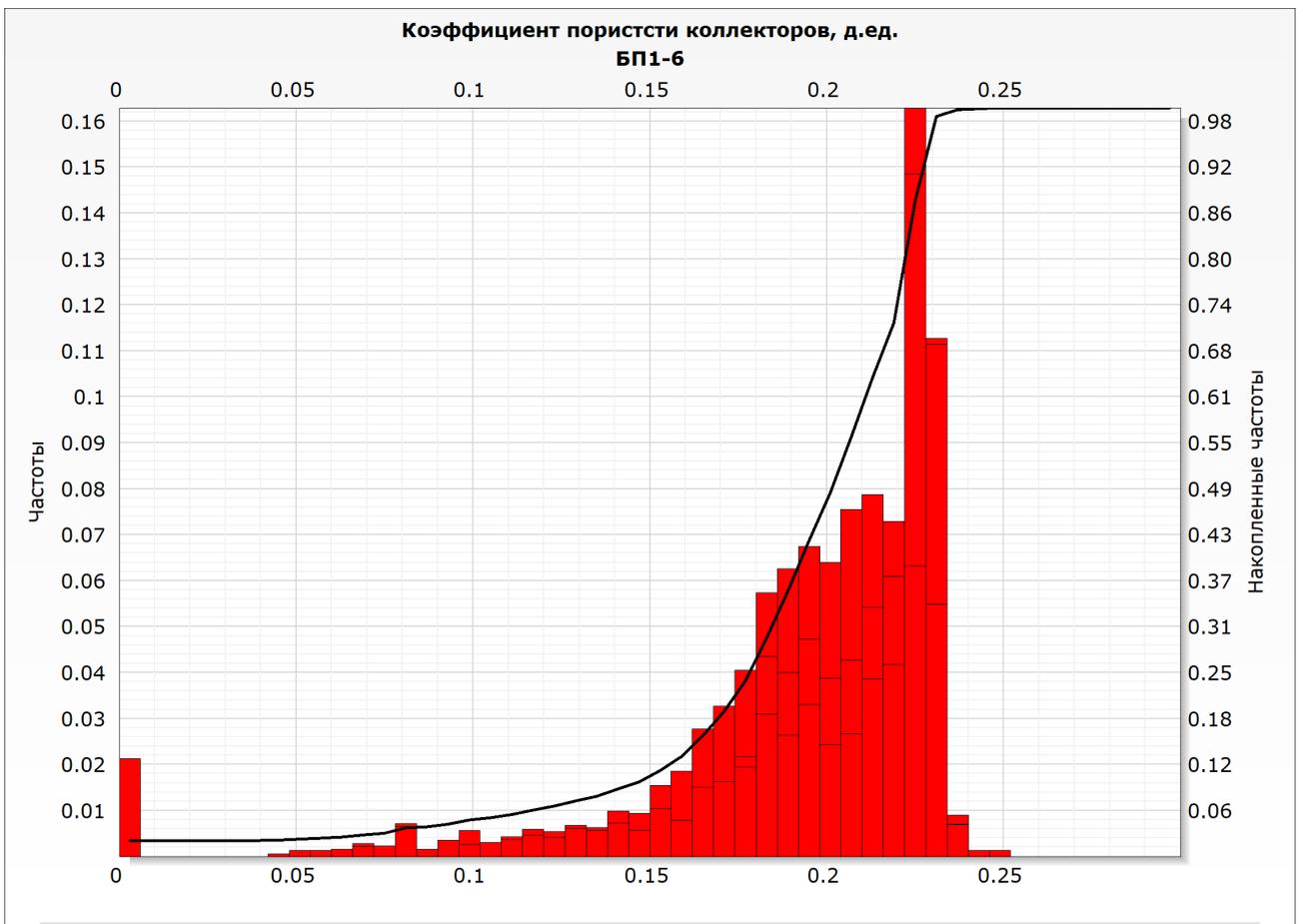


Рисунок 5.16 Распределение пористости коллекторов группы пластов BP1-6

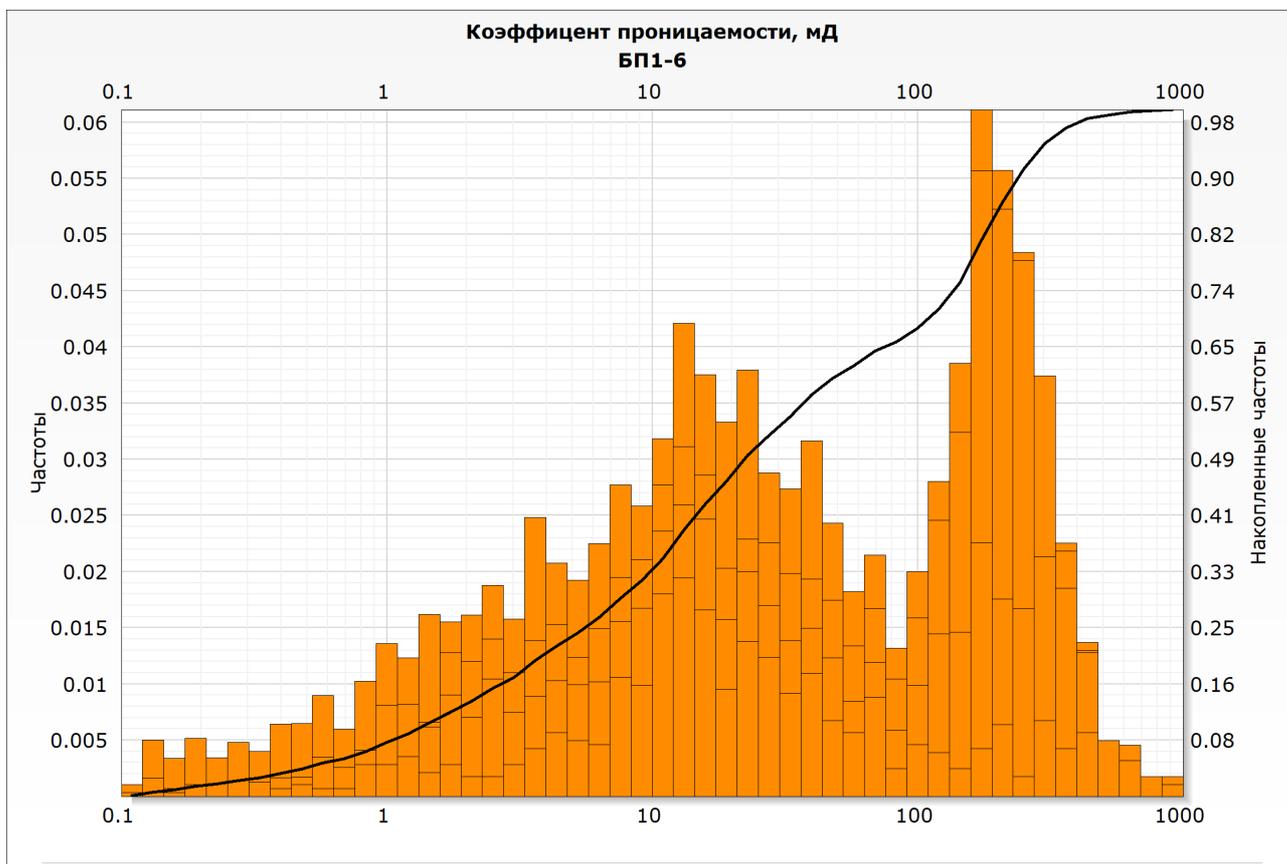


Рисунок 5.17 Распределение проницаемости коллекторов группы пластов БП₁₋₆

Пласты БП₇₋₁₁

Распределение глинистости в коллекторах представлено на Рис. 5.18. Среднее значение глинистости в коллекторах пластов БП₇₋₁₁ составляет 11%, модальное значение 3%.

Распределение пористости коллекторов представлено на Рис. 5.19. Среднее значение коэффициента пористости для группы пластов БП₇₋₁₁ составляет 20%.

Распределение проницаемости коллекторов представлено на Рис. 5.20. Среднее геометрическое значение коэффициента проницаемости для группы пластов БП₇₋₁₁ составляет 15 мД, модальное значение 68 мД.

Максимальное значение коэффициента нефтегазонасыщенности составляет 0.79, определены ВНК: -2090.6 для пластов БП₆₋₇ (скв.2 – Прил.2); -2114.5 для пласта БП₇² (скв.1 – Прил.1); -2160,1 ± 5 для пласта БП₉ (скв.1 – Прил.1, скв.2 – Прил.2); -2225.5 для пласта БП₁₀⁰ (скв. 3 – Прил.3).

