

СОДЕРЖАНИЕ

Аннотация.....	4
Список сокращений.....	5
Введение.....	6
1. Геологическое строение месторождения	8
1.1. Общая характеристика района работ.....	8
1.2. Стратиграфия.....	9
1.3. Тектоника.....	12
1.4. Характеристика коллекторов Усть-Тегусского месторождения.....	14
1.5. Нефтеносность Усть-Тегусского месторождения.....	17
2. Комплекс методов каротажа, применяемых на Усть-Тегусском месторождении	20
2.1. Стандартный электрический каротаж.....	20
2.1.1. Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации.....	20
2.1.2. Каротаж сопротивлений.....	20
2.2. Боковой каротаж (БК).....	23
2.3. Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	25
2.4. Микрозондирование.....	26
2.5. Индукционный каротаж.....	27
2.6. Радиоактивный каротаж.....	28
2.6.1. Гамма-каротаж.....	28
2.6.2. Интерпретация гамма-каротажа.....	28
2.6.3. Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам.....	29
2.6.4. Нейтронный гамма-каротаж.....	31
2.6.5. Плотностной гамма-гамма каротаж.....	32
2.6.6. Селективный гамма-гамма каротаж.....	33
2.7. Акустический каротаж.....	34
2.8. Кавернометрия.....	35

3. Методики изучения разрезов скважин, выделения и оценки параметров коллекторов	37
3.1. Литологическое расчленение разрезов скважин	37
3.2. Выделение коллекторов и оценка характера их насыщения	38
3.2.1. Качественные критерии	38
3.2.2. Количественные критерия	39
3.3. Определение эффективной мощности продуктивных коллекторов. Отбивка водонефтяного контакта.....	41
3.4. Определение глинистости по данными ГК	42
3.5. Определение пористости.....	44
3.5.1. Определение пористости по данным АК	44
3.5.2. Определение пористости по данным ГГК-П	47
3.5.3. Определение пористости по ПС.....	48
3.5.4. Определение пористости по данным ННК-Т и НГК.....	50
3.6. Определение коэффициента проницаемости	50
3.7. Определение коэффициента нефтенасыщенности	55
4. Результаты применения комплекса каротажа на Усть-Тегусском месторождении	57
4.1. Результаты применения комплекса каротажа по скважине №4.....	57
4.2. Результаты применения комплекса каротажа по скважине №7.....	61
Заключение.....	65
Список литературы	66
Приложение 1. Планшет для скважины №4.....	68
Приложение 2. Планшет для скважины №7.....	70

Аннотация

Применение комплекса методов каротажа для оценки параметров коллекторов Усть-Тегусского нефтяного месторождения (Тюменская обл.)

В данной работе рассмотрено применение комплекса методов каротажа на месторождениях углеводородов на примере Усть-Тегусского нефтяного месторождения (Тюменская область). Рассмотрены основы методов каротажа и методики интерпретации данных. Выделены интервалы пород-коллекторов и определены их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) – глинистость, пористость, проницаемость и нефтенасыщенность. Интерпретация выполнена в программной обеспечении Techlog. Область применения результатов работ включает в себя геологическое моделирование месторождения, подсчет запасов.

Объем работы страниц 70, в ее состав включены 30 рисунков, 7 таблиц, 2 приложения. Данная работа содержит 5 глав, при написании было использовано 14 литературных источников.

Ключевые слова: каротаж, коллектор, глинистость, пористость, проницаемость и нефтенасыщенность.

Application of a set of logging methods for assessing reservoir parameters of the Ust-Tegusskoye oil field (Tyumen region)

This work considers the use of logging methods data by an example of Ust-Tegusskoye oil field (Tyumen area). The basics of logging methods and interpretation methods were considered. The reservoir rocks intervals and reservoir properties (porosity, permeability, shale content, saturation) were determined. The interpretation was made in Techlog software platform. The scope of work results` use includes geological modeling of the field and reserves estimation.

The volume of the work is 70 pages, it includes 30 figures, 7 tables, 2 appendices. This work contains 5 chapters, 14 literature resources were used.

Key words: logging, reservoir, clay content, porosity, permeability, oil saturation.

Список сокращений

- ПС - самопроизвольной поляризации
ГГК-П - плотностной гамма-гамма каротаж
ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства
АК - акустический каротаж
ГК - гамма каротаж
БМК - боковой микрокаротаж
БК – боковой каротаж
ННК-Т – нейтрон-нейтрон каротаж по тепловым нейтронам
НГК – нейтрон-гамма каротаж
ВНК – водонефтяной контакт
КС – кажущееся сопротивление
БКЗ – боковое каротажное зондирование
НК – нейтронный каротаж
ГГК-С – селективный гамма-гамма каротаж
ГНК – газонефтяной контакт
ГИС – геофизические исследования скважин

Введение

На этапе оценивания перспективности месторождения нам требуется определить много факторов для того, чтобы сказать о его рентабельности. Одним из важных факторов являются ФЭС (фильтрационно-емкостные свойства) коллектора. Для их определения используют результаты интерпретации данных каротажа, а также изучения керна в лаборатории.

Одними из важных параметров коллекторов является пористость, проницаемость и глинистость. При определении пористости наиболее эффективны такие методы каротажа, как каротаж самопроизвольной поляризации (ПС), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П), нейтронные методы каротажа (ННК-Т и НГК), акустический каротаж (АК). Для определения проницаемости и глинистости мы будем использовать эмпирические зависимости, которые были получены в ходе лабораторных исследований.

В данной выпускной работе рассматриваются указанные методы каротажа и методики определения пористости с использованием данных этих методов. Практическая часть выпускной работы включает определение пористости, проницаемости, глинистости и нефтенасыщения коллекторов Усть-Тегусского нефтяного месторождения (Тюменская обл.) и обработку данных полученных в ходе лабораторных исследований.

Формирование продуктивных пластов (Ю₂, Ю₃, Ю₄) Усть-Тегусского месторождения происходило в условиях континентального и прибрежно-морского осадконакопления. Залежи нефти пластовые сводовые, литологически- и тектонически-экранированные. Породы-коллекторы представлены песчаниками и алевролитами.

Цель работ: изучение методик определения пористости, проницаемости, глинистости и нефтенасыщения коллекторов Усть-Тегусского нефтяного месторождения (Тюменская обл.) по данным комплекса методов каротажа.

Задачи работ:

- изучение физико-геологических особенностей Усть-Тегусского месторождения
- рассмотрение основ методов каротажа, применяемых для определения пористости, проницаемости, глинистости и нефтенасыщения на Усть-Тегусском месторождении

- изучение методик определения пористости, проницаемости, глинистости и нефтенасыщения по данным каротажа

- ознакомление с программой Techlog

- обработка данных каротажа и определение пористости, проницаемости, глинистости и нефтенасыщения коллекторов Усть-Тегусского месторождения.

Работа подготовлена при поддержке Ресурсного центра «Геомодель» Научного парка СПбГУ.

1. Геологическое строение месторождения

Информация в данном разделе приведена по данным сайтов http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/tjumenskaja_oblast/ust_tegusskoe/8-1-0-18, <https://www.rosneft.ru/press/news/item/204655/> и из отчета [Технологическая схема..., 2011].

1.1. Общая характеристика района работ

Усть-Тегусское месторождение было открыто в результате поисково-разведочного бурения в пределах Усть-Тегусской площади. Бурение было начато в сентябре 1991 года Северной НГРЭ объединения «Новосибирскнефтегазгеология» первой поисковой скважины № 100, в результате испытания которой было открыто Усть-Тегусское месторождение нефти в отложениях пластов Ю₂, Ю₃ и Ю₄ среднеюрского возраста.

Данная площадь расположена в 345 км восточнее г. Тобольск, Уватского района Тюменской области Российской Федерации. Районный центр Уват находится в 280 км на северо-запад от месторождения (рис. 1).

На Усть-Тегусском месторождении пробурены 6 поисковых скважин глубиной 2443- 2681 м. Промышленная нефтеносность связана с пластами, залегающими на глубине 2473- 2496 м, 2471-2546 м и 2549-2570 м. Нефти сернистые, смолистые, парафинистые. По плотности нефти тяжелые и вязкие.

С началом освоения Усть-Тегусского месторождения в 2006 году стартовал Уватский проект. Ввод месторождения в эксплуатацию в начале 2009 года стал отправной точкой полномасштабной разработки недр юга Тюменской области. За время промышленной эксплуатации на месторождении пробурена 571 скважина, накопленная добыча нефти составила 58 млн тонн. В настоящее время на него приходится 35% добычи всего Уватского проекта.

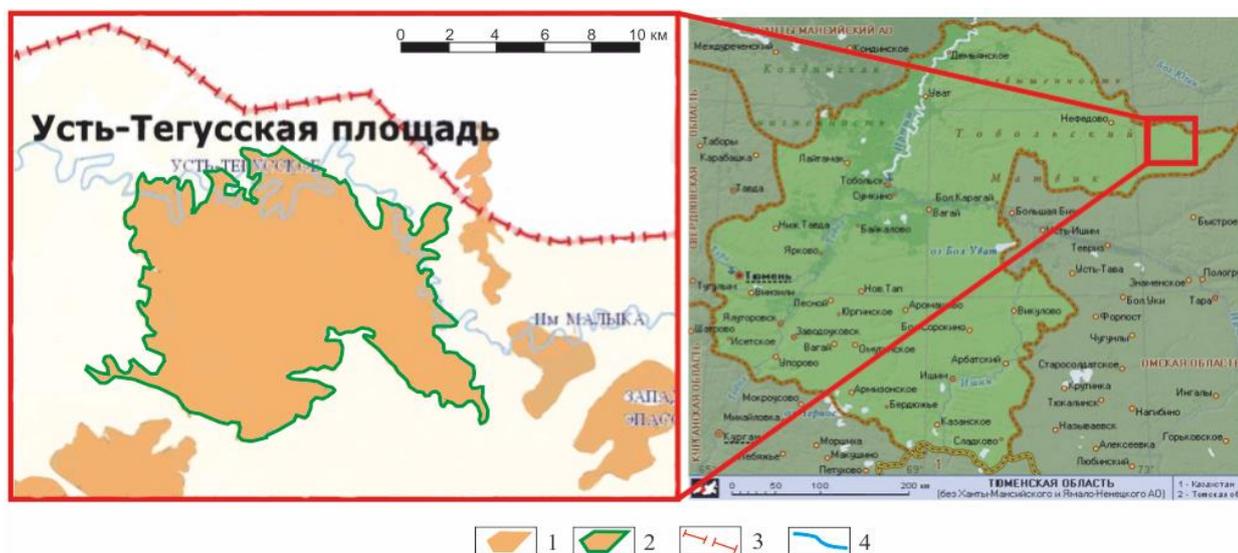


Рисунок 1. Обзорная карта месторождения.

1 - месторождения, 2 – Усть-Тегусское месторождение,

3 – административная граница Тюменской области, 4 – гидрография

1.2. Стратиграфия

Месторождение располагается в пределах Западно-Сибирской плиты, в разрезе которой выделяются два структурно-формационных этажа: доюрские складчатые образования и мезозойско-кайнозойской чехол, залегающий с угловым стратиграфическим несогласием на доюрском основании.

Доюрские образования

Отложения доюрского фундамента представлены эффузивными консолидированными породами. В этих породах развита кора выветривания, которая представлена серицит-хлорит-биотитовым глинистым сланцем серого, зеленого цвета, пермятого, трещиноватого с жилками кальцита, а также известково-глинистыми и песчано-алевритистыми сланцами. Максимально вскрытая мощность толщи доюрских образований достигает на рассматриваемом месторождении 60 м.

Доюрские образования с угловым стратиграфическим несогласием перекрываются песчано-глинистыми породами юрской системы, которые заполняют пониженные заливообразные области.

Юрская система

Нижний отдел

Нижнеюрские отложения на рассматриваемой территории отсутствуют.

Средний отдел

Отложения средней юры выделяются в тюменскую свиту (J₂ аален–байос–батранний келловей). Свита представлена чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников с прослоями углей. Аргиллиты серые до темно-серых, алевролитистые, слюдястые, углистые. Алевролиты серые, часто карбонатизированные.

На Усть-Тегусском месторождении тюменская свита, представлена в объеме верхов средней (пласт Ю₅) и верхней (пласты Ю₄–Ю₂) подсвит. К пластам Ю₄, Ю₃, Ю₂ приурочены залежи нефти.

Коллектора пласта Ю₄ представлены песчаниками от светло- до темно-серого, (нефтедержащие разности – коричневато-серые), средне-мелкозернистыми, сцементированными глинистым, реже карбонатным цементом. Отмечается косоволнистая слоистость, обусловленная многочисленными тонкими прослойками углистого детрита. Текстура слоистая. По составу породобразующих обломков песчаники неоднородны.

Пласт Ю₃ отличает литологическая неоднородность, по керну пласт представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты темно-серые, до черных, плотные, слоистые. Алевролиты серые, средней крепости, с включениями растительных остатков. Коллекторы, слагающие пласт, представлены песчаниками среднезернистыми, кварц-полевошпатовыми, средней крепости, сцементированными глинистым цементом. Отмечена горизонтальная или пологопадающая слоистость.

Пласт Ю₂ представлен песчаниками. Песчаники серые, мелкозернистые, реже среднезернистые. Отсортированность обломочного материала в целом хорошая, зерна окатанные и полуокатанные. В кровле пласта встречаются конгломераты, включения белемнитов и рассеянного раковинного детрита.

Отложения тюменской свиты в большей степени развиты в погруженных участках, с угловым несогласием и размывом перекрывают отложения доюрского основания.

Толщина тюменской свиты от 40 до 200 м на востоке Усть-Тегусского месторождения.

Верхний отдел

Отложения верхней юры с трансгрессивным несогласием перекрывают осадки тюменской свиты и представлены породами васюганской, георгиевской и баженовской свит. Верхнеюрские отложения формировались в условиях прибрежно-морского осадконакопления.

Васюганская свита (J_2 келловей – J_3 оксфорд) подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита преимущественно глинистая, отложения которой формировались в условиях максимума келловейской трансгрессии моря, сложена аргиллитами темно-серыми до черных, тонкоотмученными, с большим содержанием органики, участками с прослойками песчаного материала и вкраплениями пирита. Верхняя подсвита, сложена песчаниками, аргиллитами темно-серыми до черных, с прослоями и линзами серых алевролитов.

В составе подсвиты выделяется продуктивный пласт $Ю_1$. Пласт сложен разнозернистыми песчаниками, гравелитами, с прослоями аргиллитов. Песчаники от светло- до темно-серых, среднезернистые, к подошве пласта переходят в крупнозернистые, массивные, кварц-полевошпатового, реже полевошпат-кварцевого и полимиктового состава. Встречаются включения окатанной гальки и большое количество остатков раковин, выполненных кальцитом. На Усть-Тегусском месторождении пласт $Ю_1$ водоносный.

На месторождении васюганская свита, представлена в полном объеме. Толщина васюганской свиты 32-67 м.

Георгиевская свита (J_3 кимеридж) залегает на отложениях васюганской свиты и перекрывается баженовской свитой. Сложена, свита аргиллитами темно-серыми, почти черными. Породы георгиевской свиты содержат стяжения глауконита и фауну. Толщина ее от 0 до 5 м.

Баженовская свита (J_3 титон (волжский) – K_1 ранний берриас) залегает в кровельной части верхнеюрского комплекса, перекрывает отложения георгиевской свиты. Отложения свиты, представлены битуминозными, темно-серыми до черных аргиллитами, часто с буроватым оттенком, ближе к основанию глинами слабобитуминозными, кремнистыми и известковистыми. Толщина свиты достигает 20 м.

Выше литолого-стратиграфический разрез представлен отложениями меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной системами, которые в районе месторождения не продуктивны.

1.3. Тектоника

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты выделяют три структурно-тектонических этажа. Нижний этаж или фундамент сформировался в палеозойское время, и соответствует геосинклинальному развитию современной платформы. Отложения фундамента представлены эффузивными, сильно дислоцированными породами. Средний – объединяет эффузивно-осадочную толщу, сформировавшуюся в условиях парагеосинклинали, существовавшей в пермо-триасовом периоде. Верхний – мезозойско-кайнозойский платформенный чехол, сложенный осадочными песчано-глинистыми отложениями.

В пределах Демьянского нефтегазоносного района в разрезе Западно-Сибирской плиты выделяются только два структурных этажа: палеозойский фундамент и залегающий субгоризонтально на неровной поверхности фундамента платформенный чехол.

Согласно «Тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты» (рис. 2) Усть-Тегусское месторождение располагается в пределах структуры первого порядка – Демьянского мегавала линейно вытянутого с северо-запада на юго-восток, который в свою очередь с севера примыкает к Юганской мегавпадине. С западной стороны мегавал отделяется от Пологрудовского мегавала узким вытянутым с северо-запада на юго-восток Васисским мегапрогибом. От Каймысовского свода с северо-восточной стороны мегавал отделяет структура второго порядка: Кельтаминская ложбина. От Каймысовского свода мегавал отделяет Верхнедемьянская мегаседловина. Размеры Демьянского мегавала составляют 270×80 км.

В северной части мегавала к настоящему времени выявлен ряд месторождений нефти, приуроченных к структурам третьего порядка: Тайлаковское, Гавриковское, Урненское, Усть-Тегусское.

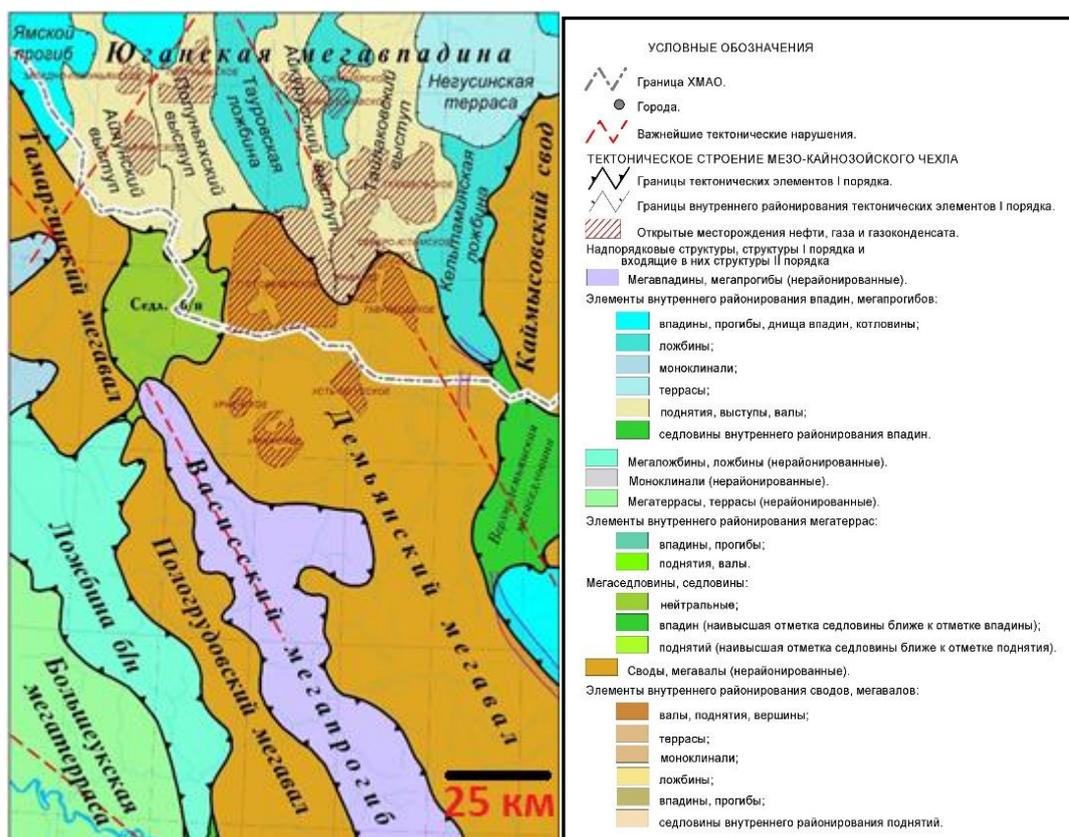


Рисунок 2. - Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты с изменениями [Технологическая схема..., 2011].

На месте расположения Усть-Тегусского месторождения по кровле фундамента единая структура, контролирующая залежи в отложениях тюменской свиты, не выделяется и структурный план по кровле фундамента представлен отдельными небольшими локальными поднятиями, наиболее крупным из которых является Усть-Тегусское поднятие. Поднятие замыкается изогипсой на уровне – 2480 м, имеет размеры 12×4 км и амплитуду 60 м. К северу от него выделено небольшое структурное осложнение оконтуренное изогипсой – 2490 м. Размеры его 2,0×1,5 км, амплитуда менее 40 м.

К северо-западу от указанных структур прогибом с глубиной –2480-2490 м отделяется небольшая структура Усть-Тегусская I, которая, в свою очередь, через седлообразный прогиб глубиной 2500 м на западе раскрывается в сторону Северо-Усановских структурных осложнений, развитых на северном склоне Усановского поднятия.

Усть-Тегусская структура по общей объединяющей изогипсе –2400 м имеет форму структурного носа, вытянутого с северо-запада на юго-восток. В контуре изогипсы –

2400 м выделяется четыре локальных структурных осложнения размерами от 2,0×1,5 км до 10,0×2,5 км и амплитудой до 15-20 м. По изогипсе – 2400 м Усть-Тегусская структура на северо-западе раскрывается в сторону структурных осложнений, развитых на северном склоне Усановского поднятия.

В пределах замыкающей изогипсы – 2390 м размеры Усть-Тегусской структуры составляют 18×6 км, амплитуда – 30 м. Высота залежей, приуроченных к пластам Ю₂, Ю₃ и Ю₄ превышают высоту структуры и они контролируются не только структурным, но и литологическим фактором (зоной отсутствия коллекторов на западе). К северо-востоку от основной структуры по сейсмическим данным выявлено две небольших структуры, в пределах одной из которых доказана промышленная нефтеносность песчаников тюменской свиты. Размеры структур 2,0×1,5 км и 3,0×1,5 км, амплитуда около 20 м.

Восточная часть месторождения осложнена многочисленными сериями разломов. Большинство разломов являются затухающими от отложений кристаллического фундамента до верхне-юрских отложений. Разломы имеют субмеридианальное и субширотное простирание, протяженность различных разломов изменяется от 2 до 11 км, с амплитудой смещения на разных пластах от 3 до 30 м.

1.4. Характеристика коллекторов Усть-Тегусского месторождения

Пласт Ю₂ сложен песчаниками с прослоями алевролитов. Из наиболее характерных особенностей является ориентированно-слоистая текстура, обусловленная ориентацией удлиненных обломков, линзовидных включений сидерита, развитого вероятно по глинистому материалу и волнистых намывов растительного детрита.

Встречаются включения белемнитов и рассеянного раковинного детрита. Коллекторы представлены песчаниками. Песчаники серые мелкозернистые, реже среднезернистые. Отсортированность обломочного материала в целом хорошая, зёрна окатанные и полуокатанные.

По составу породообразующих компонентов песчаники аркозовые, реже полимиктовые. Содержание кварца колеблется в пределах 35-45 %, полевых шпатов – 30-45 %, обломков пород 15-35 %. Содержания слюды (биотит) редко превышает 1 %. Среди обломков пород чаще всего встречаются эффузивы, слюдисто-кремнистых и кремнистых пород, в меньшем количестве обломки.

Тип цементации пленочно-поровый, неравномерно распределенный по породе. Плёнки тонкие, прерывистые хлорит-гидрослюдистые. Большинство пор остаются свободными.

По керну пласт Ю₃ представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты тёмно-серые до черных, плотные слоистые. Алевролиты серые, средней крепости с включениями растительных остатков.

Коллекторы, слагающие пласт, представлены песчаниками среднезернистыми, кварц-полевошпатовыми, средней крепости, сцементированными глинистым цементом. Отмечена тонкая горизонтальная, или пологопадающая слоистость, обусловленная наличием тонких прослоев аргиллитов и растительного детрита. Обломочный материал составляет 80-90 %. Размер обломков по пласту изменяется от 0,07 до 0,45 мм, содержание песчаной и алевроитовой фракции практически равны. Степень отсортированности хорошая, ближе к средней, зёрна окатанные, полуокатанные.

По составу породообразующих обломков породы песчаники аркозовые с примерно равным соотношением кварца и полевых шпатов (30-45 %). Содержание слюд 1-4 %. Кварц светлый «чистый», с редкими включениями пелитовой размерности. Полевые шпаты - калиевые разности и плагиоклазы чаще слабой и средней степени измененности. Обломки пород – эффузивных, кремнистых, слюдисто-кремнистых пород. Слюда – преимущественно биотит, часто сидеритизированный, встречаются мусковит, хлорит.

Аутигенные минералы представлены цирконом, титансодержащими, реже встречается апатит. Пирит встречается в виде единичных скоплений мелких глобулей в массе породы, лейкоксен – в виде плёнок и примазок, сидерит пелитоморфный – по слюде. Реже встречается кальцит.

Цементирующий материал составляет 10-17 %. Распределение цемента неравномерное. Тип цементации пленочно-поровый. Пленки неравномерные по толщине, прерывистые, хлоритовые, иногда гидрослюдисто-хлоритовые. Поры частично, реже полностью заполнены мелкоагрегатным каолинитом.

Пласт Ю₄. Коллекторы представлены песчаниками от светло- до тёмно-серого, (нефтедержащие разности – коричневатые-серые), средне-, мелкозернистыми, сцементированными глинистым, реже карбонатным цементом. Отмечается косоволнистая слоистость, обусловленная многочисленными тонкими прослойками углистого детрита. Текстура слоистая за счёт однонаправленной ориентации слюды и удлиненных обломков.

Степень отсортированности песчаного материала хорошая, реже средняя ближе к хорошей. Зёрна окатанные, и полуокатанные. Обломочный материал составляет 85-96 %, цемент – 4-15 %. Размер обломков по пласту изменяется от 0,01 до 0,49 мм, преобладают обломки размером 0,1-0,35 мм.

По составу породообразующих обломков песчаники неоднородны. Содержание кварца изменяется от 25 до 50 %, полевых шпатов – от 18 до 45 %, содержание слюд 1-6 %, обломков пород – 15-41 %. Кварц светлый с редкими воздушно-капельными кварца изменяется от 25 до 50 %, полевых шпатов – от 18 до 45 %, содержание слюд 1-6 %, обломков пород – 15-41 %. Кварц светлый с редкими воздушно-капельными включениями пелитовой размерности, отдельные зерна со следами регенерации. Полевые шпаты – калиевые разности (в том числе редкие микроклины) и плагиоклазы от слабой до сильной степени изменённости. Обломки пород – эффузивных, кремнистых, слюдисто-кремнистых, сланцев. Слюда – биотит, часто в значительной степени сидеритизированный, встречается мусковит.

Акцессорные минералы представлены гранатом, цирконом, апатитом. Аутигенные – сидеритом (пелитоморфным и мелкокристаллическим по глинистому материалу цемента и обломков, иногда образующим «цепочки» по гидрослюдистым плёнкам вокруг зёрен), пиритом (глобули в массе породы) и лейкоксеном (плёнки, примазки).

Тип цементации пленочно-поровый, неравномерно распределенный. Поры преимущественно остаются свободными, некоторые частично заполнены каолинитом, который в отдельных порах хорошо раскристаллизован. Плёнки прерывистые, гидрослюдисто-хлоритовые, развиты слабо не повсеместно и неравномерно, зачастую отсутствуют.

По керну отложения фундамента в большинстве скважин представлены базальтом. Базальты от серо-зеленого до черного цвета, местами присутствуют вкрапления породы красного цвета, а также нередко встречаются включения зерен кварцита и кристаллов полевого шпата. Порода крепкая, массивная, разбита многочисленными трещинами различной ориентации, заполненными кальцитом, пиритизированная, хлоритизированная.

Структура породы порфировая. Отмечаются также зеркала скольжения. В ряде скважин отложения представлены брекчиями, лавобрекчиями, туфобрекчиями, диабазовыми порфиритами, гранитами и доломитами. Брекчии серые, пятнистые, крепкие, состоящие на 40-80 % из угловатых обломков белых, серых, зеленоватых измененных магматических пород, цемент песчано-глинистый. Диабазовые порфириты

от черного до серо-зеленого цвета, крепкие, трещиноватые, трещины беспорядочные, выполненные прожилками белого кварца. Граниты темно-зеленого цвета, порфирированные, катаклазированы. По трещинам катаклаза в виде линз обособливается амфибол. Доломиты светло-серые, крепкие, трещиноватые.

Таким образом:

- 1 Продуктивный разрез представлен терригенными отложениями.
- 2 Пласты имеют различный генезис образования
- 3 Коллектора представлены песчаниками от светло- до темно-серого, от мелко- до среднезернистого, сцементированного глинистым цементом, реже карбонатным.
- 4 Отсортированность обломочного материала в целом хорошая, зёрна окатанные и полуокатанные.
- 5 Отложения фундамента представлены метаморфизованными породами.