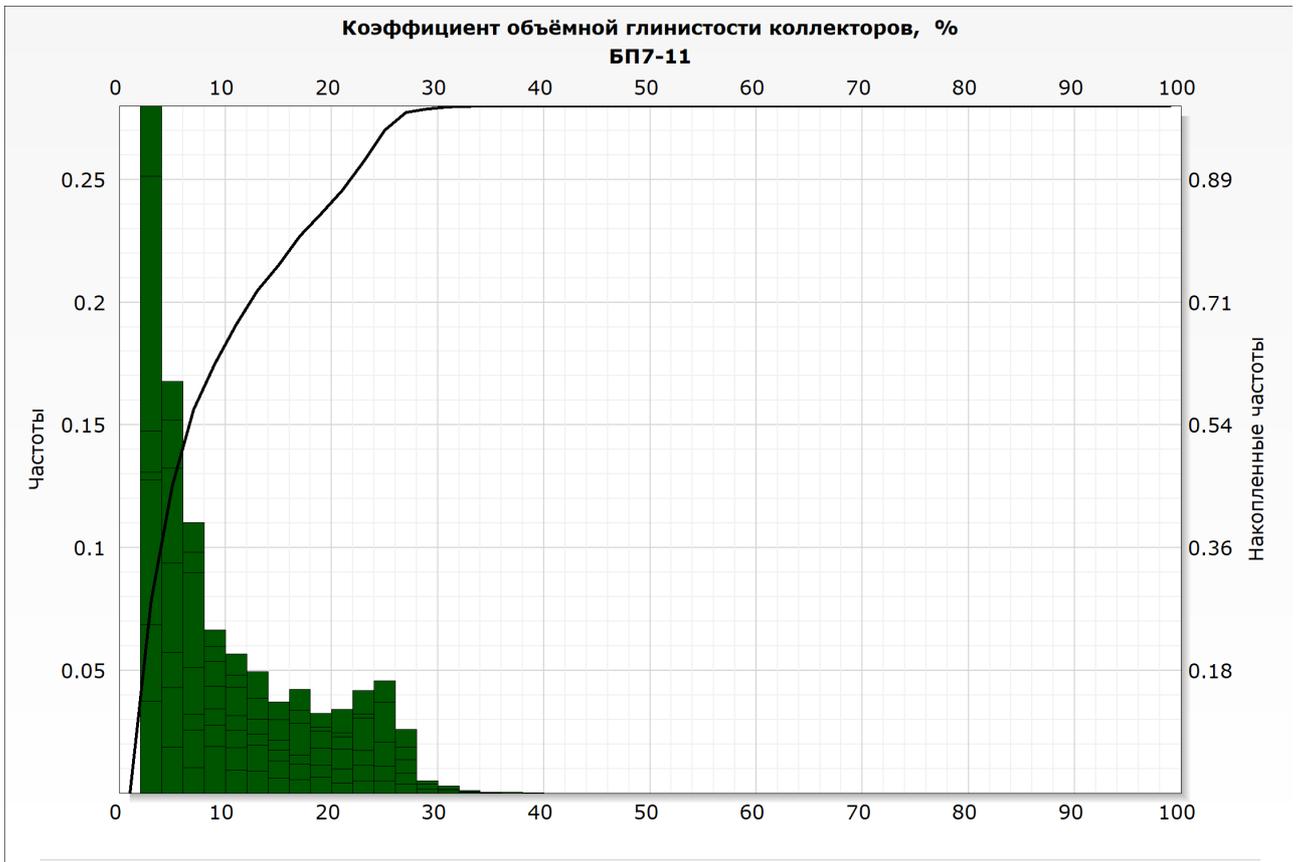


Рисунок 5.18 Распределение глинистости коллекторов группы пластов БП7-11

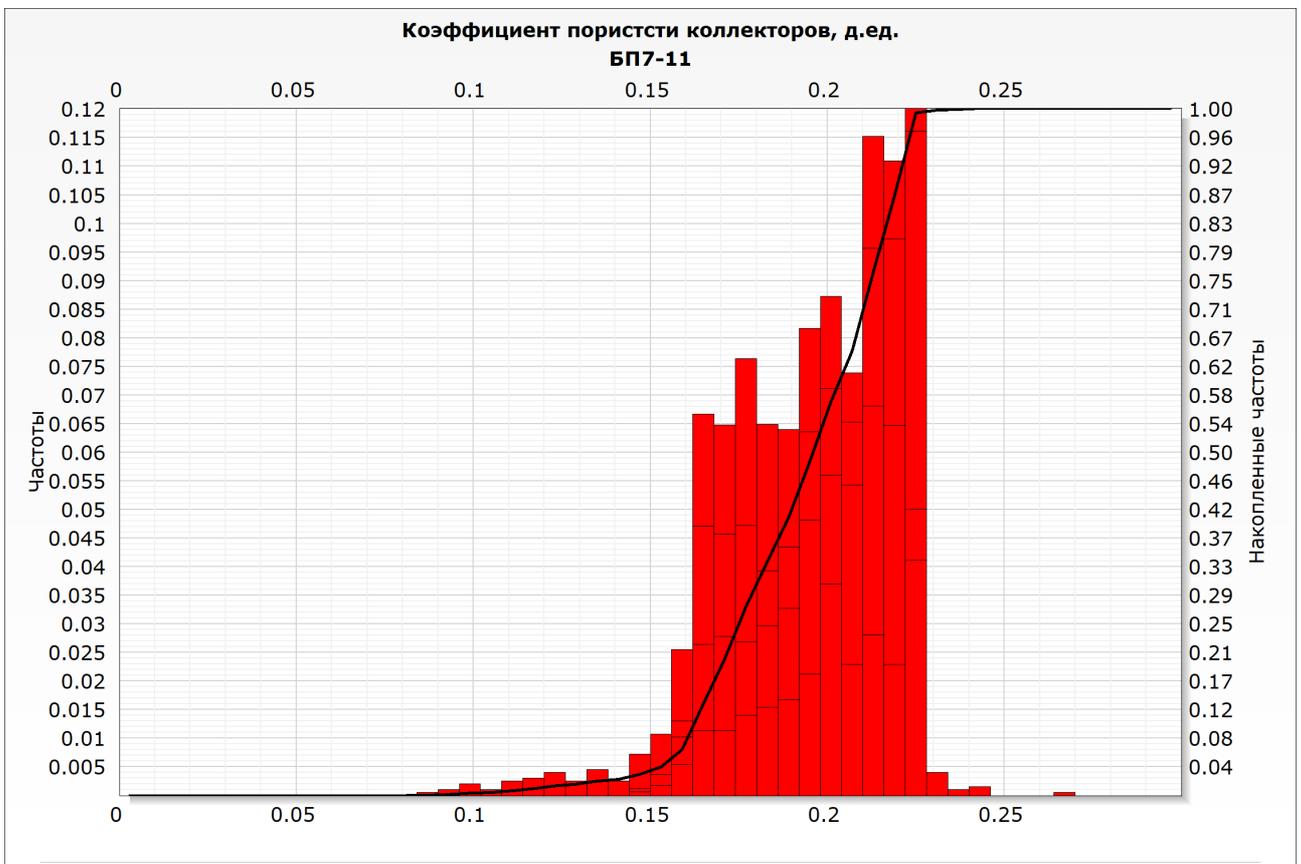


Рисунок 5.19 Распределение пористости коллекторов группы пластов БП7-11

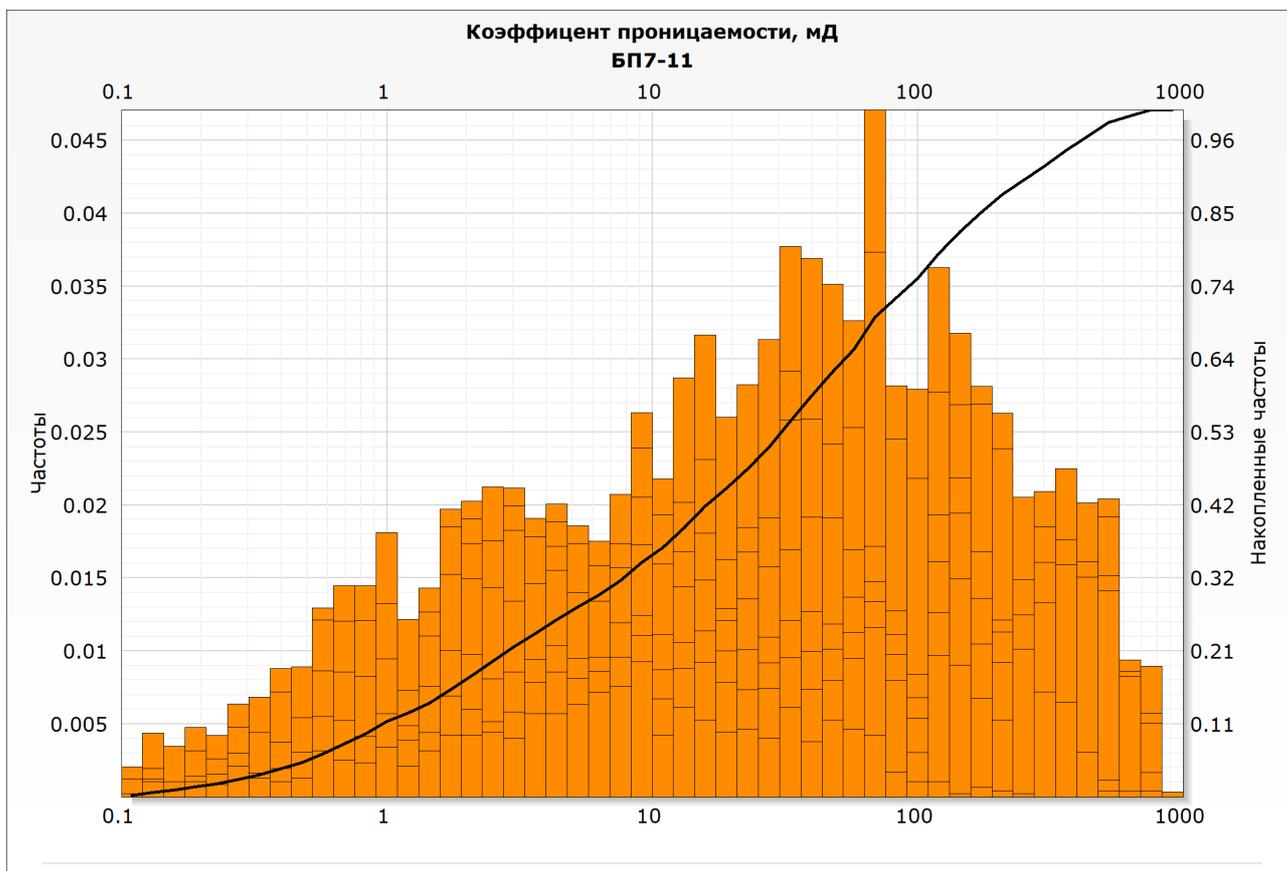


Рисунок 5.20 Распределение проницаемости коллекторов группы пластов БП7-11

Пласты БП₁₂

В группу пласта БП₁₂ входят пласты БП₁₂⁰, БП₁₂¹ и БП₁₂².

Общее распределение глинистости в коллекторах представлено на Рис. 5.21. Среднее значение глинистости в коллекторах пластов БП₁₂ составляет 11%, модальное значение 3%.

Распределение пористости коллекторов представлено на Рис. 5.22. Среднее значение коэффициента пористости для группы пластов БП₁₂ составляет 18%. Карта тренда пористости в целом по группе пластов БП₁₂ представлена на Рис. 5.23. Как следует из карты, лучшими коллекторскими свойствами обладает южная части исследуемого полигона.

Распределение проницаемости коллекторов представлено на Рис. 5.24. Среднее геометрическое значение коэффициента проницаемости для группы пластов БП₁₂ составляет 17 мД, модальное значение 115 мД. Карта тренда проницаемости в целом по группе пластов БП₁₂ представлена на Рис. 5.25. Как следует из карты, лучшими коллекторскими свойствами обладает южная части исследуемого полигона, что согласуется с картой пористости.

Максимальное значение коэффициента нефтегазонасыщенности составляет 0,75, определены ВНК: ВНК: $-2317,0 \pm 1$ для пласта БП₁₂¹ (скв. 3 – Прил.3, скв. 4 – Прил.4, скв. 5 – Прил.5,) $-2343,6 \pm 1$ для пласта БП₁₂² (скв. 5 – Прил.5, скв. 6 – Прил.6).