1.5. Нефтеносность Усть-Тегусского месторождения

По пласту Ю₂ выделено три залежи с разными уровнями ВНК (Табл. 1): Основная, залежь в районе скважины 104 и залежь в районе скважины 48. Основная залежь в юго-западной части месторождения ограничена разломом, являющимся гидродинамическим экраном, а также отделена от залежи в районе скважины 104 тектоническим нарушением.

Таблица 1. Характеристика залежей пласта Ю₂ [Технологическая схема..., 2011]

Залежь	Принятый уровень ВНК а.о., м	Размеры залежи			Нобц		Нэфф		Нэфф.н		Дебиты нефти по результатам испытания, м ³ /сут	Тип залежи
		длина, км	ширина, км	высота, м	среднее	интервал изменения	среднее	интервал изменения	среднее	интервал изменения		
Основная залежь	-2400.0	18.0	16.0	до 60	13.0	5.7÷29.3	8.8	1.2÷27.4	8.0	1.0÷15.9	от 0.8 (скв. 47) до 573.3 (скв. 2470_G)	пластово-сводовая литологически и тектонически экранированная
р-н скв. 104	-2410.0	2.5	1.0	40.0	11.9	-	7.4	-	5.9	-	3.8	пластово-сводовая тектонически экранированная
р-н скв. 48	-2367.0	6.0	3.0	30.0	15.8	-	5.8	-	5.8	-	от 0.42 до 1.12	пластово-сводовая литологически и стратиграфически экранированная

Пласт Ю₃ разделен на шесть залежей. В Западной части выявлена одна залежь: в районе скважин 103 и 53. В Восточной части выделяются 5 блоков, разделенных тектоническими нарушениями (Табл. 2). Западная часть вскрыта лишь восемью

разведочными скважинами. Восточная часть вовлечена в разработку, вскрыта 11 разведочными и 72 эксплуатационными скважинами.

Таблица 2. Характеристика залежей пласта Ю₃ [Технологическая схема..., 2011]

Залежь	Принятый уровень ВНК а.о., м	Размеры залежи, м			Нобц		Нэфф		Нэфф.н		Дебит нефти по результатам испытания, м ³ /сут	Тип залежи
		длина, км	ширина, км	высота, м	среднее	интервал изменения	среднее	интервал изменения	среднее	интервал изменения		
Западная часть	-2413.0	4.7÷9.3	3÷6	63.0	9.9	5.2÷17.7	3.0	0.6÷7.3	3.0	0.6÷7.3	от 1.12 (скв. бит) до 18.92 (скв. 53)	пластово-сводовая тектонически литологически и стратиграфически экранированная
р-н скв. 2108	-2408.5	1.2	0.4	13.3	12.9	-	8.0	-	8.0	-	не испытана	пластово-сводовая тектонически экранированная
р-н скв. 2134	-2429.4	4.0	4.4	33.5	15.5	7.5÷27.5	2.9	0.7÷6.4	2.9	0.7÷6.4	от 2.3 (скв. 2134 совм. с Ю4) до 123.4 (скв. 2231)	пластово-сводовая литологически и тектонически экранированная
р-н скв. 105	-2415.0	6.5	3.9	35.7	14.3	6.0÷34.9	3.6	0.7÷10.5	2.6	0.7÷9.6	от 2.77 (скв. 105) до 116.6 (скв. 2352)	пластово-сводовая литологически и тектонически экранированная
р-н скв. 110	-2405.0	5.0	1.2÷3.3	46.0	16.3	4.1÷30.9	5.1	0.2÷16.1	4.8	0.2÷11.5	от 2.9 (скв. 110) до 20.4 (скв. 113)	пластово-сводовая тектонически экранированная
р-н скв. 104	-2419.0	2.4	0.6	29.0	31.3	-	13.3	-	3.9	-	1.5	пластово-сводовая тектонически экранированная

По пласту Ю₄ выявлено 7 залежей с различными уровнями ВНК (Табл. 4), разделённых тектоническими нарушениями и прогибами, закартированными по сейсмическим данным и данным бурения скважин.

Таблица 3. Характеристика залежей пласта Ю₄ [Технологическая схема..., 2011]

Залежь	Принятый уровень ВНК а.о., м	Размеры залежи, м			Нобц		Нэфф		Нэфф.н		Дебит нефти по результатам испытания, м ³ /сут	Тип залежи
		длина, км	ширина, км	высота, м	среднее	интервал изменения	среднее	интервал изменения	среднее	интервал изменения		
Западная часть р-н 103	-2443.0	5.0	2.0	23.0	35.1	-	24.2	-	20.4	-	от 1.7 до 13	пластово-сводовая тектонически экранированная
Западная часть р-н 117	-2456.0	17.0	3.5÷10	56.0	26.2	11.6÷33.4	13.0	4.6÷23.4	10.3	3.7÷20.7	от 0.1 (скв. 43) до 82.0 (скв. бит)	пластово-сводовая стратиграфически тектонически экранированная
р-н скв. 2108	-2435.0	1.0	0.5	15.0	27.1	-	18.0	-	10.3	-	не испытана	массивная тектонически экранированная
р-н скв. 2197	-2429.4	1.2	1.2	13.0	32.7	27.0÷40.9	22.8	9.2÷29.0	6.7	1.5÷12.0	от 1.1 (скв. 2197) до 5.6 (скв. 2198)	массивная тектонически экранированная
р-н скв. 100	-2443.0	2.2	0.7	10.0	24.7	19.8÷29.6	18.9	18.0÷20.6	5.2	3.5÷7.5	120.96 (скв. 100 на КИИ-146)	пластово-сводовая тектонически и стратиграфически экранированная
р-н скв. 110, 112	-2436.0	10.0	1÷4	46.0	31.0	14.3÷53.0	20.2	4.9÷40.1	12.6	0.9÷34.6	от 0.21 (скв. 114) до 201.1 (скв. 2258)	пластово-сводовая тектонически экранированная
р-н скв. 115	-2446.0	2.0	0.7	36.0	32.7	29.8÷35.6	23.7	23.3÷24.1	19.0	16.7÷21.3	от 28.0 (скв. 115) до 81.4 (скв. 2290)	пластово-сводовая тектонически экранированная

Так же как и вышележащие пласты, пласт Ю₄ можно разделить на *западную и восточную части*. Западная часть изучена только разведочным бурением, а восточная часть, вовлеченная в разработку, вскрыта 11 разведочными скважинами и 88 эксплуатационными. Из них четыре разведочные и 24 эксплуатационные скважины вскрыли только водонасыщенную часть пласта, остальные скважины расположены в контуре нефтеносности.

Таким образом, продуктивные отложения на месторождении связаны с пластами Ю₂, Ю₃, Ю₃ тюменской свиты. Залежи нефти пластовые сводовые, литологически- и тектонически-экранированные.

Вся территория месторождения покрыта детальными сейморазведочными работами 3D, структурный план по продуктивным пластам изучен хорошо.

Площадь месторождения покрыта довольно частой сеткой разведочных скважин, восточная часть месторождения разбурена по проектной схеме эксплуатационными скважинами. Продуктивность большинства залежей подтверждена испытаниями.

Пласты, существенно различаются по генезису и геологическому строению, которое можно охарактеризовать, как сложное: присутствуют зоны замещения коллекторов, разломная тектоника, пласты Ю₃ и Ю₄ не выдержаны по толщине и простиранию, имеют прерывистое строение.

2. Комплекс методов каротажа, применяемых на Усть-Тегусском месторождении

Изложенные ниже сведения приведены по данным из источников [Сараев, 2019; Мараев, 2013]: <https://oborudka.ru/handbook/514.html>, <http://www.kngf.org/services/metody-opredeleniya-kharaktera-nasyshcheniya-gornykh-porod/metod-mikrokarotazhnogo-zondirovaniya-mkz/>, <https://megalektsii.ru/s28928t2.html> <https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=795943#text>

2.1. Стандартный электрический каротаж

Стандартный электрический каротаж включает каротаж самопроизвольной поляризации (ПС) и каротаж сопротивлений (КС).

2.1.1. Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации

Каротаж самопроизвольной поляризации (ПС) основан на измерениях электрических полей собственной или самопроизвольной поляризации горных пород. В процессе каротажа измеряют потенциал относительно удаленного электрода N на поверхности (в скважину опускают один электрод M) или градиент потенциала (в скважину опускают электроды M и N). Диаграммы метода ПС оцифровываются в милливольтмах (мВ).

Лучше всего по кривой ПС выделяются песчаные и глинистые пласты. При более пресном по сравнению с пластовой водой буровым раствором, песчаный пласт отмечается на кривой ПС отрицательной аномалией, а глинистый – положительной («прямая» аномалия ПС). При обратном сочетании минерализаций бурового раствора и пластовой воды глина отмечается отрицательной аномалией, а песчаный пласт - положительной. Такая кривая ПС называется «обратной».

2.1.2. Каротаж сопротивлений

Породы различаются по своему удельному электрическому сопротивлению. Данные различия обусловлены насыщающими флюидами (вода, нефть и газ) которые

содержатся в пористых и проницаемых разностях. Сухие породы являются диэлектриками. В таблице 4 приведены удельное электрическое сопротивление для некоторых горных пород и минералов.

Таблица 4. Удельное электрическое сопротивление для пород.

Минералы	ρ , Ом м	Породы	ρ , Ом м
Сульфиды	$10^{-5} \dots 10^{-2}$	Глина	$10^0 \dots 10^2$
Графит	$10^{-4} \dots 10^{-2}$	Песок	$10^0 \dots 10^6$
Вода	$10^{-3} \dots 10^2$	Песчаник	$10^1 \dots 10^3$
Калийная соль	$10^2 \dots 10^5$	Известняк	$10^2 \dots 10^5$
Нефть	$10^9 \dots 10^{14}$	Каменный уголь	$10^2 \dots 10^4$
Кварц	$10^{12} \dots 10^{14}$	Гранит	$10^2 \dots 10^4$

Флюидами, содержащимися в породах, являются:

- нефть и газ, занимающие поровое пространство породы
- пресная или соленая вода, свободно циркулирующая в проницаемых породах (плотные породы, такие, как граниты, кварциты, гнейсы, мрамор, гипс, ангидрит, каменная соль и уголь, имеют незначительную пористость, из-за этого их относят к очень плохим проводникам электричества, обладающим высоким удельным электрическим сопротивлением)
- адсорбированная или связанная вода, которая находится в мельчайших порах сланцев и глин и не имеет возможности к передвижению из-за низкой проницаемости пород

Нефть и газ обладают высоким удельным сопротивлением. Минерализованная вода является электролитом и может проводить электричество. Удельное сопротивление пород зависит от степени их насыщения газом, нефтью и водой, концентрации солей в воде и физических свойств самих пород, в большей степени от пористости. Увеличение разности электродов способствует более глубокому проникновению электрического тока в окружающие породы - на расстояние, куда не проник фильтрат бурового раствора.

При каротаже методом КС применяются потенциал-зонд и градиент-зонд (М, N – парные измерительные электроды, А, В – парные токовые электроды, О – точка записи, АО – длина градиент-зонда, АМ – длина потенциал-зонда).

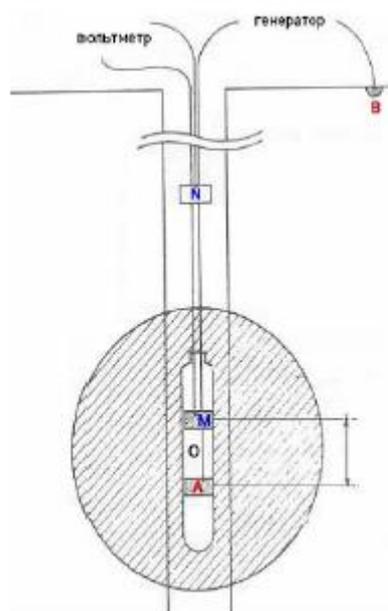


Рис 3. Схема потенциал-зонда N8.0M0.5A

Регистрируемые кривые с помощью потенциал зонда характеризуются симметричностью, чем меньше мощность пласта высокого сопротивления, тем меньше максимум в середине пласта, из-за большого влияния верхней. Схему зонда можно увидеть на рисунке 3.

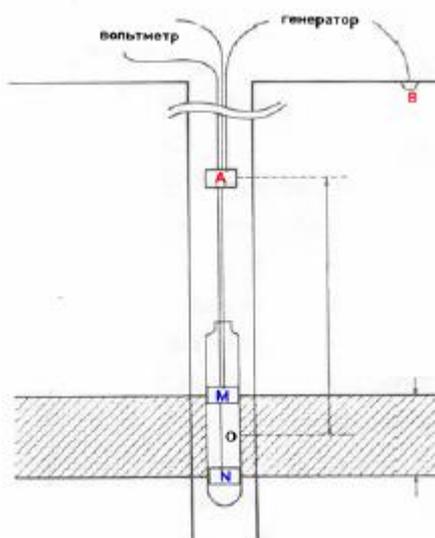


Рис. 4. Схема градиент зонда A0.4M0.1N

Схема градиент-зонда приведена на рис. 4. Регистрируемые кривые характеризуются асимметричностью, границы пластов выделяются точками максимума и минимума для пласта высокого сопротивления средней и большой мощности.

Существуют обращенные градиент зонды (расположение парных выше непарного электрода) и последовательные (расположение парных ниже непарного электрода):

Формы кривых показаны на рисунке 5. Последовательные градиент-зонды – по максимуму отбивают подошву пласта, обладающего высоким сопротивлением. Обращенные зонды — по максимуму отбивают кровлю пласта.

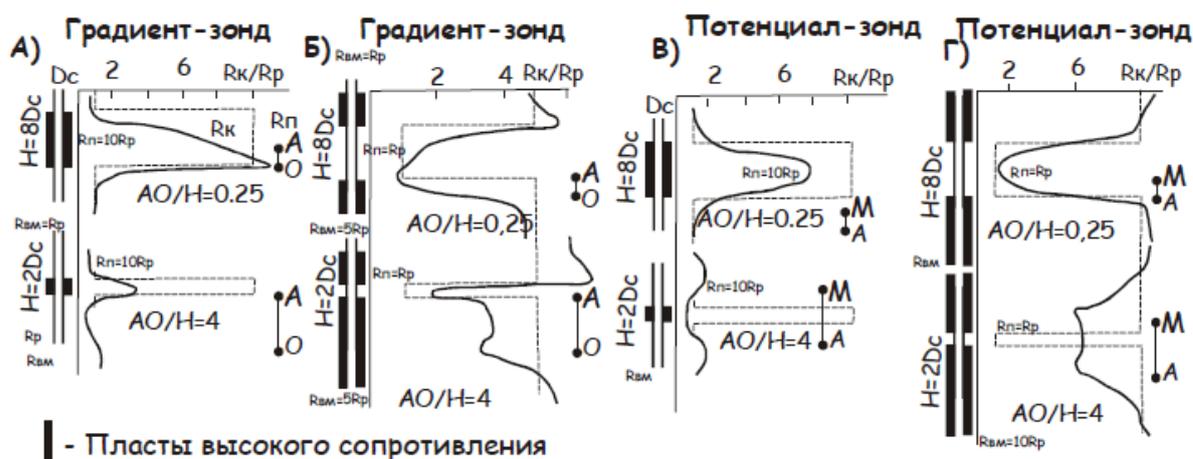


Рис.5. Кривые КС для однородных пластов разной мощности высокого (А и В) и низкого (Б и Г) сопротивлений. А, Б – последовательный градиент-зонд; В, Г - обращенный потенциал-зонд. R_k – сопротивление кажущееся; R_p – сопротивление пласта (истинное); R_p – сопротивление бурового раствора; R_{vm} – сопротивление вмещающих пород; H – толщина пласта; D_c – диаметр скважины

2.2. Боковой картаж (БК)

При высокой минерализации бурового раствора, его высокая электропроводность мешает изучению изменений проводимости исследуемых отложений. Использование фокусированного зонда, когда ток ориентирован в боковом направлении, обеспечивает оценку электрических свойств пород разреза. Данный метод называется боковым картажем.

При БК используют зонд, который имеет центральный электрод A_0 (см. рис.6), симметрично по отношению к которому расположены соединенные между собой удлиненные экранирующие электроды (A_{1-0} , A_{1-1}).

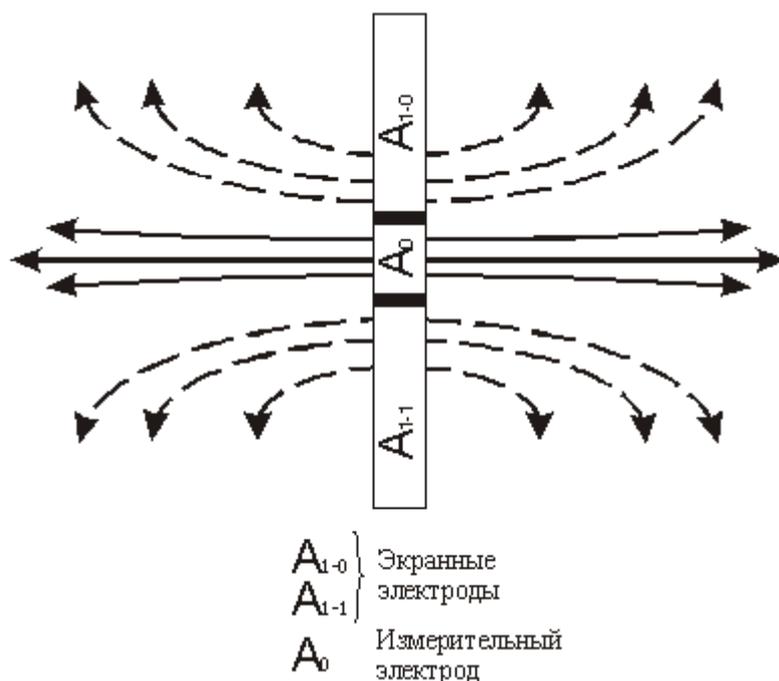


Рис. 6. - Схема зонда бокового каротажа

Боковой микрокаротаж включает в себя фокусирующие свойства бокового каротажа и малый разнос между электродами в зонде, что свойственно микрокаротажу. Боковой микрокаротаж основан на регистрации кажущегося удельного электрического сопротивления прискважинной зоны сфокусированным микрозондом, установленном на прижимном изоляционном башмаке. Радиус исследования около – 10 см. При определенных условиях этот метод дает больше сведений о коллекторе, чем иные виды электрокаротажа.

Условия для применения бокового микрокаротажа

- ограничения в применении метода являются растворы на углеводородной основе
- ограничением в применении метода является существенное изменение диаметра и формы сечения ствола скважины, препятствующее плотному прилеганию башмака к стенке скважины, а также наличие раствора в скважине с удельным электрическим сопротивлением менее 0,05 Ом*м

- скважины необсаженные, вертикальные и слабонаклонные, заполненные пресной жидкостью

Широкое применение БМК нашел при исследовании разрезов скважин, заполненных минерализованной буровой жидкостью.

2.3. Боковое каротажное зондирование (БКЗ)

При работах методом БКЗ мы используем зондовые установками:

- - A1,0M0,1N (шифр параметра GZ2);
- - N0,5M2,0A (шифр параметра GZ3B)
- - A8,0M1,0N (шифр параметра GZ5);
- - A4,0M0,5N (шифр параметра GZ4);
- - A2,0M0,5N (шифр параметра GZ3);

На рисунке 7 представлены схемы данных зондов.

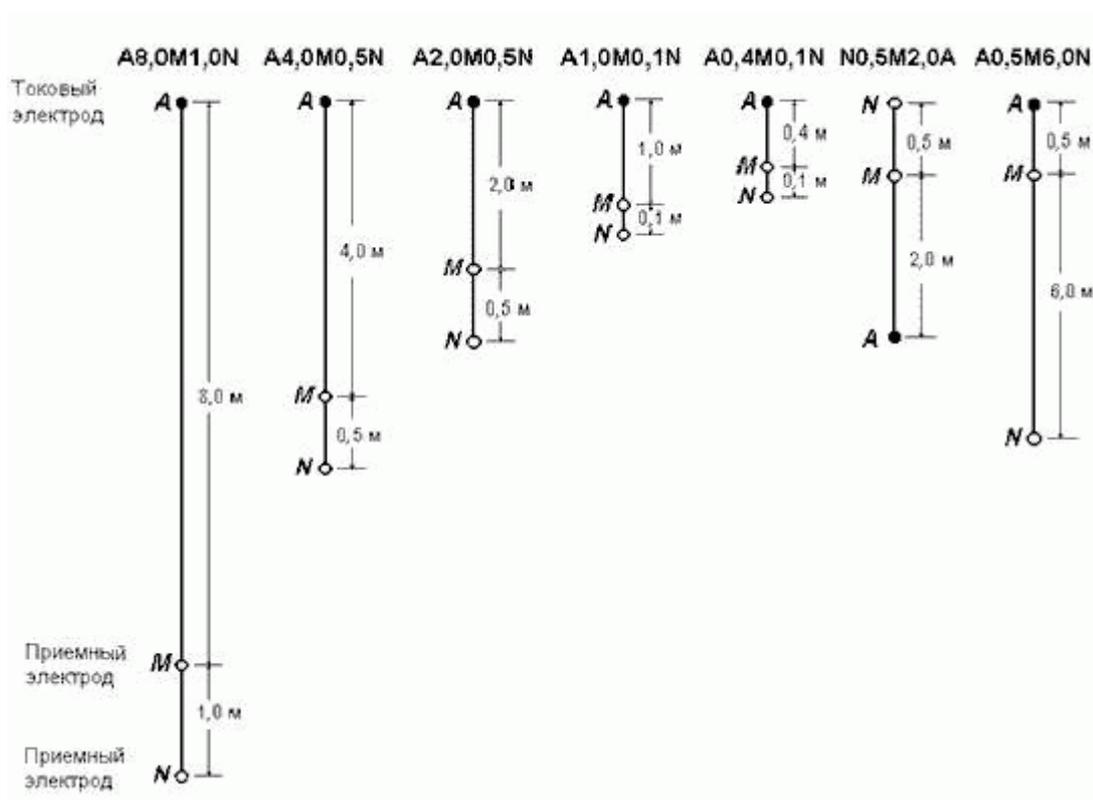


Рисунок 7 - Схемы зондов БКЗ

С помощью метода БКЗ возможна интерпретация положения флюидонасыщения (низкие показания длинного зонда – водонасыщенные породы, а высокие – нефте- и газонасыщенные).

2.4. Микрозондирование

Микрокаротаж основан на измерении кажущегося удельного электрического сопротивления прискважинной зоны двумя микрозондами (потенциал – микрозондом А0.05М и градиент – микрозондом А0.025М0.025N), установленными на прижимном изоляционном башмаке. Данный метод микрокаротажа регистрирует кривую среднего диаметра. Радиус исследования градиент-микрозонда приблизительно равен его длине (3,75 см), для потенциал-микрозонда составляет 10-12 см, что в 2-2,5 раза больше его длины.

Применение микрокаротажа

- расчленение разреза с высокой точностью
- определение удельного электрического сопротивления промытой зоны;
- выделение коллекторов, литологическое расчленение разреза;
- определение электрического сопротивления части пласта, непосредственно прилегающей к скважине, и детального расчленения разреза;
- определение эффективной толщины пластов;
- оценка сопротивления промывочной жидкости в интервале каверн;

Сопротивление по микрокаротажу достигает высоких значений напротив непроницаемых пластов, так как удельное сопротивление их примерно в 50 раз выше, чем у глинистого раствора. Покрывающая стенки скважины глинистая корка здесь тонкая, так как буровой раствор не проникает в пласт.

Низкие значения сопротивления по микрокаротажу соответствуют проницаемым пластам, так как буровой раствор, проникает в данные пласты на различную глубину, формирует довольно мощную глинистую корку.

В данном исследовании применяются два варианта разноса электродов. При исследовании проницаемых и пористых зон величина удельного сопротивления, по большим зондам, выше измеренной с помощью малого зонда. Данные различия обусловлены различными глубинами проникновения в породы токов этих зондов. При большем разносе измеряется сопротивление самих пород и насыщающих их флюидов. При малом разносе электродов измеряется удельное сопротивление бурового раствора. Против проницаемых зон большой зонд фиксирует заполнение пород фильтратом

бурового раствора, которые характеризуются высокими сопротивлением. Против слабопроницаемых слоев этот же зонд дает меньшие значения. Это объясняется насыщением данных отложений пластовыми водами, которые отличаются высоким содержанием ионов и низким удельным сопротивлением.

2.5. Индукционный каротаж

Индукционный каротаж измеряет удельное сопротивление (или удельную проводимость), вскрываемых скважиной пластов, она производится посредством пропускания сквозь них индукционного тока, который возбуждается в катушках, помещенных в зонде, при этом избегается контакт с буровым раствором. Генерируемые данным способом переменные магнитные поля создают вторичное магнитное поле в приемной катушке, которые заключенной в зонде. При поддержке силы тока в индукционных катушках на постоянном уровне, колебания магнитного поля в приемной катушке будут пропорциональны изменениям проводимости пластов. На рисунке 8 показано использование индукционного зонда в не обсаженной скважине. Индукционный каротаж может быть проведен в любой необсаженной скважине вне зависимости от типа заполняющей ее жидкости.

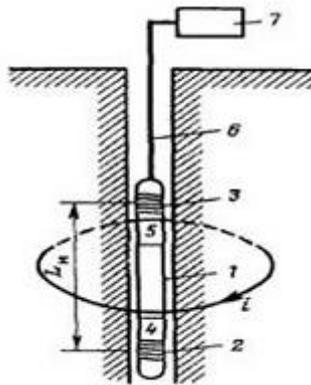


Рис. 8. Принципиальная схема индукционного метода. 1-скважинный снаряд зонд, 2-излучающая катушка, 3-приемная катушка, 4-генератор, 5-усилитель и выпрямитель, 6-кабель, 7-регистрирующий прибор.

Индукционный каротаж характеризуется большим по сравнению с иными электрическими методами радиусом действия, благодаря своей повышенной фокусирующей способности обеспечивает наиболее точные определения удельного сопротивления пород, слагающих тонкие прослойки.

2.6. Радиоактивный каротаж

Этот вид геофизических исследований скважин включает методы: гамма-каротаж, нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам, нейтронный гамма-каротаж, плотностной гамма-гамма каротаж, селективный гамма-гамма каротаж.

2.6.1. Гамма-каротаж

Гамма-каротаж основан на регистрации естественной радиоактивности (или гамма-активности) пород в скважине, образуемую за счёт радиоактивных элементов U, Th, K. При гамма-каротаже геофизический прибор регистрирует гамма-активность, которую излучают радиоактивные минералы содержащиеся в литологических толщах породах. Значительной радиоактивностью обладают полимиктовые песчаники и глины. При малых значениях глинистости полимиктовые песчаники повышают свою гамма-активность за счёт калий содержащих минералов: полевого, шпата, глауконита, микроклина.

С помощью кривой ГК можно:

- Оценивать глинистость (лучший метод для определения глиносодержания)
- Оценивать литологию.
- Выделять интервалы коллекторов.
- Производить привязку глубины при проведении прострелочно-взрывных работ.

Метод гамма-каротаж можно применять в открытом и обсаженном стволе. На результаты ГК влияют такие показатели:

- толщина пласта – при маленьких мощностях мы не будем наблюдать аномалии на кривой ГК, на практике с помощью ГК выделяют пласта начиная с 35 см.
- каверны – в интервалах кавернообразования показания ГК занижены.

2.6.2. Интерпретация гамма-каротажа

Значения на кривой каротажа в песчаниках и известняках – влево ,в глинах отклоняются вправо. При высоких содержаниях глинистых минералов в породе мы

будем видеть сильное отклонение вправо (исключениями являются полимиктовые песчаники при малой глинистости обладают значительной радиоактивностью и их показания ГК высокие). Самые низкие значения кривой ГК – линия песков, самые большие значения кривой ГК – линия глин (рисунок 9). Показания данного метода в России выражаются интенсивностью гамма-излучения в имп/мин (импульсы/минута) или мкр/час (микрорентген/час). В зарубежной практике показания метода выражаются в условных единицах американского нефтяного института (API). Описанные единицы измерения имеют данную зависимость $GR (API) = GK (мкр/час) * 12.76$.



Рис. 9. Продуктивный пласт отмечается меньшей глинистостью и меньшими значениями гамма-каротажа.

2.6.3. Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам основан на облучении горных пород быстрыми нейтронами от ампульного источника и регистрации нейтронов

по разрезу скважины, которые в результате взаимодействия с породообразующими элементами замедлились до тепловой энергии.

Регистрируемая интенсивность тепловых нейтронов зависит от поглощающей и замедляющей способности горной породы. Наибольшая потеря энергии нейтрона наблюдается при соударении с ядром, имеющего массу равную единице, т.е. с ядром водорода.

При проведении измерений детектор тепловых нейтронов располагается на расстоянии от источника нейтронов. Расстояние от источника до детектора выбирается таким, что при увеличении водородосодержания горных пород, зарегистрированная интенсивность тепловых нейтронов уменьшается, т.е. зонд является заинверсионным.