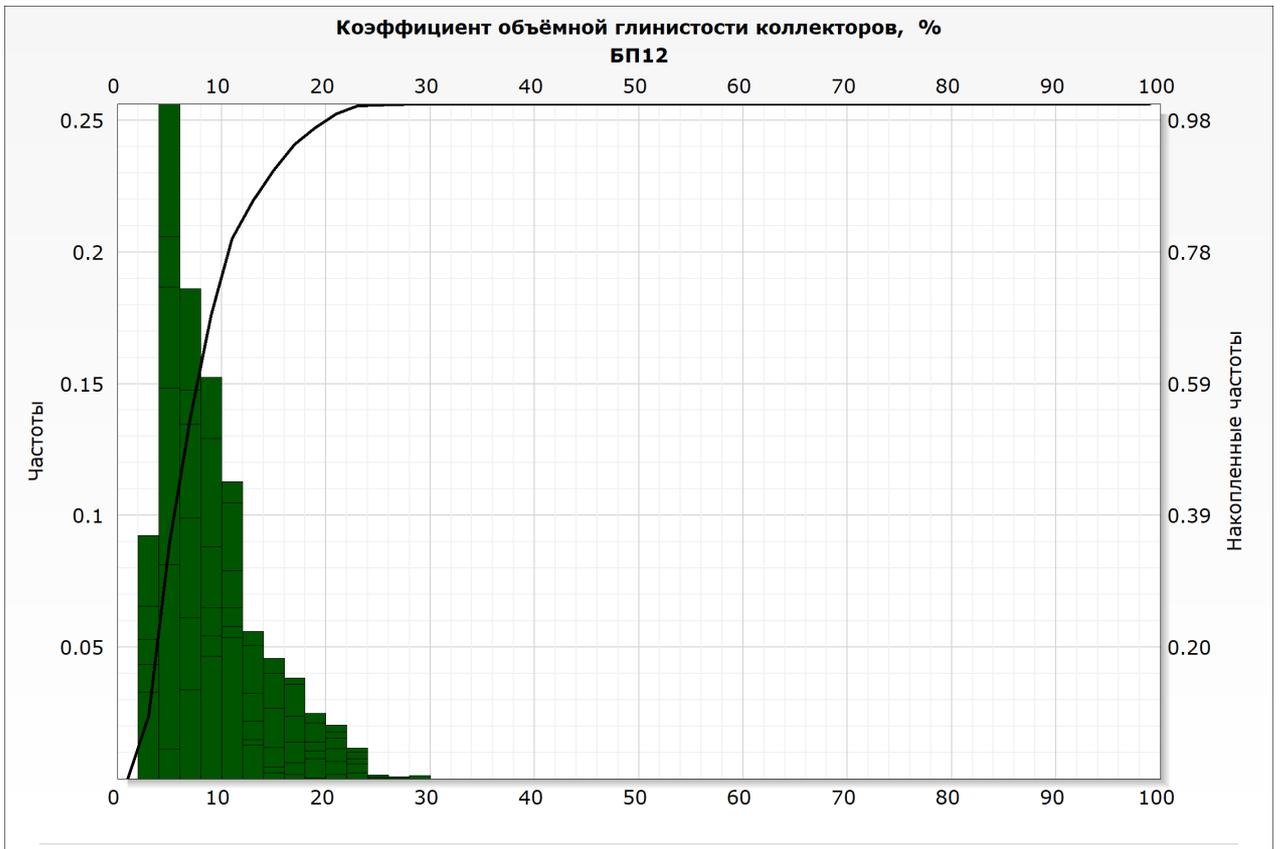


Рисунок 5.21 Распределение глинистости коллекторов группы пластов БП₁₂

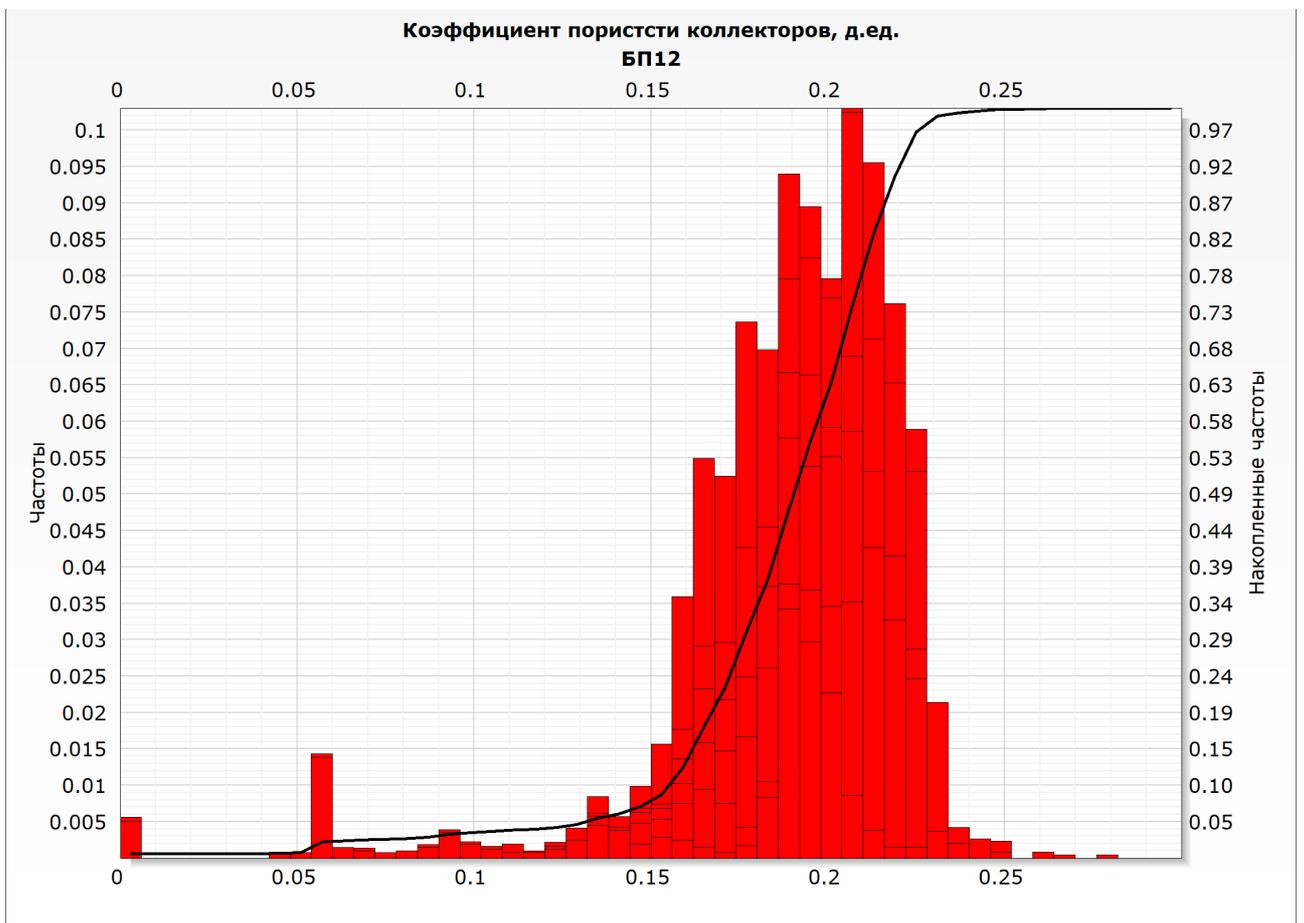


Рисунок 5.22 Распределение пористости коллекторов группы пластов БП₁₂

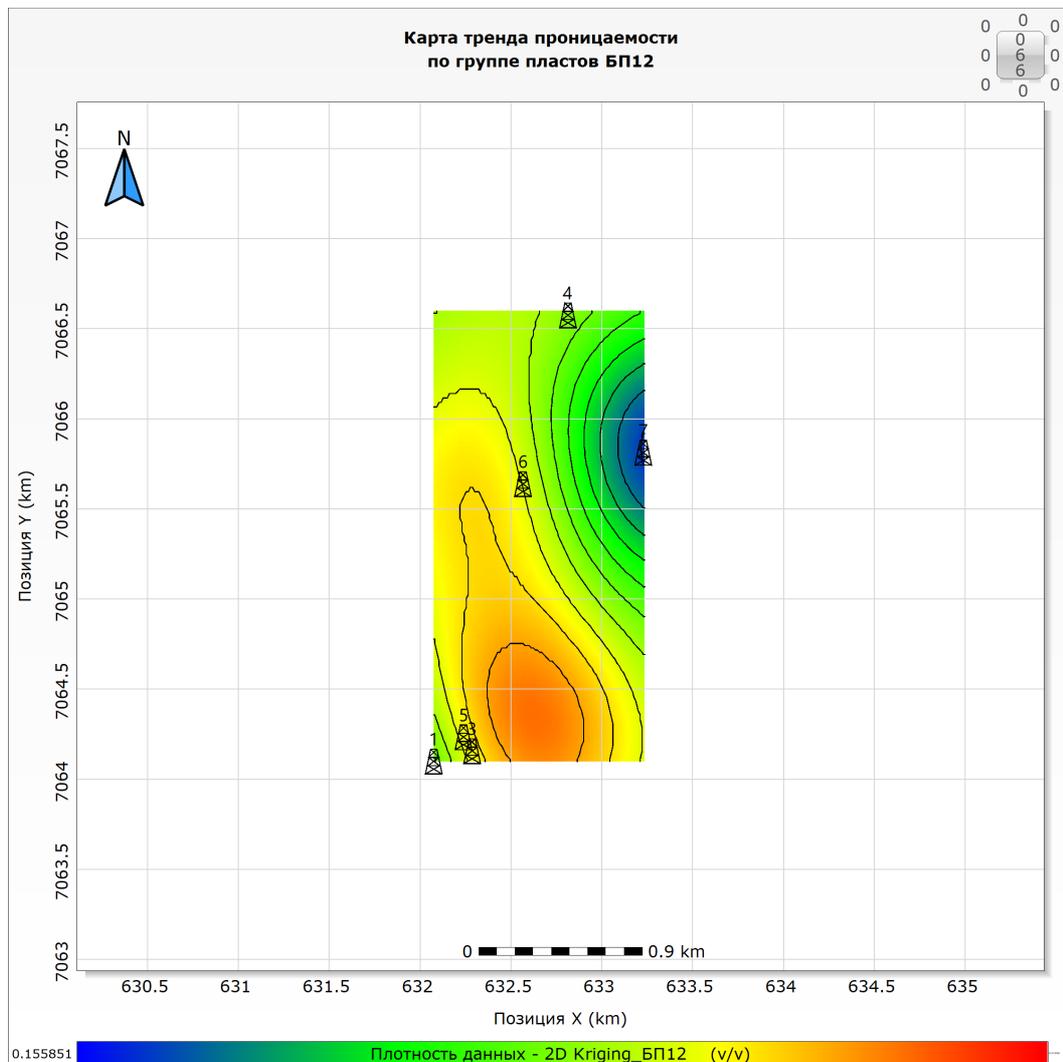


Рисунок 5.23 Карта тренда пористости для группы пластов БП₁₂

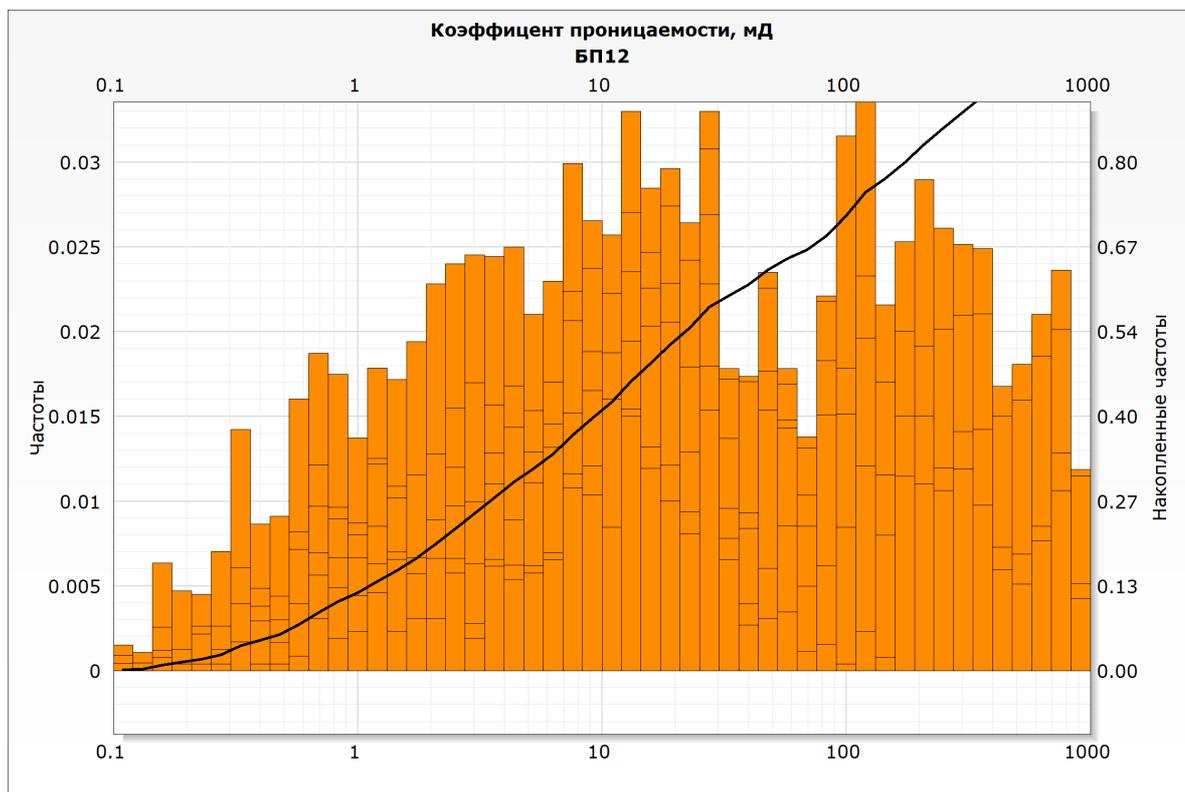


Рисунок 5.24 Распределение проницаемости коллекторов группы пластов БП₁₂

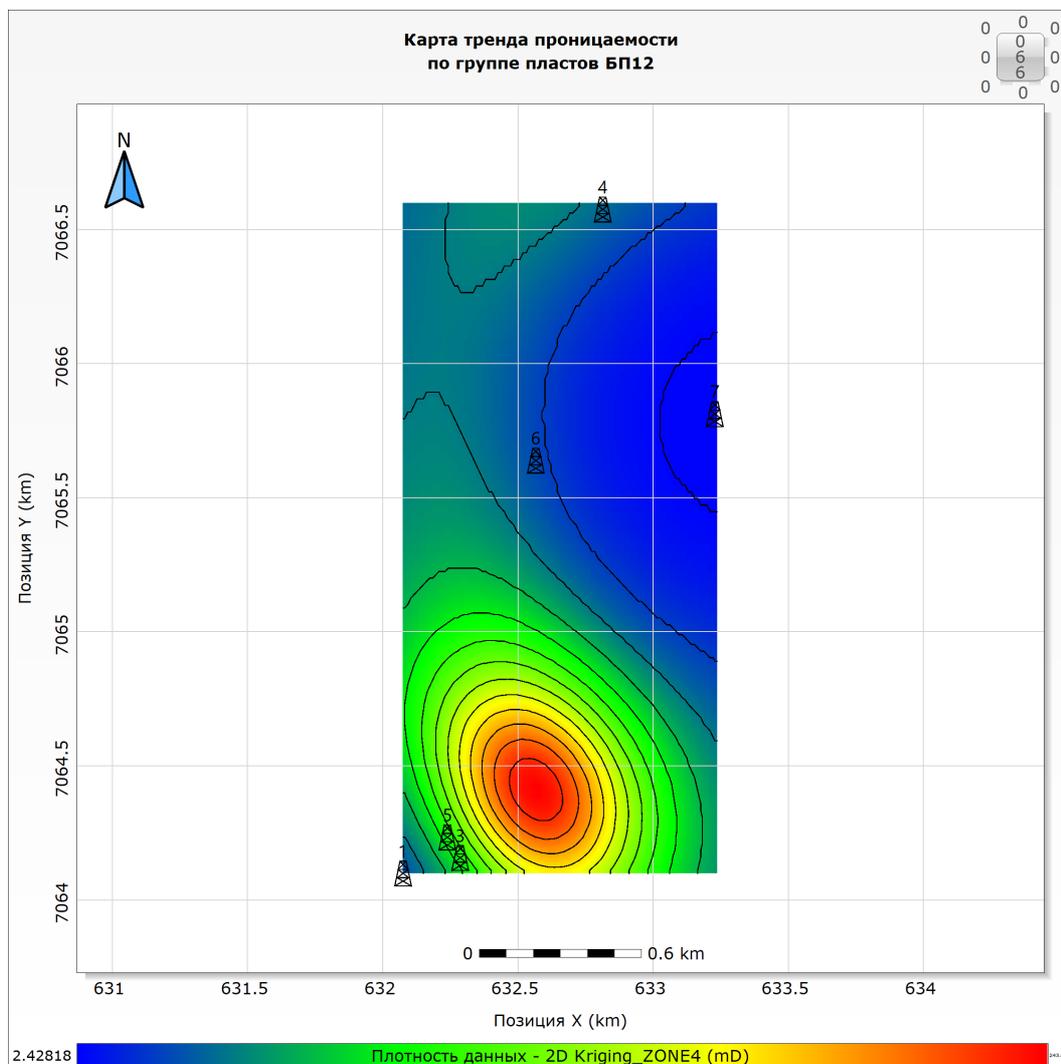


Рисунок 5.25 Карта тренда проницаемости для коллекторов группы пластов БП₁₂

Песчаность (доля пропластков коллектора в общем объёме пласта) в среднем для пласта БП₁₂⁰ составляет 0,1, для пласта БП₁₂¹ 0,87 и для пласта БП₁₂² 0,75. Карты трендов песчаности в пределах изучаемого участка по продуктивным пластам БП₁₂⁰, БП₁₂¹ и БП₁₂² представлены на Рис. 5.26, 5.27 и 5.28 соответственно. Из карт видно, что доля песка в продуктивных пластах растёт в северном направлении.

Имея карту песчаности и сведения о характере и величине насыщения пород, были построены карты песчаности нефтенасыщенной части резервуара (доля пропластков коллектора, заполненных нефтью в общем объёме пласта): Рис. 5.29, 5.30 и 5.31.

По полученным картам можно сделать вывод, что коллекторы имеют большую величину насыщения на юго-западе для пластов БП₁₂¹ и БП₁₂², что связано с погружением пород в северном направлении, для БП₁₂⁰ наоборот, насыщение растёт на северо-восток, что автор связывает с неоднородностью литологического состава пород (чередование алевролитов и глинистых песчаников с выклиниванием пропластков коллекторов).