Регистрация нейтронного излучения одновременно двумя зондами с разной длиной позволяет уменьшить влияние скважины на результат определения водородосодержания горных пород. Эффект основан на изменении радиальной глубины исследования от увеличения длины зонда. Малый зонд ННК-Т_{МЗ} несет информацию в основном о нейтронных свойствах скважины и околоскважинного пространства, тогда как на интенсивность, зарегистрированную большим зондом ННК-Т_{БЗ}, влияют нейтронные свойства пласта, из-за этого при определении водородосодержания используют отношение скоростей счета в этих зондах.

Нейтронный каротаж (НК) применяют в необсаженных и обсаженных скважинах с целью литологического расчленения разрезов, определения емкостных параметров пород (порового пространства и объемов минеральных компонент скелета), выделения ВНК, ГНК и иных контактов, определения коэффициентов газонасыщенности в прискважинной части коллектора.

Областями эффективного применения НК при выделении газоносных пластов, газожидкостного контакта, определении коэффициента газонасыщенности являются:

- для ННК-Т – породы с водородосодержанием более 10% при диаметре скважины, не превышающем 250 мм;

+

Областями эффективного применения НК при определении пористости и литологическом расчленении разреза являются:

- для ННК-Т – породы с любым водородосодержанием, невысокой минерализацией (меньше 50-70 г/л NaCl)

Измерительный зонд НК содержит ампульный источник нейтронов и один или два (и более) детектора нейтронов (тепловых) или гамма-излучения. Точка записи – середина расстояния между источником и детектором для однозондовых приборов и середина между двумя детекторами для компенсированных (двухзондовых) приборов.

2.6.4. Нейтронный гамма-картаж

Метод основан на исследовании явлений, происходящих при взаимодействии потока нейтронов с ядрами атомов горной породы. При проведении НГК измеряется величина интенсивности гамма-излучения, возникающего в результате радиационного захвата нейтронов ядрами породы. Величина этого излучения зависит от числа нейтронов, поглощаемых в единице объема среды, окружающей детектор.

Самыми активными замедлителями и поглотителями нейтронов являются химические элементы, как водород, хлор, бор, литий, кадмий, кобальт и др. Наибольшее влияние оказывает водород и хлор. Водород содержится в воде и нефти, из-за этого в пористых нефте- и водонасыщенных породах наблюдаются повышенные замедление и поглощение нейтронов. При поглощении нейтронов хлором спектр гамма-излучения обогащается более высокоэнергетическими компонентами по сравнению с поглощением нейтронов водородом. Поэтому в высокоминерализованной пластовой воде присутствие хлора приводит к повышению интенсивности радиоактивного гамма-излучения. Это явление используется для разделения водо и нефтенасыщенных пластов по кривым НГК.

На диаграммах НГК наблюдается инверсия кривых связанная с большим расстоянием источника нейтронов индикатора. Пласты с высоким хлор- или водородосодержанием (песчаники, глины или рыхлые карбонатные породы) отмечаются низкими значениями НГК при исследовании зондами большого размера (длина зонда больше 40 см). Плотные малопористые породы (известняки, доломиты, ангидрит и др.) характеризуются высокими значениями НГК.

Областями эффективного применения НК при определении пористости и литологическом расчленении разреза являются:

- для НГК – породы с низким (меньше 8-12%) водородосодержанием, а также породы со средним (8-20%) водородосодержанием, если минерализация не превышает 100 г/л.

Областями эффективного применения НК при выделении газоносных пластов, газожидкостного контакта, определении коэффициента газонасыщенности являются:

- для НГК – породы с водородосодержанием менее 20%.

2.6.5. Плотностной гамма-гамма каротаж

При плотностном гамма-гамма каротаже (ГГК-П) в скважине регистрируется рассеянное гамма-излучение источника жестких гамма-квантов, в качестве которого используют в большинстве случаев ^{60}Co . При использовании заинверсионных зондов регистрируемая мощность экспозиционной дозы рассеянного гамма-излучения находится в обратно пропорциональной зависимости от плотности среды. Поэтому метод ГГК-П позволяет выполнять литологическое расчленение разреза скважины, выделять угольные пласты и руды тяжелых металлов, определять их глубину залегания, мощность и строение, оценивать плотность пород и зольность угольных пластов.

На кривой ГГК-П плотные породы – ангидриты, крепкие доломиты и известняки характеризуются минимальными показаниями, а наименее плотные – гипсы, глины, каменная соль и высокопористые известняки, песчаники и доломиты – максимальными. Средние и пониженные показания характерны для глинистых известняков и песчаников. Особенностью метода является переход от показаний ГГК-П к объемной плотности пород, а от плотности – к пористости K_p на основе формулы

$$K_p = (\delta_m - \delta_p) / (\delta_m - \delta_j)$$

где δ_m , δ_p и δ_j , соответственно, минералогическая плотность, объемная плотность породы и плотность фильтрата.

При данном подходе может быть определена общая пористость, включающая объем межзерновых пор, каверн и трещин, независимо от характера взаимосвязи и гидропроводности пор коллектора. Тесная связь плотности и пористости наблюдается в однородных породах (известняках, доломитах, кварцевых песчаниках), насыщенных определенным флюидом. Это позволяет определять их пористость в данном случае непосредственно по кривым ГГК-П.

2.6.6. Селективный гамма-гамма каротаж

Селективный гамма-гамма-каротаж (ГГК-С) основан на изучении фотопоглощения γ -квантов в горных породах. Данный эффект превалирует при низкой энергии γ -квантов, в ГГК-С используют источники с энергией $E_{\gamma} < 0,5$ МэВ. Данными источниками являются искусственные радионуклиды: Sn119 ($E_{\gamma} = 0,39$ МэВ), Se75 ($E_{\gamma} = 0,27$ МэВ), Hg203 ($E_{\gamma} = 0,28$ МэВ). Длина зонда 10-20 см.

На нефтяных и газовых месторождениях метод ГГК-С находит применение пока только при дефектометрии обсадных колонн. Между тем, проф. И.Г. Сковородниковым совместно с доц. Бредневым И.И. и к. г.-м. н. Коргулем Г.Г. предложен способ выделения пластов-коллекторов в разрезах и определения их пористости, основанный на применении селективного ГГК (<https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=795943#text>).

ГГК-С выполняют в скважине дважды: до заполнения скважины жидкостью с повышенным зэф и после. В качестве такой жидкости используют, например, водный раствор ацетата свинца. При 30% концентрации его зэф =45,6. У минерального скелета песчаников зэф =12,4, у известняков-15,0. Жидкость с высоким атомным номером, проникая в поры пласта, повышает зэф коллектора в целом, причем тем сильнее, чем выше пористость, как это показано на рис. 10. Этот эффект отчетливо фиксируется по разности показаний каротажа ГГК-С, проведенного до и после заполнения скважины раствором с аномально высоким зэф (рис. 10). Расчеты показывают, что этот метод обладает очень высокой чувствительностью и позволяет определять пористость пород, начиная с $K_p=2\%$.

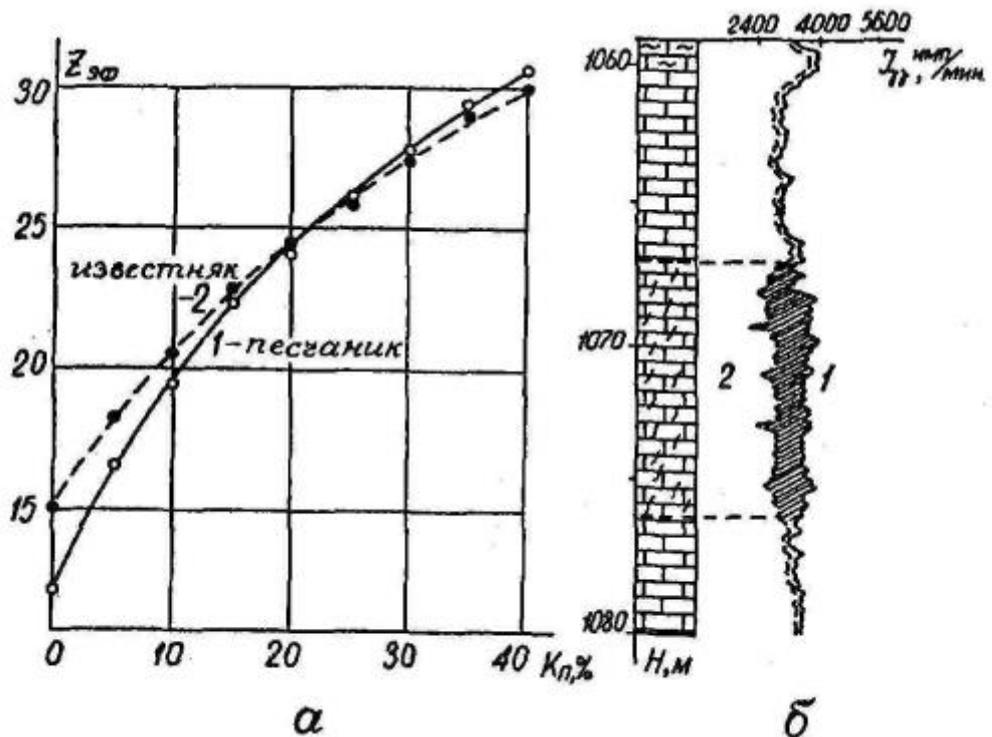


Рис. 10. Выделение коллекторов в карбонатном разрезе по результатам ГГК-С после заполнения скважины раствором с повышенным эффективным атомным номером а - зависимость эффективного атомного номера песчаного (1) и карбонатного (2) коллектора при заполнении его пор 30% раствором ацетата свинца от пористости; б - комплекс каротажных диаграмм: 1 - контрольная диаграмма ГГК-С, 2 - то же после заполнения скважины 30% раствором ацетата свинца.

2.7. Акустический каротаж

Акустический каротаж (АК) основан на изучении характера распространения упругих волн ультразвукового и звукового диапазона в породах, окружающих ствол скважины. Акустический каротаж применяется в двух вариантах, первый сводится к регистрации скорости распространения упругих волн в пересеченных скважиной породах (АК по скорости), второй – к определению поглощающих свойств горных пород (АК по затуханию).

Скорость распространения упругих волн в горных породах определяются параметрами:

- минералогический состав пород
- пористость

- форма порового пространства.

Поглощающие свойства зависят от глинистости пород и их геологического характера – кавернозности, газоносности и трещиноватости.

Устройство акустического зонда является трехэлементным и состоит из возбуждающего упругий импульс излучателя и двух приемников, размещенных от него на определенном расстоянии. В ряде случаев один из приемников заменяется вторым излучателем, что не изменяет сущности зонда. Расстояние между приемниками является базой зонда (S), а расстояние от излучателя до ближайшего приемника – длиной зонда (L). Точка записи относится к середине базы зонда.

Основу акустического каротажа по скорости составляет измерение интервального времени

$$\Delta T = (t_2 - t_1) / S \text{ (мкс/м)}$$

где t_1, t_2 – время прихода головной волны к первому и второму приемнику.

Отсюда скорость распространения упругой волны

$$V_{\text{п}} = S / (t_2 - t_1)$$

Скорость распространения упругой волны в пласте при выполнении АК называют пластовой, а ΔT – интервальным временем пробега упругой волны.

Метод АК используется для определения коэффициента пористости. Скорость распространения упругих волн в породе зависит от ее пористости. Существует зависимость между $k_{\text{п}}$ и временем пробега упругой волны на единице длины ΔT . Используется формула:

$$k_{\text{п}} = (\Delta T - \Delta T_{\text{м}}) / (\Delta T_{\text{ж}} - \Delta T_{\text{м}})$$

где ΔT – данные метода АК ($\Delta T = 1/V$, V - скорость), $\Delta T_{\text{м}}$ – для минерального скелета, $\Delta T_{\text{ж}}$ – для жидкости в поровом пространстве породы

2.8. Кавернометрия

Диаграмма каверномера представляет собой непрерывную запись изменений диаметра ствола скважин. Для этого по стволу поднимают каверномер. Каверномер представляет из себя устройство, состоящее из четырех пружинных рычагов, соприкасающихся со стенками скважины и соединенных с резиновой камерой, которая заполнена нефтью. Последняя в свою очередь соединена с реостатом, регистрирующим изменения электрического сопротивления в камере. Изменение давления на рычаги

каверномера, связанное с увеличением или уменьшением диаметра ствола, передается на камеру, а соответствующие колебания напряжения на реостате замерыются и фиксируются в виде кавернограммы.

Схематичное строение каверномера представлено на рисунке 11. Данные диаграммы используются главным образом при выборе места постановки пакера, при расчете количества цемента, необходимого для заполнения затрубного пространства и для точного определения диаметра ствола на разных глубинах при количественной интерпретации данных различных видов электрического и радиоактивного каротажа. Кавернометрические разрезы могут быть также использованы для выявления пористых зон и оказывают помощь в распознавании и корреляции разрезов различных литологических типов.

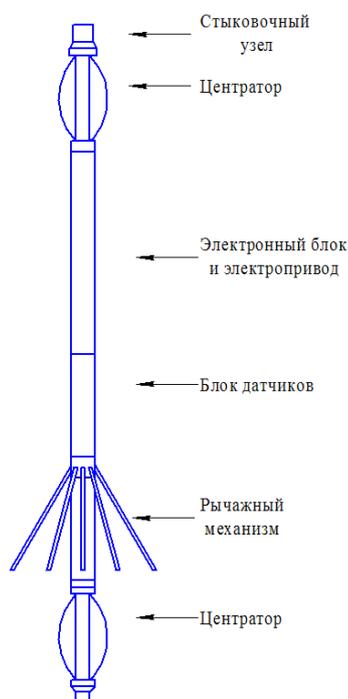


Рис. 11. Схема каверномера

3. Методики изучения разрезов скважин, выделения и оценки параметров коллекторов

Изложенные ниже сведения приведены по данным из источников <https://www.geolib.net> [Сараев, 2019; Мараев, 2013]

В данной главе будет рассмотрено методика для терригенных разрезов. Перед началом работы с каротажными кривыми происходит их увязка и совмещение по глубине. Увязывают кривые каротажа по наиболее четко выделяемым пластам.

3.1. Литологическое расчленение разрезов скважин

Литологическое расчленение разреза скважины с построением литологической колонки – основа оперативной интерпретации. Расчленение включает в себя выделение отдельных пластов и определения их границ и мощностей.

На практике для расчленения разреза применяют каротажные кривые, которые были получены при каротажах КС, ПС, ГК, НГК и кавернометрии.

На рисунке 12 показано как различные литологические разности отображаются на кривой гамма каротажа. Глины и битуминозные глины показывают наиболее высокие значения гамма активности, а чистые песчаники, известняки, доломиты, уголь и ангидриты характеризуются наименьшими показаниями. Следует помнить, что чистые (неглинистые) разности отложений могут содержать полевые шпаты (аркозовые песчаники), слюды, глауконит или тяжёлые минералы, которые увеличивают показания гамма каротажа по сравнению с чистыми разностями песчаников.