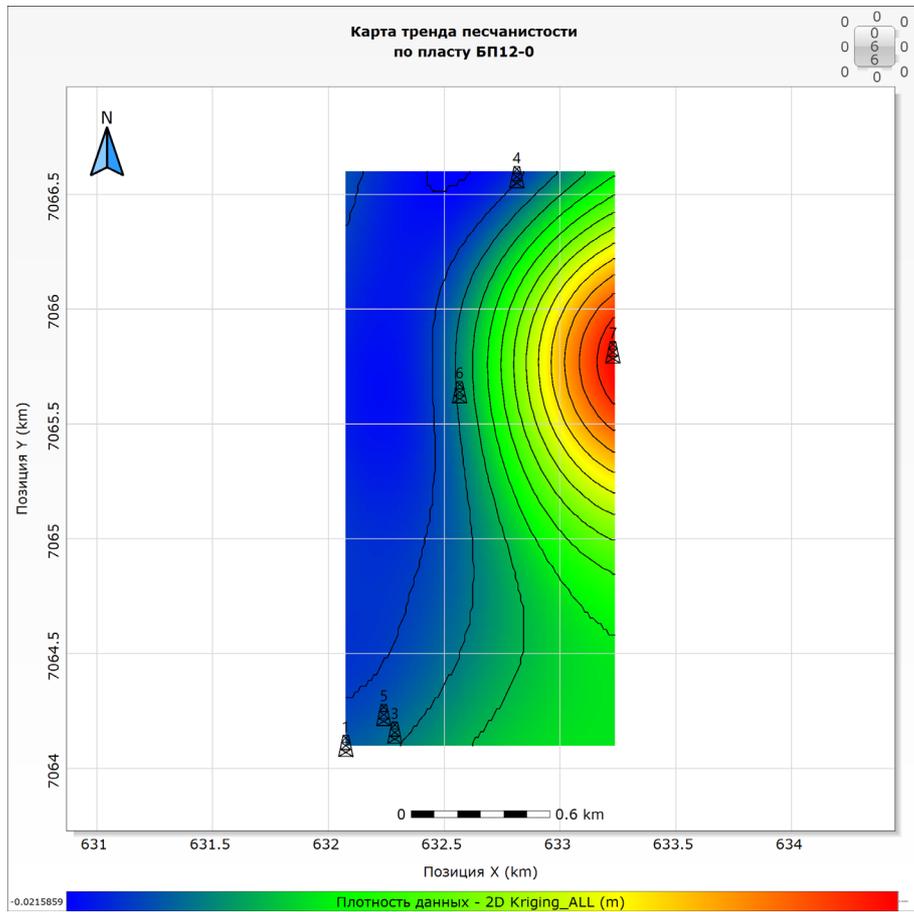


Рисунок 5.26 Карта тренда песчаности для пласта БП₁₂⁰

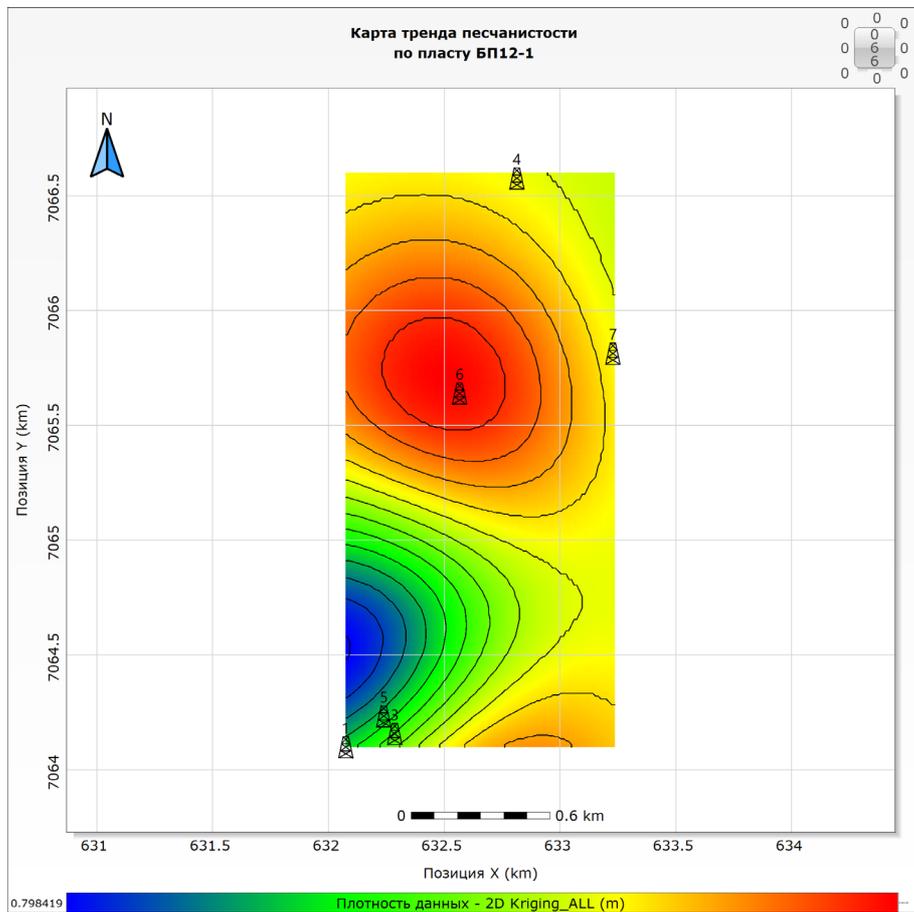


Рисунок 5.27 Карта тренда песчаности для пласта БП₁₂¹

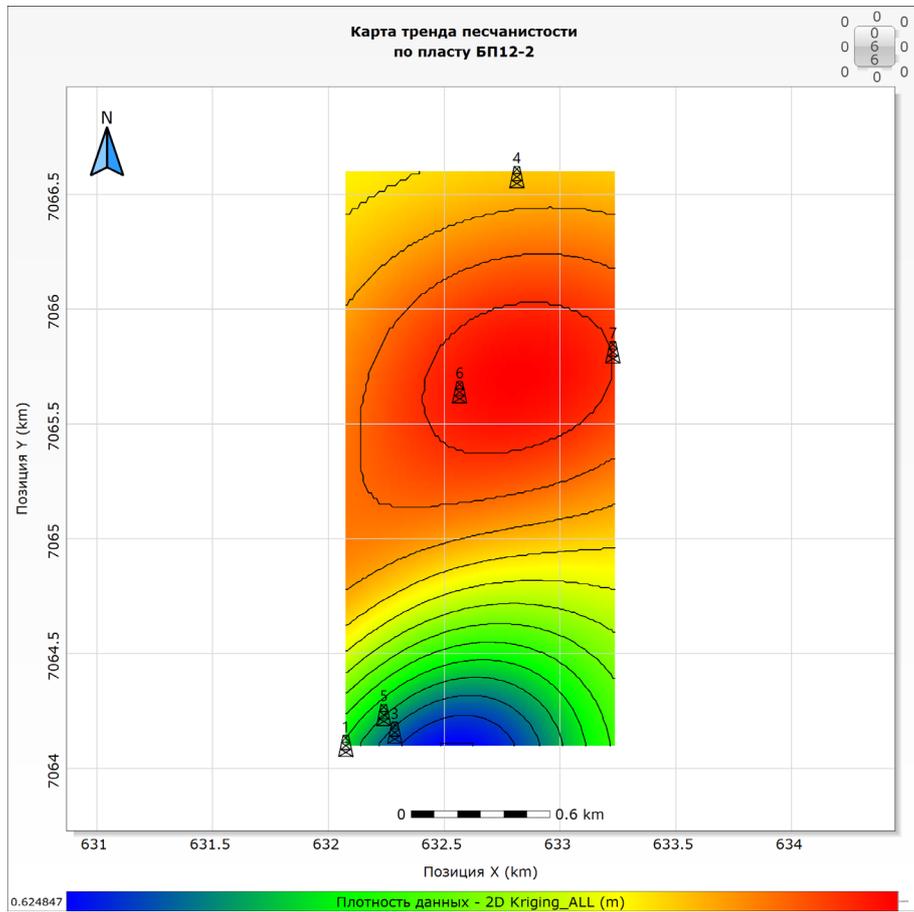


Рисунок 5.28 Карта тренда песчаности для пласта БП₁₂²

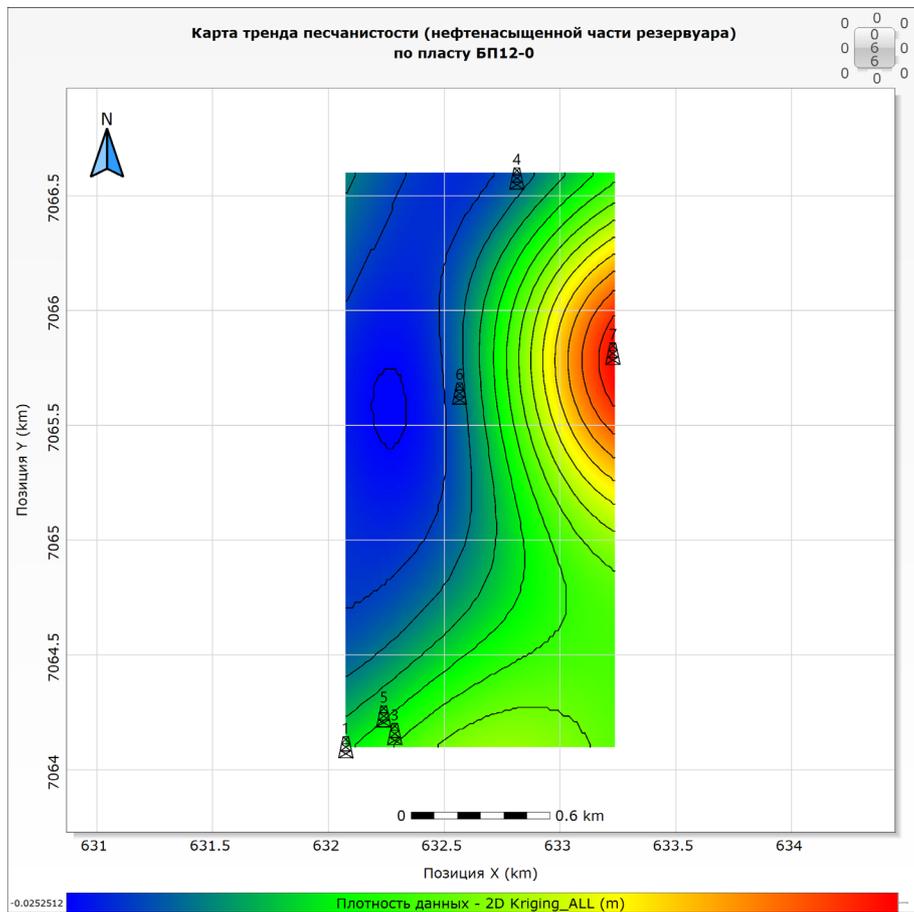


Рисунок 5.29 Карта тренда песчаности нефтенасыщенной части резервуара по БП₁₂⁰

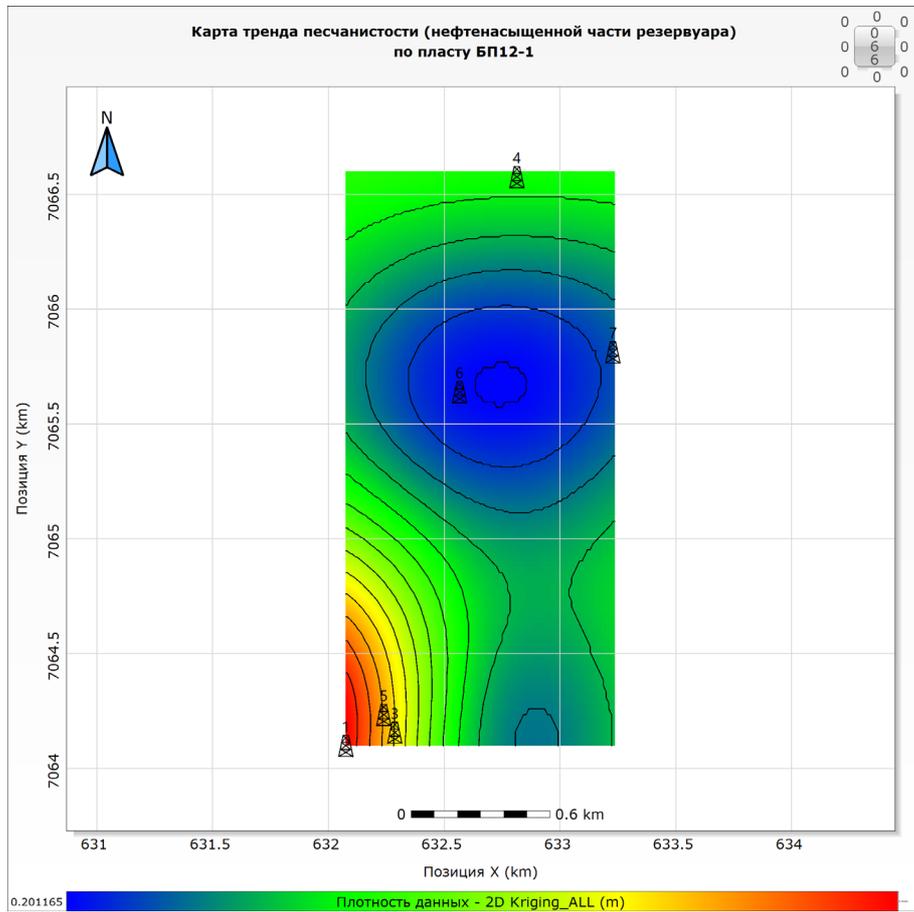


Рисунок 5.30 Карта тренда песчаности нефтенасыщенной части резервуара по БП₁₂¹

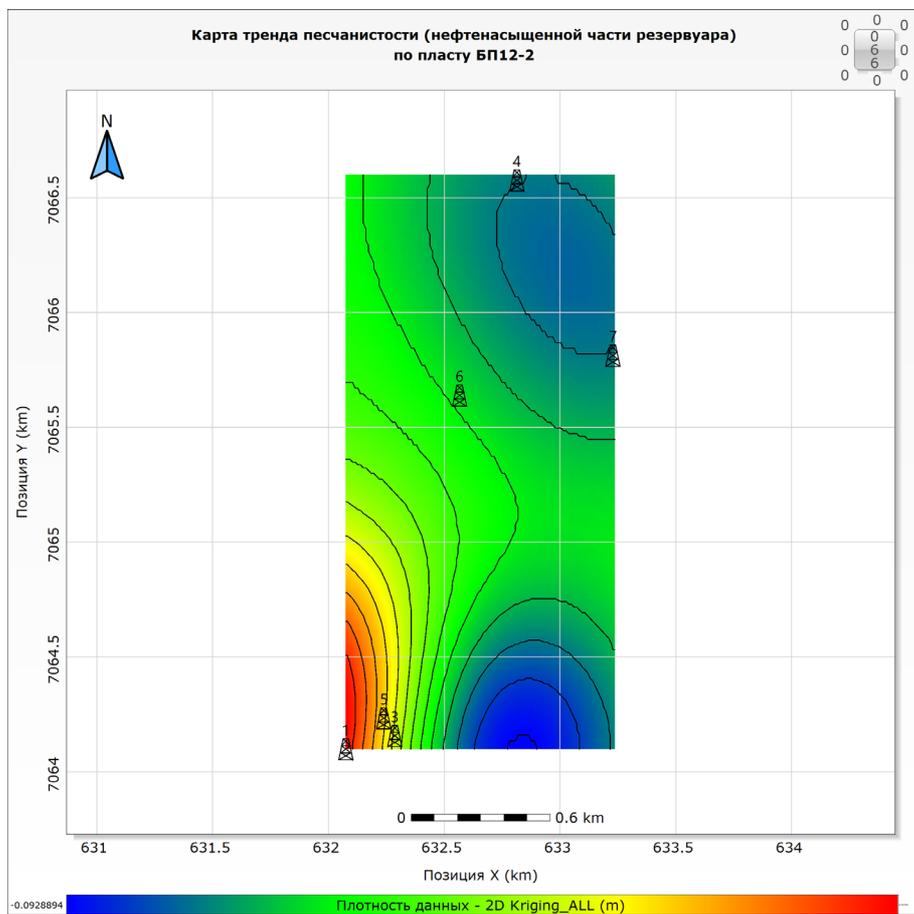


Рисунок 5.31 Карта тренда песчаности нефтенасыщенной части резервуара по БП₁₂²

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрена общая характеристика района Еты-Пуровского нефтегазоконденсатного месторождения, литолого-стратиграфическая характеристика исследуемого неокомского НГК, рассмотрены пласты АП и БП, являющиеся коллекторами месторождения. Приведено описание методов каротажа, используемых при определении литологического состава пород, глинистости, пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности и песчанности: ПС, КС, БКЗ, БК, ИК и ВИКИЗ, микрозондирование, ГК, ГГК-П, ННК-Т, АК. Изучены методики определения параметров коллекторов неокомского нефтегазоносного комплекса по данным комплекса методов каротажа, а также методики определения и прослеживания в межскважинном пространстве параметров коллекторов по данным вышеперечисленных методов ГИС, петрофизические зависимости, полученные для неокомских отложений Еты-Пуровского НГКМ.

Изучено применение программного комплекса Techlog для качественной и количественной интерпретации данных ГИС и данный комплекс был успешно использован автором работы для всех этапов определения параметров коллекторов неокомского НГК Еты-Пуровского НГКМ с помощью перечисленных ранее методов.

Определён литологический состав пород и характер их насыщения в 7 скважинах в пределах исследуемого участка месторождения. Среднее значение коэффициента глинистости коллекторов составляет 8% для пластов АП₇₋₁₁ и 11% для пластов БП₁₋₁₂. Полученное среднее значение коэффициента пористости коллекторов для пластов АП₇₋₁₁ 22%, для пластов БП₁₋₆ 19%, для пластов БП₇₋₁₁ 20% и для пластов БП₁₂ 18%. Определены средние геометрические значения проницаемости: для пластов АП₇₋₁₁ 24 мД, для пластов БП₁₋₆ 31 мД, для пластов БП₇₋₁₁ 15 мД и для пластов БП₁₂ 17 мД. Максимальный коэффициент нефтегазонасыщенности получен в группе пластов БП₇₋₁₁ и составил 0,79. Для группы пластов была выполнена корреляция, вычислены коэффициенты песчанности для пластов БП₁₂⁰, БП₁₂¹ и БП₁₂², составившие 0,1, 0,87 и 0,75 соответственно и построены карты трендов пористости, проницаемости, песчанности и песчанности нефтенасыщенной части резервуара.