Результатом исследования каверномером является кривая, которая показывает реальный диаметр скважины. Реальный диаметр скважины меньше диаметра долота при проходке интервалов коллектора, так как на данных глубинах образуется глинистая корка, в свою очередь диаметр долота превышает реальный диаметр скважины при проходке глубин, на которых залегают глинистые породы. При проходке твердых пород диаметр скважины близок к диаметру долота.

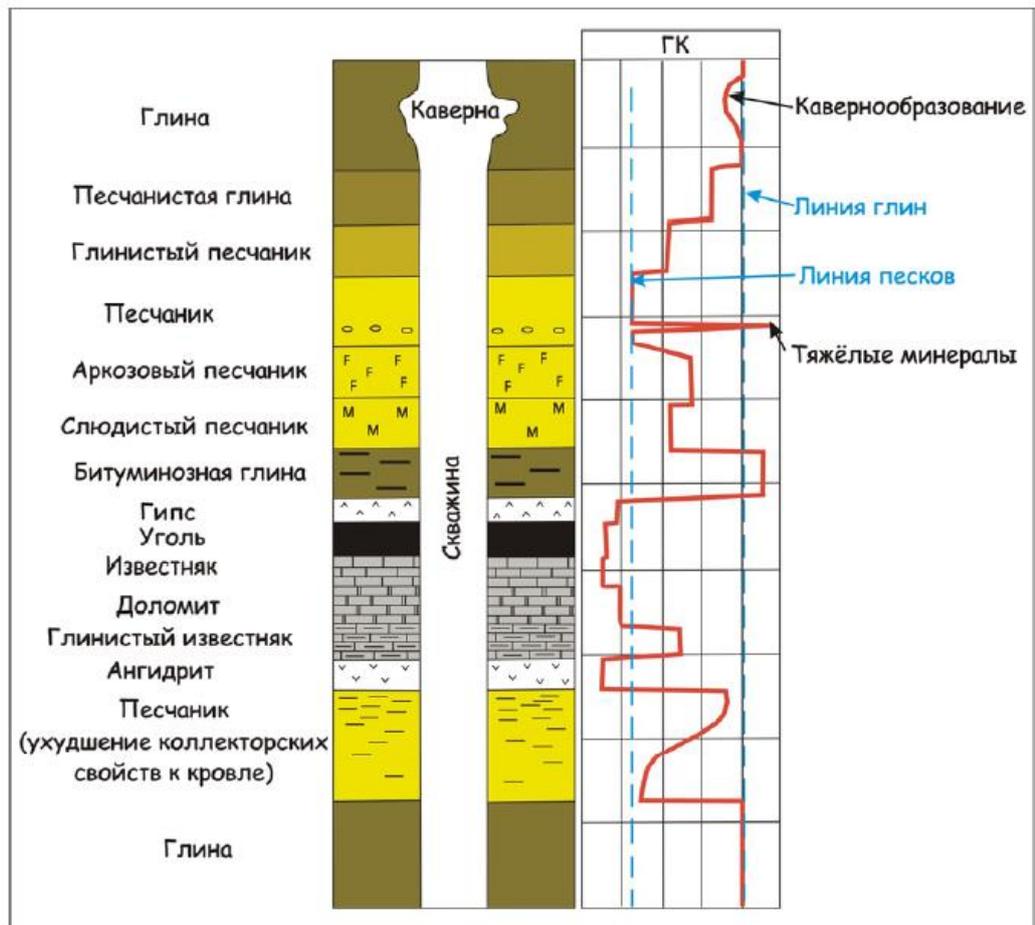


Рис. 12. Литологическое расчленение разреза по гамма каротажу и каверномеру.

3.2. Выделение коллекторов и оценка характера их насыщения

3.2.1. Качественные критерии

Мы можем говорить о коллекторских свойствах отдельного пласта, если из него был получен приток флюида, или при выявлении проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Данные признаки мы можем называть – прямыми признаками.

Для неглинистых межзерновых терригенных коллекторов характерны следующие наборы признаков, отражающихся на каротажных кривых:

1) При значениях удельного сопротивления фильтрата бурового раствора выше, чем удельного сопротивление пластовой воды, мы будем наблюдать против коллекторов отрицательную аномалию ПС, если наоборот, по положительную. В случае равных значений удельного сопротивления аномалия на кривой будет мало различима

- 2) По данным каверномера, который будет выделять глинистую корку напротив коллекторов
- 3) На кривой ГК наблюдается минимальные значения, исключениями являются коллектора, которые имеют в своем минеральном составе радиоактивные минералы (глауконит, монацит и иные)
- 4) Положительные приращения на диаграммах микрозондов
- 5) Нефтенасыщенные пласты отмечаются положительными аномалиями на кривой КС
- 6) Увеличение интервального времени на диаграммах АК

3.2.2. Количественные критерия

При выделение коллектора по количественным критериям используют статистические и корреляционные методы.

Статистический метод основывается на нахождении граничных значений геофизических параметров для коллектора, представленных в изучаемом разрезе, на основе статистического распределения. Для нахождения граничных значений используют данные, которые получают в результате анализа показателей пород коллектора и не коллектора, которые были выделены ранее по качественным критериям. На рисунке 13 приведен график функций, по которым определены граничные значения проницаемости и пористости для пород коллекторов.

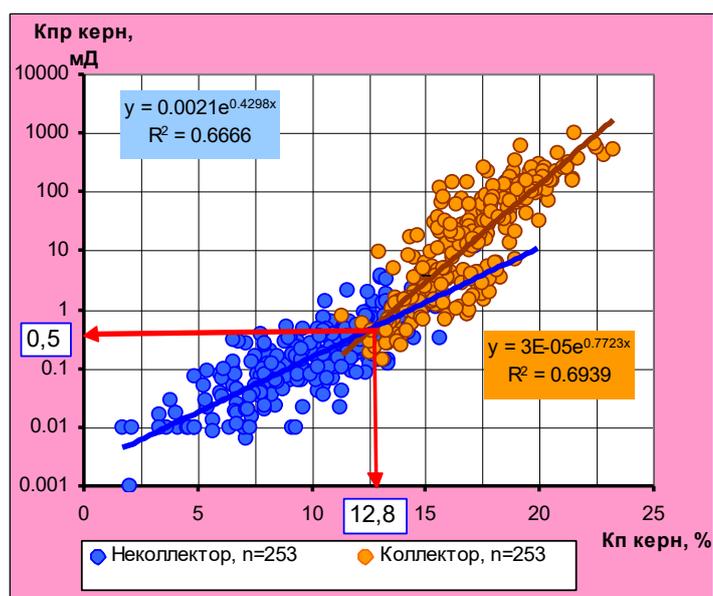


Рис. 13. Обоснование нижнего предела выделения коллектора по данным керновых исследований на Усть-Тегусском месторождении [Технологическая схема..., 2011]

В корреляционном методе используют петрофизическую информацию.

Одним из примеров является сопоставление коэффициента открытой пористости или проницаемости и коэффициента динамической пористости.

$$K_{п \text{ дин}} = K_{п} * (1 - K_{во} - K_{но})$$

где:

$K_{во}$ — остаточная водонасыщенность;

$K_{но}$ — остаточная нефтенасыщенность.

$K_{п \text{ дин}}$ — динамическая пористость

Выполнение условия $K_{п \text{ дин}} > 0$ означает о наличие в породе пустотного пространства, которое потенциально содержит флюид.

Так же используется корреляционные связи $\alpha_{ЛС} = f(K_{ЛС})$. По данным петрофизических исследований строятся зависимости для каждого продуктивного пласта (рис.14).

По данным исследования керн устанавливается граничное значение $\alpha_{ЛС.гран.}$, позволяющее расчленить разрез скважины на коллекторы и неколлекторы:

если $\alpha_{ЛС} \geq \alpha_{ЛС.гран.}$, то пласт-коллектор;

если $\alpha_{ЛС} \leq \alpha_{ЛС.гран.}$, то пласт-неколлектор.

Зависимость $K_{п} = f(\alpha_{пс})$ для пласта Ю₂ (а) и пластов Ю₃ и Ю₄ (б) Усть-Тегусского месторождения (рис.14) $\alpha_{ЛС.гран.} = 0.3$.

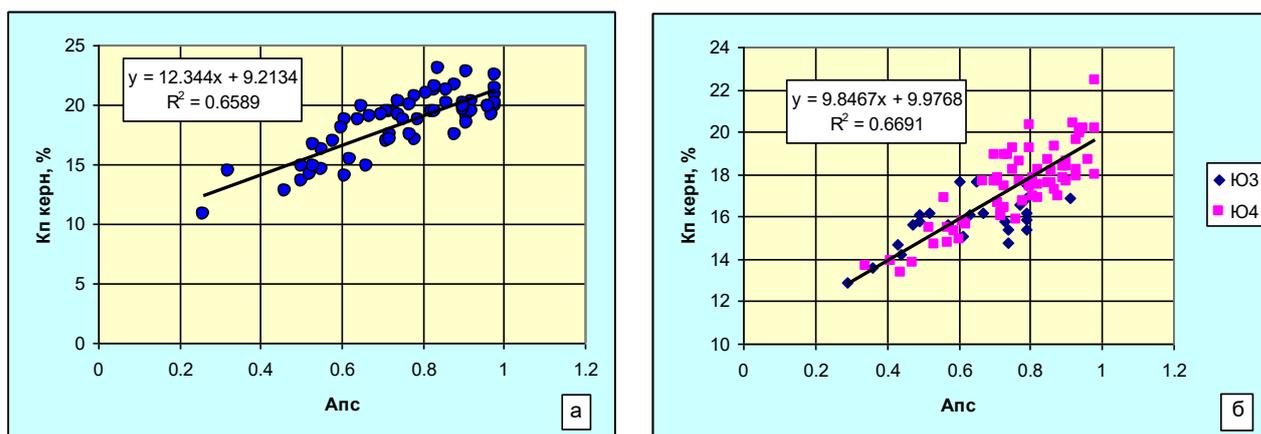


Рис. 14 Зависимость $K_{п} = f(\alpha_{пс})$ для пласта Ю₂ (а) и пластов Ю₃ и Ю₄ (б) Усть-Тегусского месторождения. [Технологическая схема..., 2011]

3.3. Определение эффективной мощности продуктивных коллекторов. Отбивка водонефтяного контакта

В необсаженных и обсаженных скважинах ГНК (газонефтяной контакт) можно определить следующими способами.

1) по наличию положительных приращений на кривых НГК или ННК-Т, - полученных по методике временных замеров (рис. 15, а, б). Против нефтеносной части пласта показания интенсивности нейтронного гамма-излучения на разных кривых будут практически совпадать;

2) по времени жизни тепловых нейтронов в газоносной и нефтеносной частях пласта. В чистых газоносных коллекторах среднее время жизни тепловых нейтронов на 15-20 % больше, чем в однотипных нефтеносных коллекторах.

3) по данным геохимических методов исследования скважин. Увеличение отношения содержания метана к содержанию пропана $k = \text{CH}_4/\text{C}_2\text{H}_6 > 1$ свидетельствует о газонасыщенности коллектора (рис. 15, е). Этот способ наиболее эффективен при установлении ГНК в сильно глинистых, песчаных и карбонатных коллекторах, где ядерные методы не позволяют расчленить газоносные и нефтеносные участки пласта;

4) по данным термометрии. Газоносная часть пласта выделяется отрицательной аномалией температуры;

5) по данным акустических методов. На кривых широкополосного акустического метода газоносная часть пласта характеризуется большим коэффициентом затухания продольной волны и малым поперечной волны по сравнению с нефтеносной частью пласта.

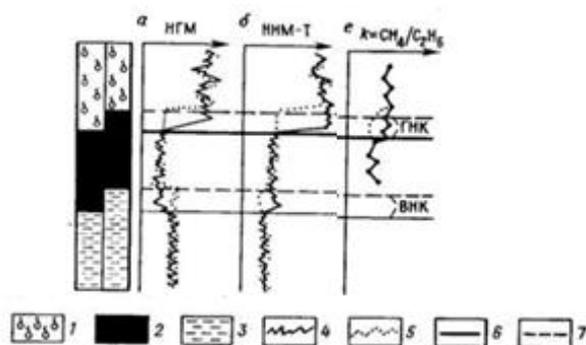


Рис. 15. Определение первоначальных и текущих положений водонефтяных и газонефтяных контактов по данным радиометрии и газометрии скважин <https://infopedia.su/11x10ea.html>: 1 газ, 2 нефть, 3 вода, 4 первичные замеры, 5 повторные замеры, 6 первоначальные положения ГНК и ВНК, 7 текущие положения ГНК и ВНК.

3.4. Определение глинистости по данными ГК

Коэффициент глинистости показывает количество глинистых минералов с размерами зерен $d_3 < 0.01$ мм в долях минерального скелета породы. На практике для характеристики породы определяют такие параметры:

1. Коэффициент массовой глинистости $C_{ГЛ}$ характеризует количество глинистости

$$C_{ГЛ} = \frac{M_{<0,01}}{M_{ТФ}}$$

Где $M_{ТФ}$ – общая масса твёрдой фракции породы (включая мелкую фракцию)

$M_{<0,01}$ – масса глинистой фракции

2. Коэффициент объёмный глинистости $k_{ГЛ}$ характеризует объемное содержание глинистого материала

$$k_{ГЛ} = C_{ГЛ}(1 - k_{П})$$

3. Коэффициент относительной глинистости $\eta_{ГЛ}$ характеризует степень заполнения глинистым материалом пространства между зернами скелета породы

$$\eta_{ГЛ} = \frac{k_{ГЛ}}{k_{ГЛ} + k_{П}}$$

Для нашего месторождения в лабораторных условиях найдены зависимости $K_{ГЛ} = 2,0174e^{2,2105 \cdot I_{\gamma}}$ рисунок 16, где I_{γ} определена на 17 рисунке.