Согласно построенным картам, лучшими ФЕС характеризуется северная часть исследуемого участка месторождения, однако породы погружаются в северном направлении, что видно на корреляционной схеме, вследствие чего северная часть участка находится близко к ВНК, в связи с чем в этой части наблюдаются низкие значения нефтегазонасыщенности.

По результатам проделанной работы можно сделать вывод, что методы геофизических исследований скважин, их комплексирование друг с другом и априорными геологическими данными, такими как сведения о геологическом разрезе, данные исследования керн, позволяют определять и прослеживать параметры изучаемых пластов, что

несомненно важно при доразведке и проведении различных геолого-технических мероприятий на Еты-Пуровском нефтегазоконденсатном месторождении.

Автор выражает благодарность Сараеву Александру Карповичу за руководство и всестороннюю помощь в работе, Гомонову Антону Андреевичу за технические консультации, ООО «Газпромнефть НТЦ» в лице Садовской Елены Геннадьевны, Лушпеева Владимира Александровича, Павельевой Юлии Николаевны за предоставленные данные для написания выпускной квалификационной работы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная литература

1. Гутман И. С. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин. М: ООО «Издательский дом Недра», 2013. 112 с.
2. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Геофизические исследования скважин: Учеб. для вузов. М.: Изд-во РГУ им. Губкина, 2004. 400 с.
3. Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Рыльков С.А. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литологический подход). Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. 200 с.
4. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. М.: ООО ИПЦ «Маска», 2009, 376 с.
5. Знаменский В.В., Жданов М.С., Петров Л.П. Геофизические методы разведки и исследования скважин. М.: Недра, 1981. 320 с.
6. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680с.
7. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 327 с.
8. Мылов Л.Ю., Безнощук Т.А., Азимов И.Д. Подсчет запасов газа, газоконденсата и оценка рентабельности разработки месторождений Ачимовского пласта // Экономика и предпринимательство, 2016. № 5. С. 977-981.
9. Сараев А.К. Каротаж при изучении нефтегазоносных коллекторов: учеб. пособие. СПб: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2021. 158 с.
10. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Учебник для вузов. 4-е изд., переработ. и дополн. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. 456 с.
11. Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин. Учебник для вузов. М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. 551 с.

Фондовая литература

12. Серра О., Серра Л. Геофизические исследования скважин. Т. I. Регистрация данных и области применения. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. 792 с. (Электронная библиотека «ООО Газпромнефть НТЦ»)
13. Серра О., Серра Л. Геофизические исследования скважин. Т. II. Решение геологических задач. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2019. 504 с. (Электронная библиотека «ООО Газпромнефть НТЦ»)
14. Серра О. Геофизические исследования скважин. Т. III. Оценка коллекторов / Пер. с англ. Под ред. Н.В. Романенко и А.А. Тверитнева. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2021. 598 с. (Электронная библиотека «ООО Газпромнефть НТЦ»)

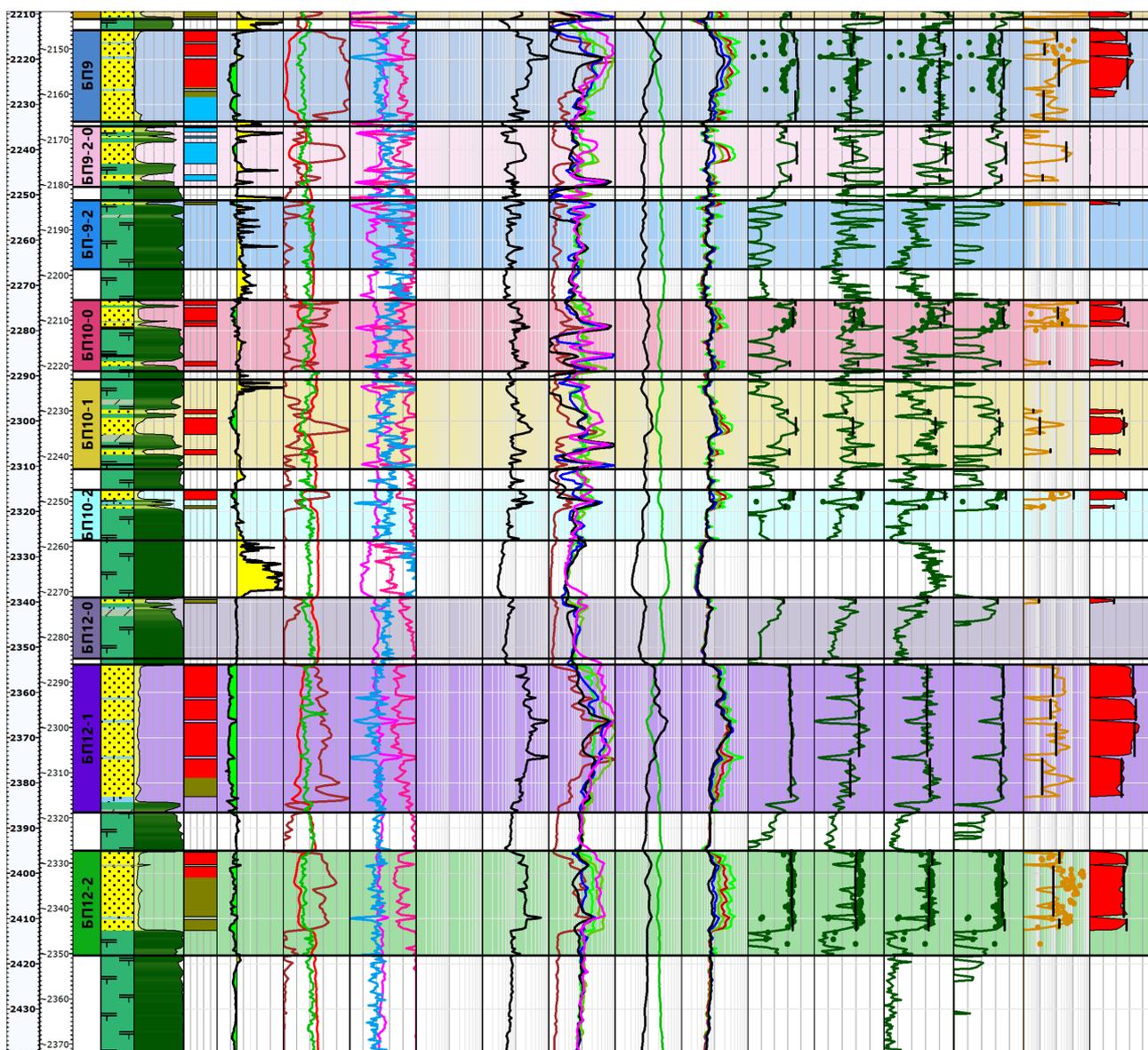
15. ТСП Еты-Пуровского нефтегазоконденсатного месторождения ЯНАО: 2. Геолого-геофизическая характеристика месторождения / ООО «Газпромнефть НТЦ», 343 с. — Уч. № 14.04-ТМН/КТ-Б/4 («ООО Газпромнефть НТЦ»)

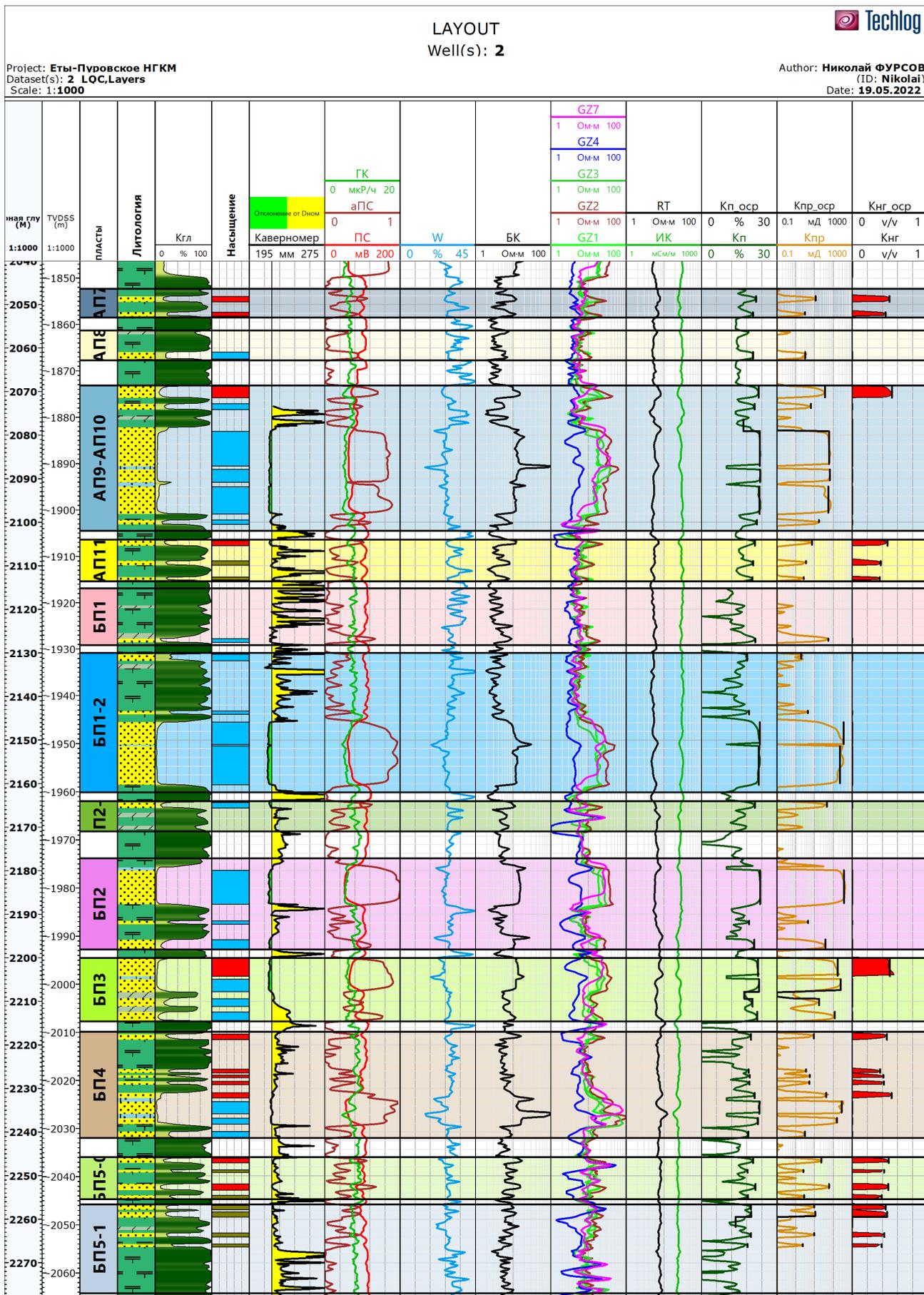
Электронные ресурсы

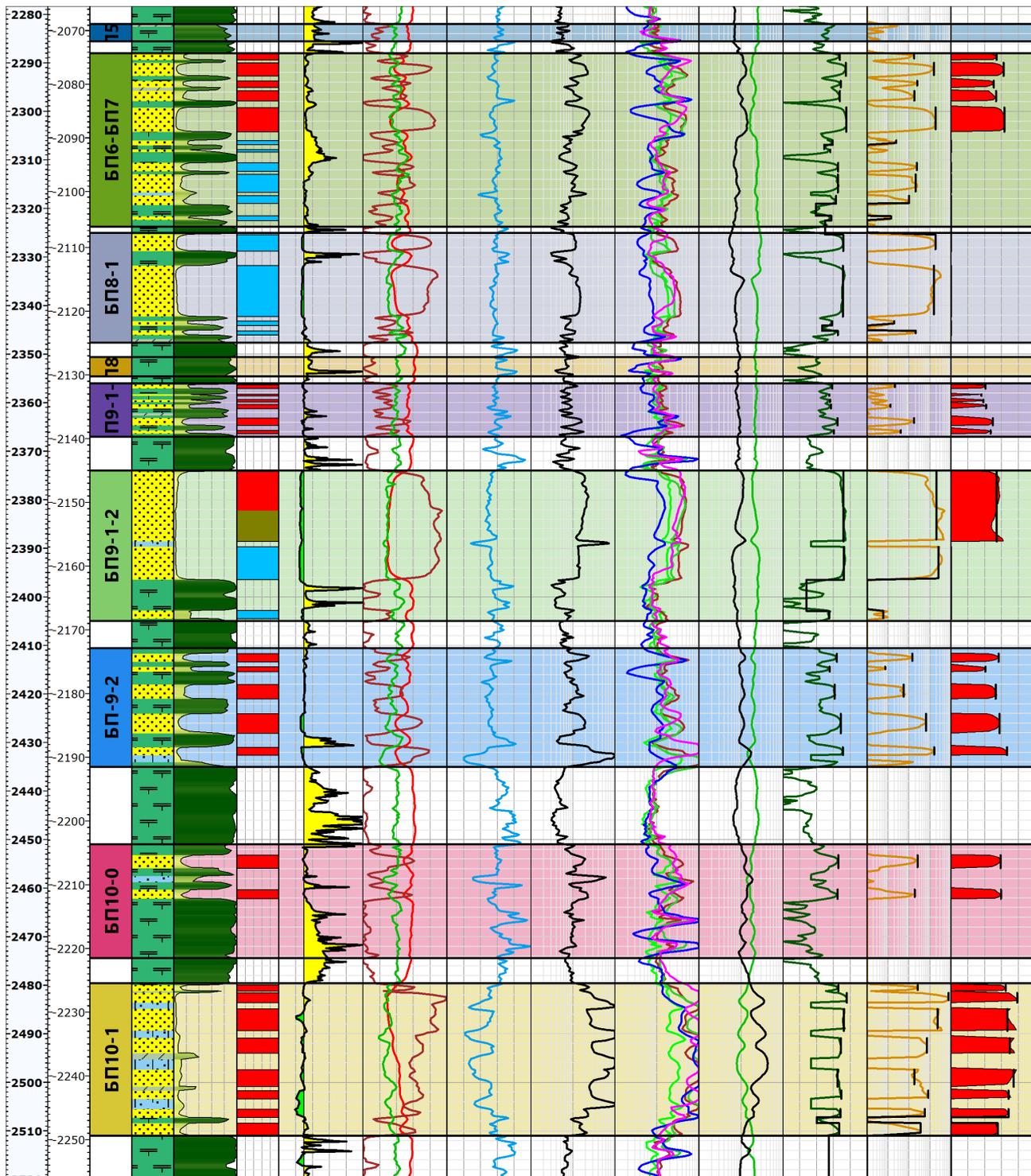
16. Techlog [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: https://sis.slb.ru/upload/iblock/715/slb_booklet_techlog.pdf (21.02.2022)
17. Интерактивная электронная карта недропользования Российской Федерации (открытая версия) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <https://openmap.mineral.ru/> (21.02.2022)
18. Максимова Е.Н. Вебинар: Основы работы в ПО TechLog. Часть 4. Расчет ФЕС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <https://petroschool.ru> (21.02.2022)
19. Морозов В.Ю., Пуртова И.П. Перспективы вовлечения трудноизвлекаемых запасов углеводородов Западной Сибири в освоение // Материалы II Евразийского горно-геологического форума и XXI сессии Межправительственного совета по разведке, использованию и охране недр [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <https://vsegei.ru/ru/conf/summary/gorgeol-17/prezent.php> (22.02.2022)