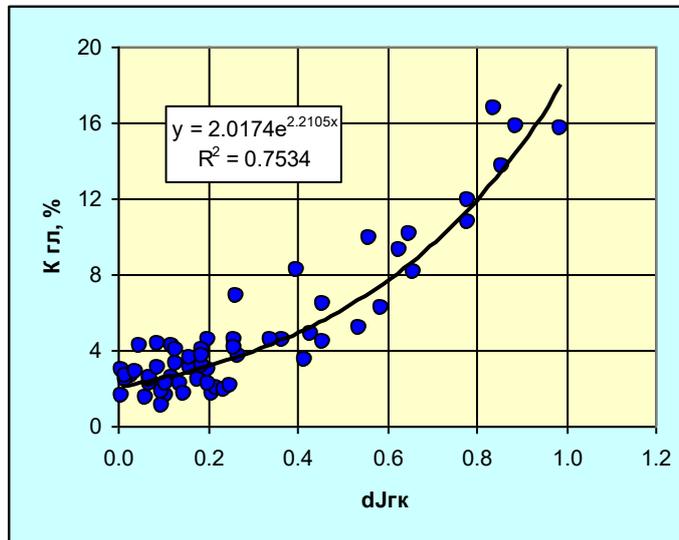


Рисунок 16 - Зависимость для определения объемной глинистости по данным ГК для Усть-Тегусского месторождения [Технологическая схема..., 2011]

Глинистость пород позволяет говорить об объёмном содержании глин в коллекторах, следовательно, об их качестве. Глинистость определяется (V_{sh} в зарубежной практике или $K_{ГЛ}$) следующим путём: сначала вычисляется относительная амплитуда интенсивности гамма излучения (I_{γ} или IGR) по формуле:

$$I_{\gamma} = (I - I_{п}) / (I_{гЛ} - I_{п}) \text{ - в отечественной практике}$$

$$I_{GR} = (GR_{log} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min}) \text{ - в зарубежной практике}$$

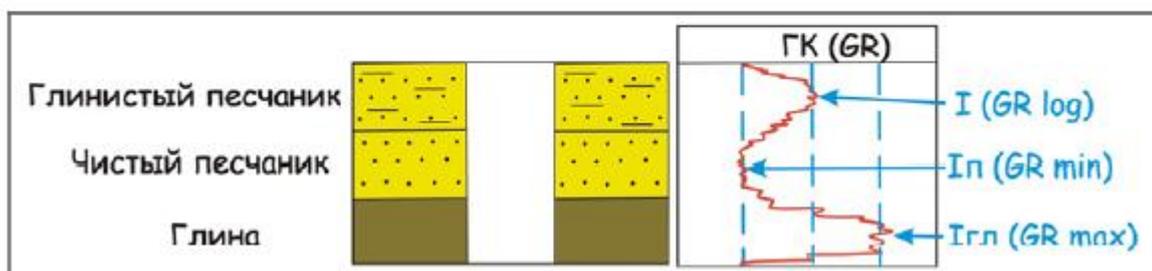


Рис. 17 . Определение глинистости по гамма каротажу. I – показания ГК в интересующем нас интервале (GR_{log}) $I_{п}$ – показания ГК в чистых неглинистых породах (GR_{min}) $I_{гЛ}$ – показания ГК в глинах (GR_{max})

Более точные расчёты могут быть выполнены по эмпирической зависимости между I_{γ} глинистостью, определённой по лабораторному изучению керна или по зависимостям Ларионова. (https://petroschool.ru/wp-content/uploads/2020/06/Osnovy_raboty_v_PO_TechLog_Chast_4_Raschet_FES.pdf)

Формула В.В. Ларионова

$$V_{sh} = 0.083 * (2^{3.7 \cdot I_{\gamma}} - 1)$$

Формула Steiber

$$V_{sh} = 0.5 I_{\gamma} / (1.5 - I_{\gamma})$$

3.5. Определение пористости

Изложенные ниже сведения приведены по данным из источников [Сараев, 2019; Мараев, 2013], [Технологическая схема..., 2011].

3.5.1. Определение пористости по данным АК

Коэффициент пористости по акустическому каротажу (АК) находят из уравнения среднего времени

$$\Delta T = (1 - k_{пл}) \cdot T_{тф} + k_{пл} T_{фл}$$

где ΔT - время пробега упругой волны на базе зонда АК (интервальное время), мкс/м, $\Delta T_{тф}$ и $\Delta T_{жс}$ - интервальное время в твердой и жидкой фазе пласта соответственно.

Величина $\Delta T_{жс}$ зависит от состава флюида, заполняющего поры коллектора.

Величина $\Delta T_{тф}$ зависит от минерального состава твердой фазы. Величины интервального времени в твердой фазе для основных пород приведены в таблице 5.

Глубина исследования акустическим методом невелика и захватывает только промытую зону и частично зону проникновения. Поэтому величина $\Delta T_{жс}$ зависит в основном от минерализации бурового раствора, температуры и глубины залегания (давления) (рис.18).

Таблица 5. Значение параметров для осадочных пород и некоторых сред

Среды и горные породы	$\Delta T_{тф}, \text{мкс} / \text{м}$	$V_{тф}, \text{м} / \text{с}$
Песчаник хорошо сцементированный	170	5900
Песчаник уплотненный, плохо сцементированный	182	5500
Известняк	155	6400
Доломит	142	7050
Ангидрит	164	6100
Гипс	171	5850
Каменная соль	223	4484
Нефть	770	1300
Глины	2000- 3850	260 - 500
Метан 0°C (p=0.1 МПа)	442	2260
Воздух 0°C (p=0.1 МПа)	330	3000

Если $\Delta T_{тф}$ и $\Delta T_{ж}$ - известны, то коэффициент пористости пласта можно рассчитать по формуле

$$kП = \frac{\Delta T - \Delta T_{тф}}{\Delta T_{ж} - \Delta T_{тф}}$$

В глинистых породах с рассеянной глинистостью уравнение среднего времени имеет следующий вид:

$$\Delta T = (1 - KП - K_{гл}) \Delta T_{тф} + KП \Delta T_{ж} + K_{гл} \Delta T_{гл}$$

где $K_{гл}$ - объемное содержание глины в породе; $\Delta T_{гл}$ - интервальное время в глине. Величина $\Delta T_{гл}$ зависит от распределения глины, глубины залегания, пористости глины и изменяется от 200 до 500 мкс/м (таблица 6).

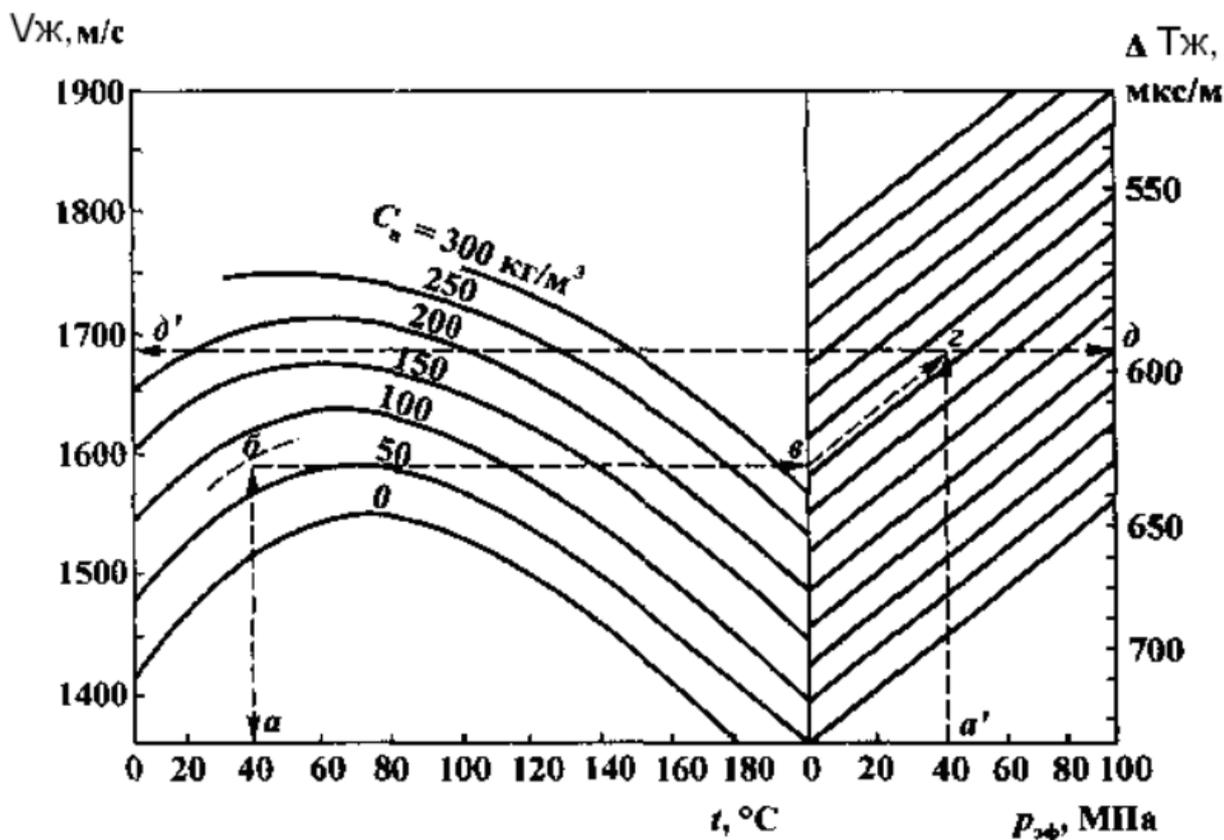


Рис. 18 Номограмма для определения интервального времени $\Delta T_{ж}$ и $V_{ж}$ при заданных минерализации C (в кг/м³), давлении $p_{эф}$ и температуре t (раствор NaCl) (по данным Герхард – Оуэн). Пример использования: $a, a', б$ – исходные данные; $в, з$ - перемещение по номограмме; $д$ и $д'$ – искомые

Таблица 6. Значения $\Delta T_{гл}$ при различных распределение глины, глубины залегания, пористости глин

Глубина, м	$k_{п,гл}, \%$		$\Delta T_{гл}, мкс / м$	
	интервал	среднее	интервал	среднее
300	40-60	50	450-550	500
1000	25-35	30	360-430	400
2000	12-18	15	290-360	330
3000	8-12	10	260-330	290
4000	6-8	7	250-310	270
5000	4-8	5	230-290	260

Если $\Delta T_{гл}$ и $K_{гл}$ известны, то $K_{п}$ можно рассчитать по формуле

$$k_{п} = \frac{\Delta T - \Delta T_{тф}}{\Delta T_{ж} - \Delta T_{тф}} - k_{гл} \frac{\Delta T_{тв} - \Delta T_{гл}}{\Delta T_{тв} - \Delta T_{ж}}$$

В коллекторах с первичной (межзерновой) и вторичной пористостью (трещины и каверны) по данным акустического каротажа определяется пористость, удовлетворяющая условию $K_{П бл} \leq K_{П АК} < K_{П общ}$. Здесь: $K_{П бл}$ - блоковая (межзерновая) пористость коллектора; $K_{П АК}$ - пористость, определенная по данным акустического каротажа; $K_{П общ}$ - общая пористость, равная сумме первичной и вторичной пористости.

Метод АК используется для определения коэффициента пористости. Скорость распространения упругих волн в породе зависит от ее пористости. Существует зависимость между $k_{П}$ и временем пробега упругой волны на единице длины Δt . Используется формула:

$$k_{П} = (\Delta T - \Delta T_{М}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{М})$$

где ΔT - данные метода АК ($\Delta T = 1/V$, V - скорость), $\Delta T_{М}$ - для минерального скелета, $\Delta T_{ж}$ - для жидкости в поровом пространстве породы

3.5.2. Определение пористости по данным ГГК-П

По данным ГГК-П определяют объемную плотность пород $\delta_{П}$, по величине которой, при знании плотности минеральный состав скелета и состав флюида в прискважинной зоне, рассчитывают коэффициент общей пористости $k_{П}$.

По данным плотностного ГГК-П пористость коллектора определяют по величине ее плотности

$$\delta_{М} = K_{П} \delta_{ж} + (1 - K_{П}) \delta_{П}$$

В этой формуле $\delta_{ж}$ - плотность жидкости в порах породы; $\delta_{М}$ - плотность матрицы.

В природных условиях $\delta_{ж}$ может изменяться от 0.8 (нефть) до 1.2 (соленая вода). На практике из-за проникновения бурового раствора в проницаемые пласты и относительно небольшой глубинности метода ГГК-П (10-15 см) считают, что $\delta_{ж}$ определяется плотностью фильтрата бурового раствора. При использовании бурового раствора на водной основе принимают $\delta_{ж} = 1$. Если в прискважинной зоне имеется остаточное нефте- или газосодержание, это учитывают при расчетах.

Объемную плотность $\delta_{П}$ определяют по данным ГГК. Значения $\delta_{М}$ берут с учетом данных о минеральном скелете. Для неглинистых и слабogliнистых пород, песчаников $\delta_{М} = 2.65$, для известняков $\delta_{М} = 2.71$, для доломитов $\delta_{М} = 2.85$. Тесную зависимость между пористостью и плотностью наблюдают в однокомпонентных

породах (известняках, доломитах, кварцевых песчаниках). Для полиминеральных пород (глинистые песчаники и др.) метод ГГК менее эффективен. Основное условие применимости метода ГГК – наличие априорной информации о минеральном составе коллектора.

Для повышения достоверности определения пористости полиминеральных пород по данным ГГК применяют модификацию метода, обеспечивающую одновременные измерения плотности и эффективного атомного номера методами ГГК-П и ГГК-С. Эта модификация получила название *литоплотностного каротажа* (ЛПК). Также используется другая аббревиатура названия метода – ГГК-ЛП. Аппаратура ГГК-ЛП с одним источником и двумя детекторами обеспечивает регистрацию интенсивности рассеянного гамма-излучения в двух энергетических диапазонах, соответствующих областям с преобладанием фотоэлектрического поглощения (литологическое окно) и комптоновского рассеяния (плотностное окно).

При использовании данных ГГК-П для количественных оценок пористости следует помнить, что надежные результаты не могут быть получены в кавернозных интервалах скважин, при превышении размер каверн номинального диаметра скважины на 2 см, а также при толщине глинистой корки более 2 см.

3.5.3. Определение пористости по ПС

Метод ПС применяется для определения коэффициента пористости, когда пористость коллектора связана со степенью заполнения пор глинистым цементом. В данном случае находят корреляционную зависимость $\alpha_{ПС}$ и $K_{П}$. Величина $\alpha_{ПС}$ - относительное изменение амплитуды ПС, нормированное на величину максимального отклонения от линии глини и рассчитывается по формуле

$$\alpha_{ПС} = \frac{ЛГ - U_{ПС}}{ЛГ - ЛП}$$

Где ЛГ - линия глини, мВ; ЛП - линия песков, мВ; $U_{ПС}$ – отклонение кривой ПС от нулевой линии, мВ (рис.19).