ПРИЛОЖЕНИЯ

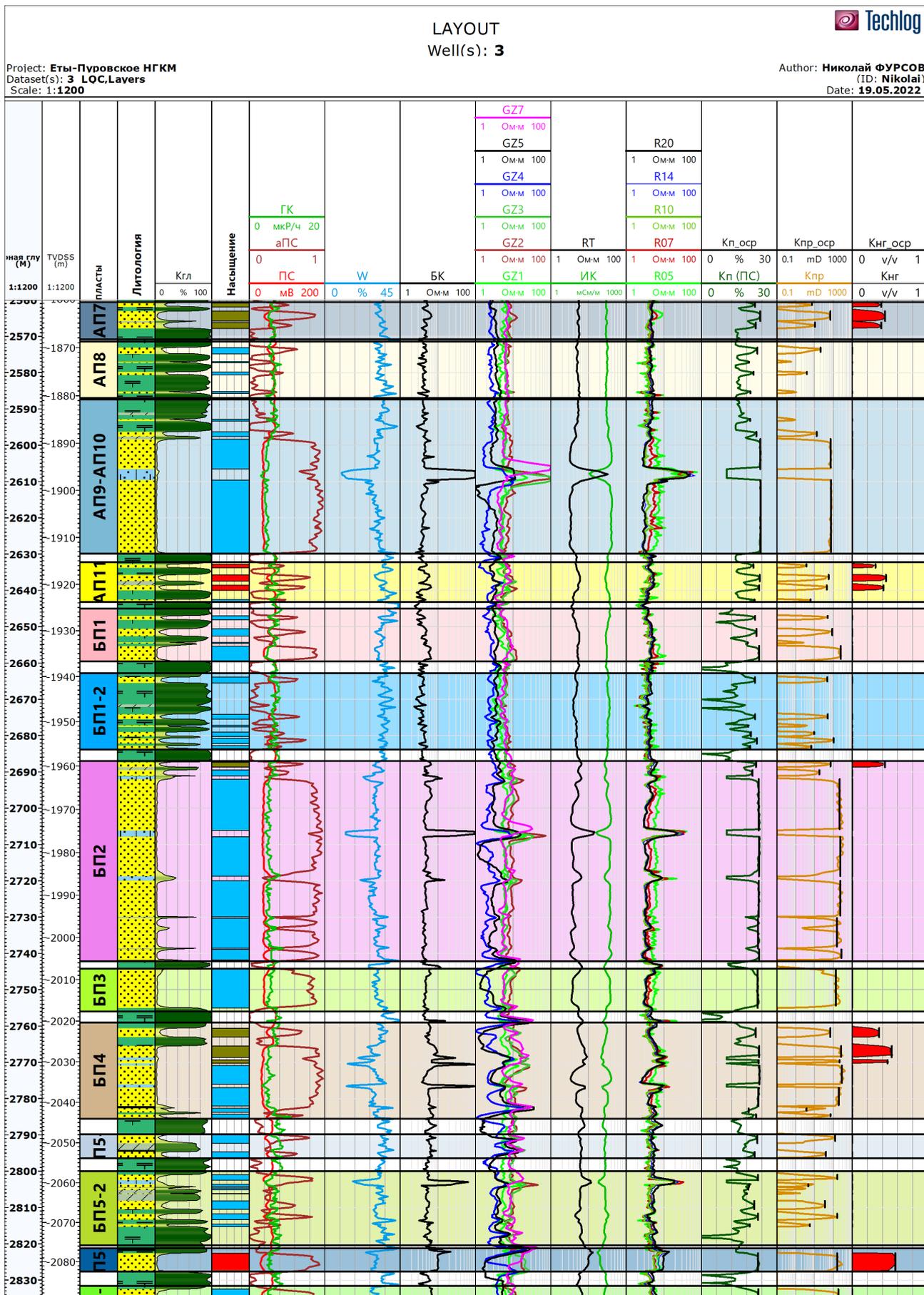
Приложение 1. Продолжение



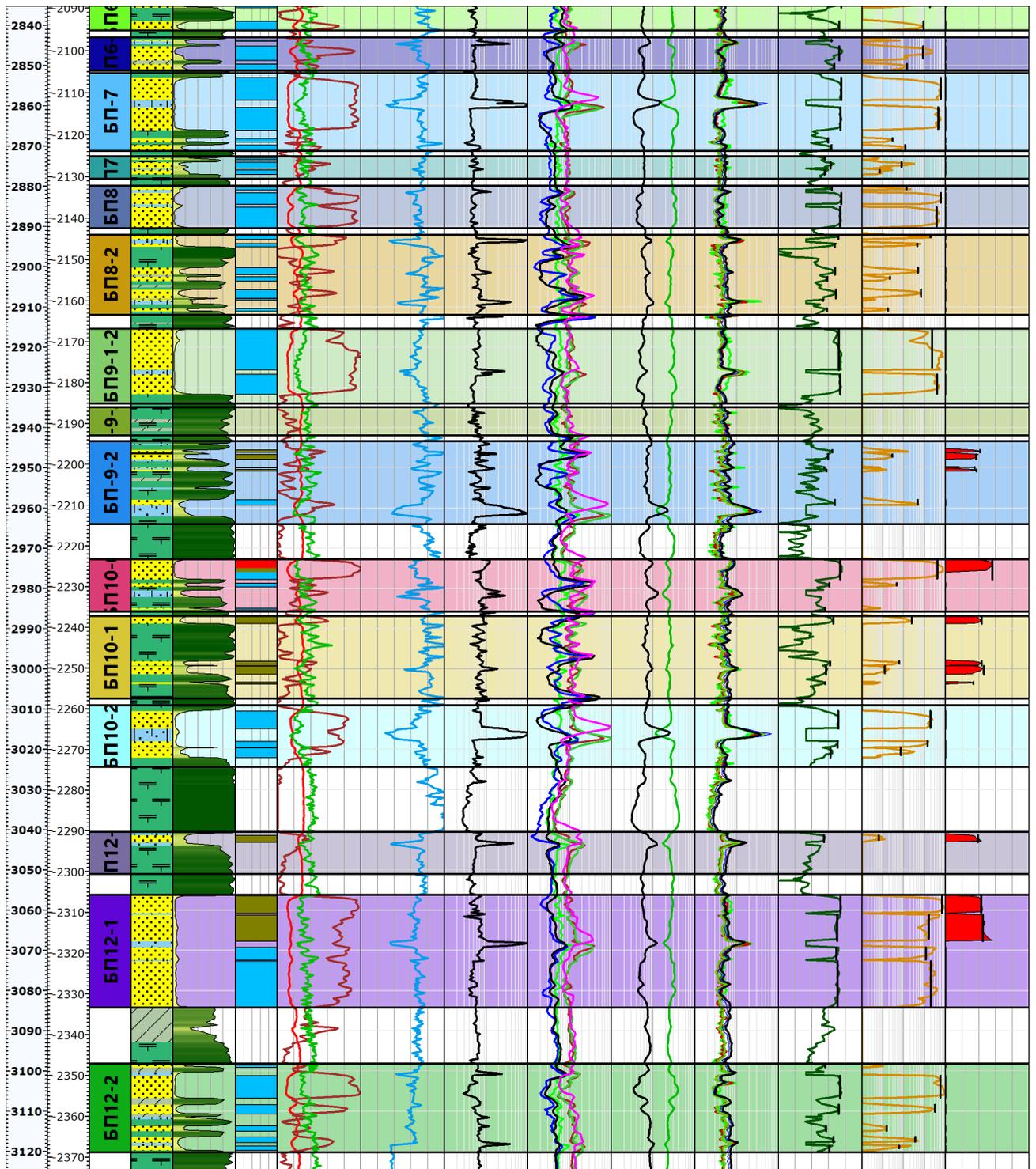


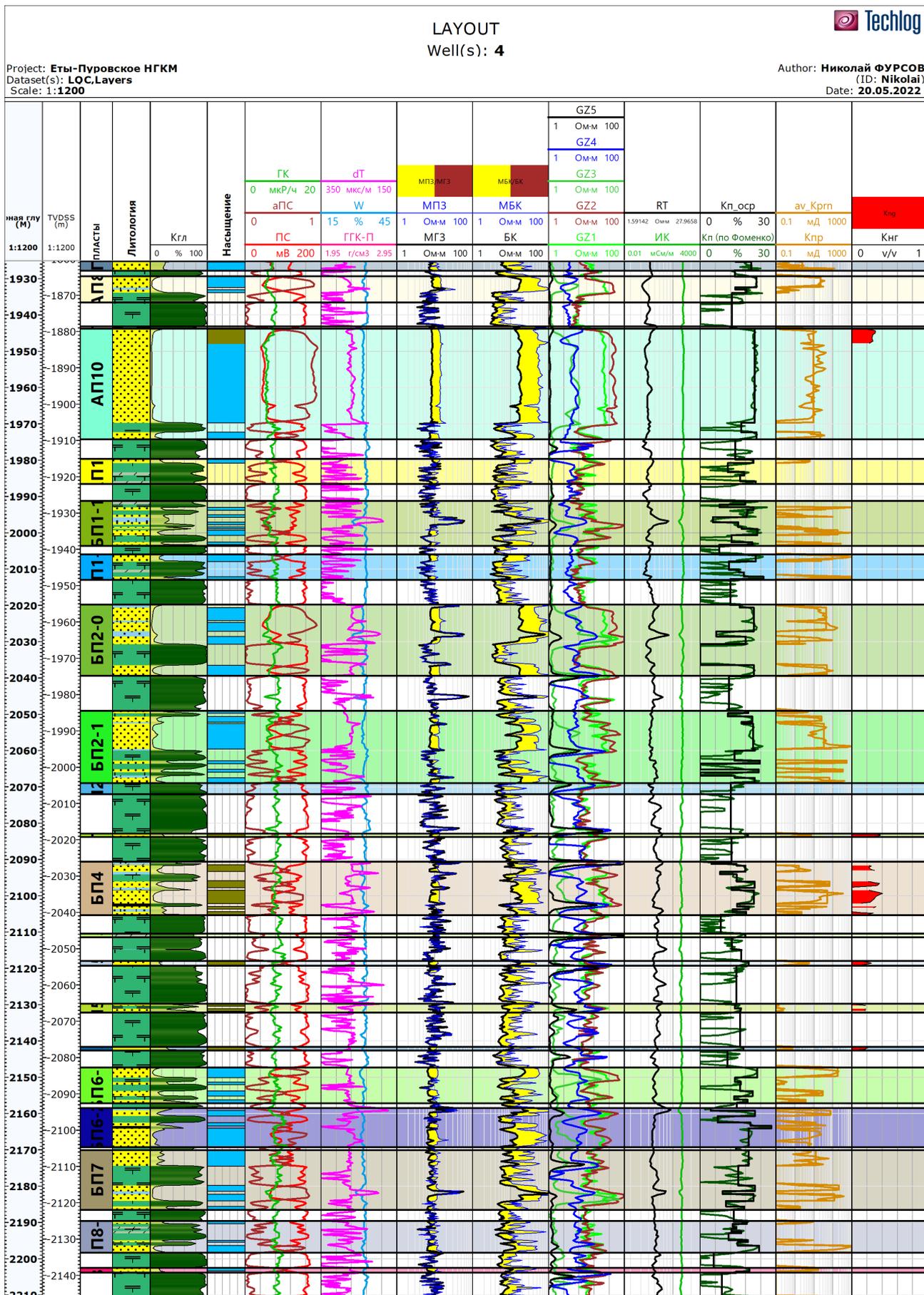


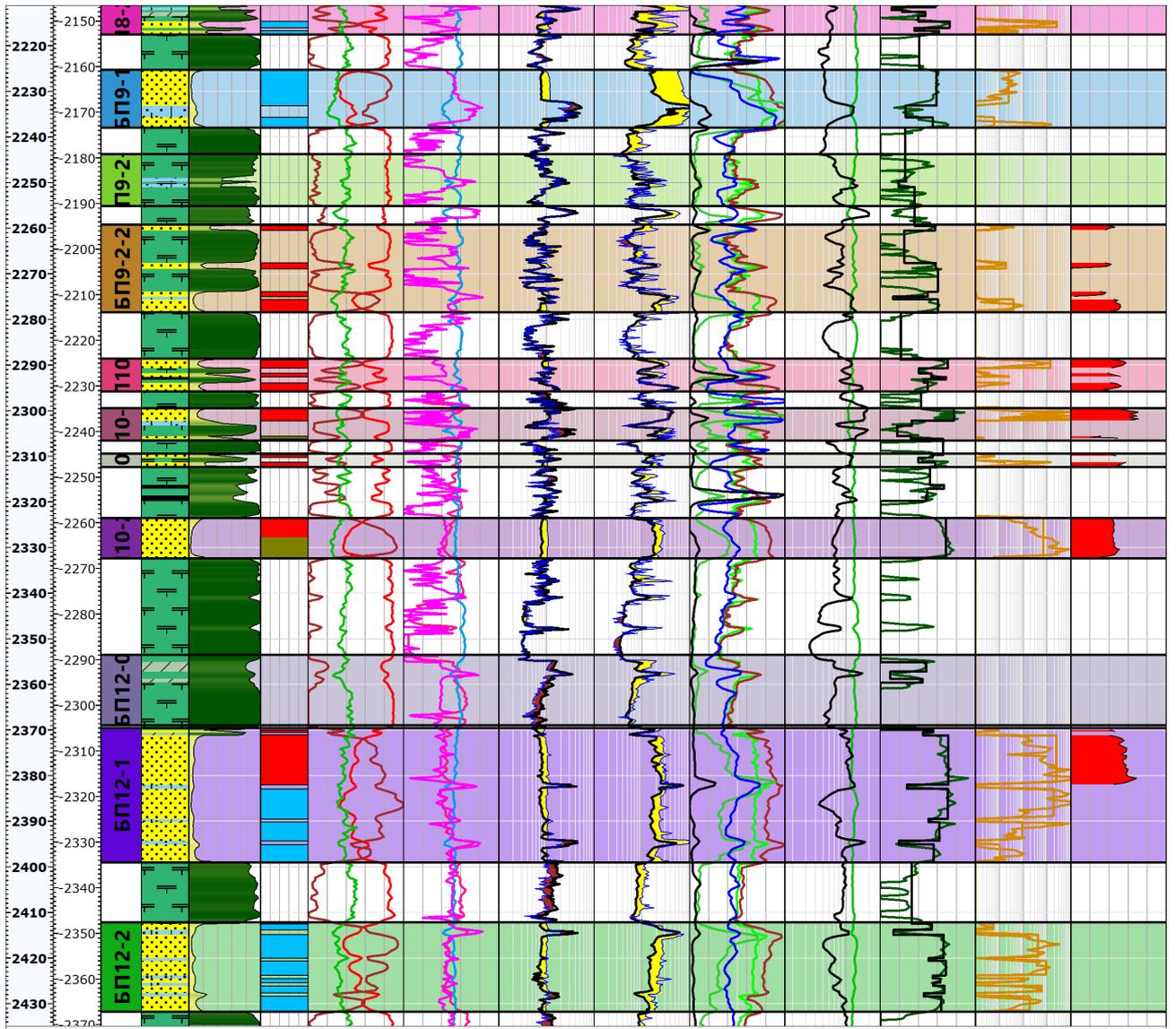
Приложение 3. РИГИС по скважине №3



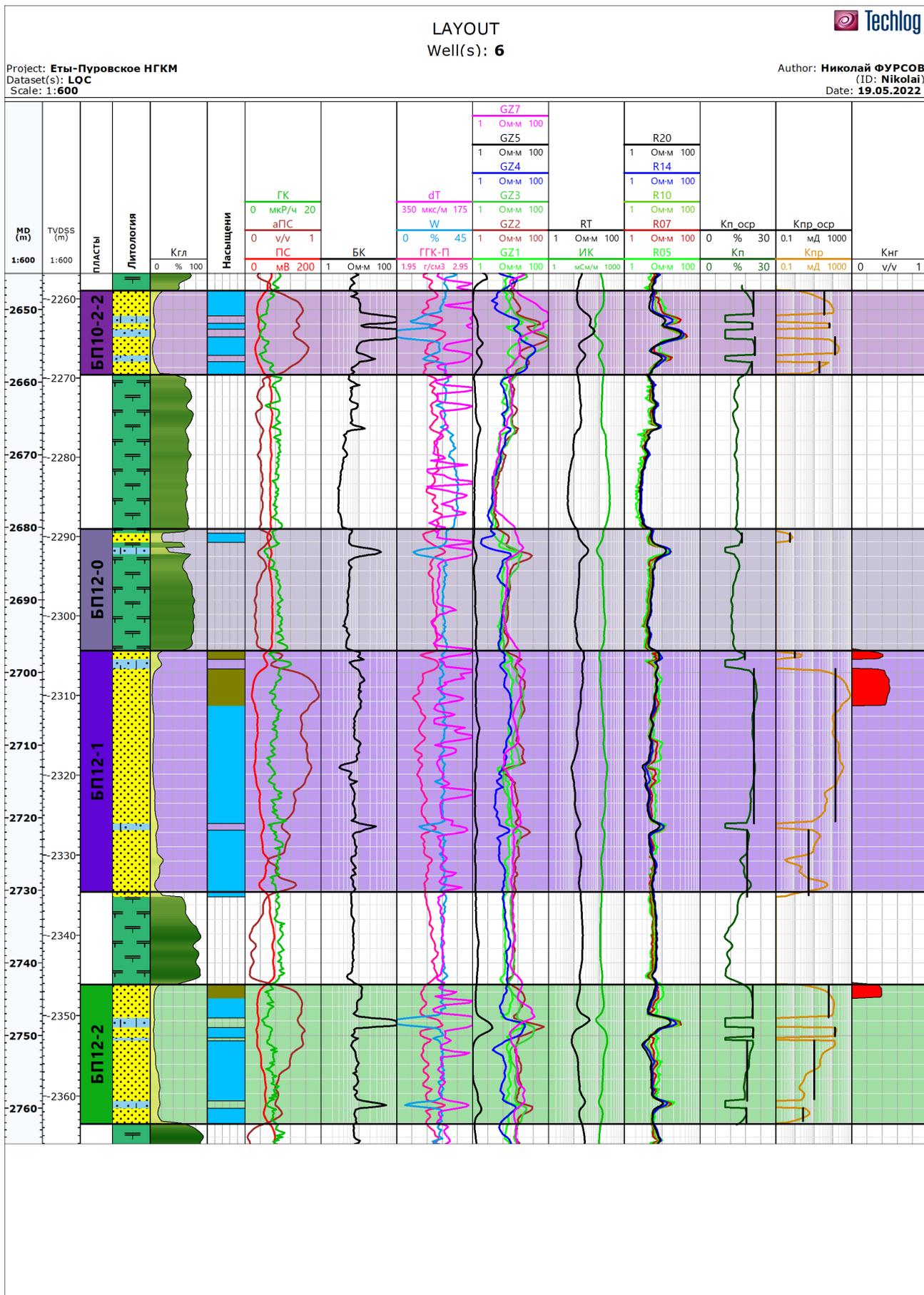
Приложение 3. Продолжение







Приложение 6. РИГИС по скважине №6



Приложение 7. РИГИС по скважине №7