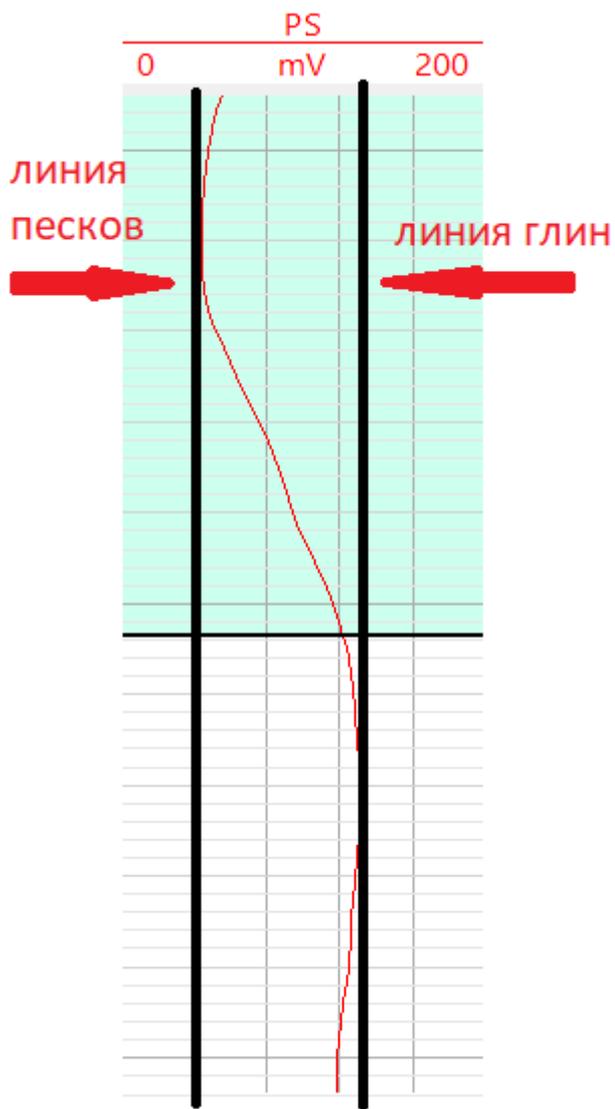


Рис. 19 Выделение линий глин ЛГ и линий песков ЛП на диаграмме ПС

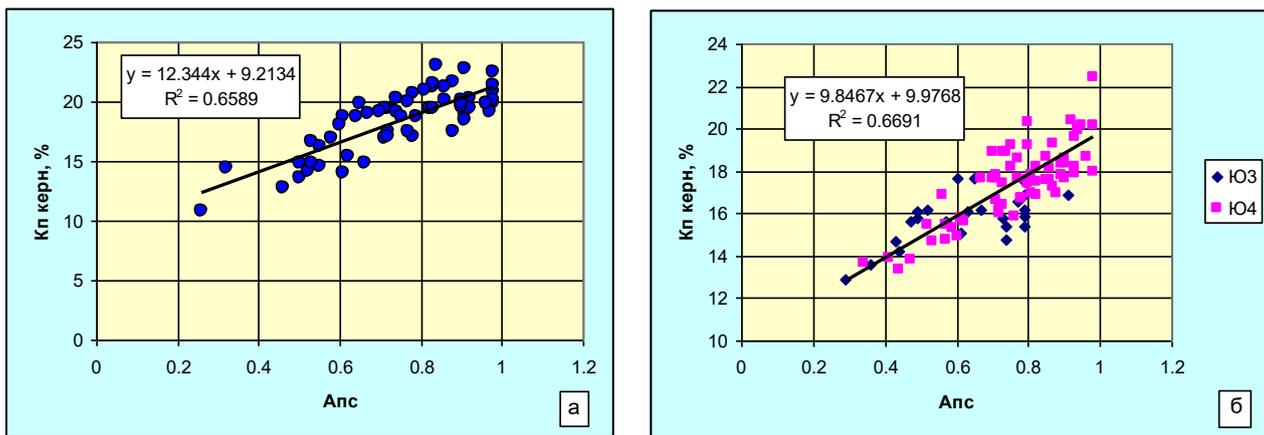


Рис. 14 Зависимость $K_p = f(\alpha_{лп})$ для пласта Ю₂ (а) и пластов Ю₃ и Ю₄ (б) Усть-Тегусского месторождения. [Технологическая схема..., 2011]

Основываясь на зависимостях, которые получены по рисункам 14, мы можем утверждать, что $K_{п}$ и $\alpha_{СП}$ имеют такие зависимости

$$K_{п}=9.8467* \alpha_{СП} +9.9768 \text{ для пластов Ю}_3, \text{ Ю}_4$$

$$K_{п}=12.344* \alpha_{СП} +9.2134 \text{ для пласта Ю}_2$$

3.5.4. Определение пористости по данным ННК-Т и НГК

В методе НГК измеряется гамма-излучение, возникающее за счет поглощения нейтронов, замедлившихся до теплового движения, ядрами элементов. Поглощение полностью замедлившегося нейтрона приводит ядро в возбужденное состояние, которое снимается излучением γ -квантов (происходит γ -излучение радиационного захвата).

В осадочных горных породах, поры которой насыщены водой, нефтью или газом, общее содержание водорода оценивается водородным индексом, который равен отношению концентрации водорода в данной среде к его концентрации в пресной воде. Эту величину также называют эквивалентной влажностью ω . Для воды $\omega_{в}=1$. Эквивалентная влажность горных пород (водородсодержание) ω – основной параметр, определяемый по данным нейтронных методов, и ее часто называют нейтронной пористостью $k_{ПН}$. Со своей стороны, водородсодержание связано с пористостью. Для чистого (неглинистого) водоносного или нефтеносного пласта по данным нейтронного каротажа непосредственно определяют $k_{п}$. Для глинистых коллекторов необходимо введение поправок для перехода от $k_{ПН}$ к $k_{п}$. Существуют приборы нейтронного каротажа двух типов – однозондовые (один источник и один детектор) и двухзондовые (один источник и два детектора). Данные двухзондовых приборов менее подвержены влиянию скважинных условий и их применение позволяет повысить точность и надежность определения пористости.

3.6. Определение коэффициента проницаемости

Проницаемость – характеристика породы, которая показывает ее способность пропускать через себя флюид при перепаде давления. Проницаемость зависит от перепада давления, типа флюида.

На практике выделяют три типа проницаемости:

1. Абсолютная проницаемость – это проницаемость, измеренная при прохождении через породу какого-либо флюида в условиях полного насыщения пор породы этим флюидом.

2. Эффективная (фазовая) проницаемость – это проницаемость, определённая по какому-либо флюиду в присутствии в породе другого флюида.

3. Относительная проницаемость определяется отношением эффективной проницаемости к абсолютной. Выражается безразмерной величиной меньше 1. На рисунке 20 представлены графики относительной проницаемости воды и нефти.

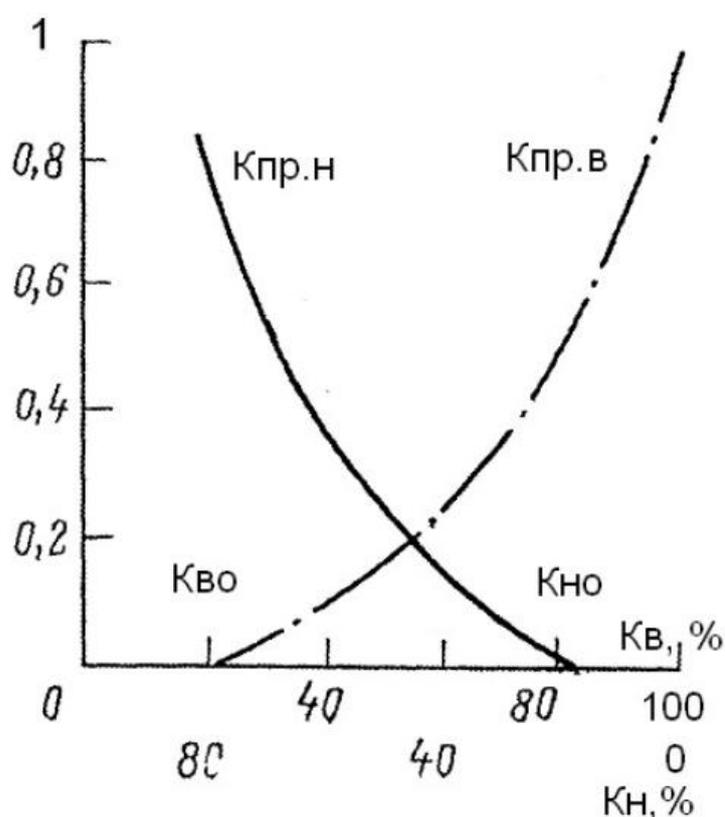


Рис. 20. Зависимости коэффициентов относительной проницаемости (по оси Oy) от коэффициентов нефтеводонасыщенности (по оси Ox) для песчано-глинистых пород [Мараев, 2013]. Kво- коэффициент остаточного водонасыщения, Kno – коэффициент остаточного нефтенасыщения, Kn – коэффициент нефтенасыщения, Kпр. н.- проницаемость по нефти, Kпр. в. - проницаемость по воде.

Проницаемость является важным фактором миграции нефтегазовых флюидов. Проницаемость подчиняется закону Дарси, согласно которому скорость линейной фильтрации и расход жидкости, прошедшего через пористую среду при струйном ламинарном потоке, прямо пропорциональны перепаду давлений и обратно пропорциональны его динамической вязкости:

$$V = Q / F = k_{\text{пр}} \Delta P / \mu L, \text{ где}$$

V – скорость линейной фильтрации флюида (м/с);

Q – расход жидкости (м³/с);

F – площадь поперечного сечения (м²);

$k_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости (м²);

ΔP – перепад давления (Па);

μ – динамическая вязкость (Па*с);

L – длина образца (м).

В системе СИ коэффициент проницаемости измеряется в м². Проницаемость в 1 м² – это очень большая величина. В природе таких высокопроницаемых пород не существует, поэтому проницаемость горных пород оценивается в микрометрах квадратных:

$$1 \text{ мкм}^2 = 1 * 10^{-6} \text{ м}^2.$$

В качестве единицы измерения проницаемости используют Дарси (Д).

В настоящее время за единицу проницаемости принимается 1 мкм² – это такая проницаемость, при которой через поперечное сечение в 1 см² при перепаде давления в 0,1 МПа за 1 с проходит 1 см³ жидкости вязкостью в 0,001 Па.

$$1 \text{ Д} = 1,02 * 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2$$

$$0,001 \text{ Д} = 1 \text{ мД} = 0,001 \text{ мкм}^2.$$

По величине коэффициента проницаемости породы-коллектора делятся на 5 классов:

I – очень хорошо проницаемые более 1 мкм²;

II – хорошо проницаемые - 0,1- 1 мкм²;

III – среднепроницаемые - 0,01 – 0,1 мкм²;

IV – слабопроницаемые - 0,001 – 0, 01 мкм²;

V – непроницаемые менее 0, 001 мкм².

Практическое значение с точки зрения нефтенакопления и нефтеотдачи имеют коллекторы первых трёх классов, а для газов также и четвёртый класс.

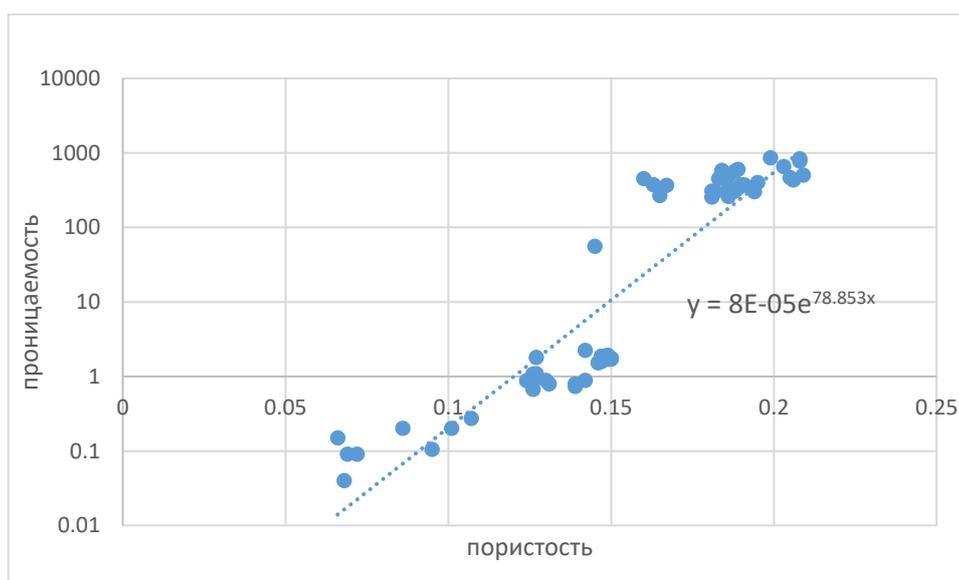


Рис. 21. Связь пористости и проницаемости. Ось Y в логарифмической шкале.

По результатам обработки лабораторных данных для скважины №4 мы можем утверждать, что существует зависимость между коэффициентом проницаемости и коэффициентом пористости (рисунок 21):

$$K_{np} = 0.00008 \cdot e^{78.853 \cdot K_n}$$

В лабораторных условиях также были полученные иные зависимости (рисунок 22 и 23).

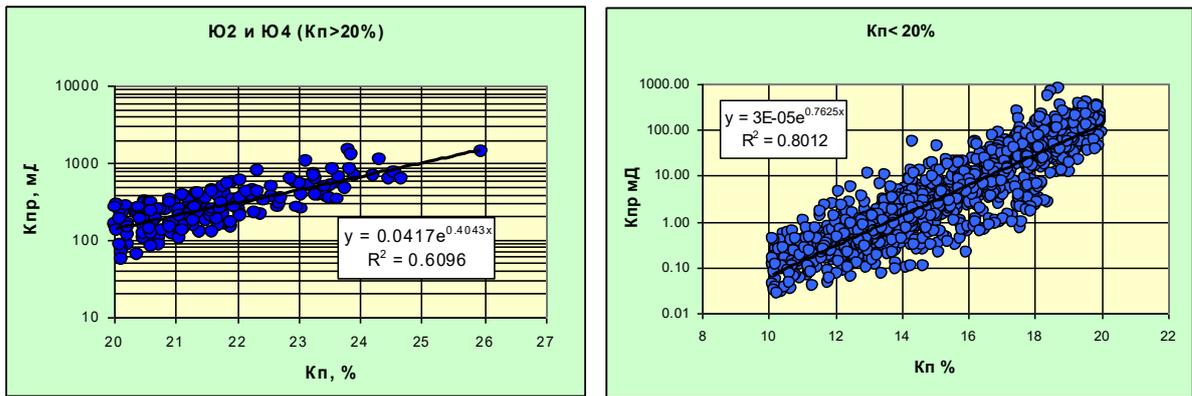


Рисунок 22 - Зависимости для оценки проницаемости коллекторов пластов Ю₂ и Ю₄ Усть-Тегусского месторождения (при К_п ≤ 20 % и К_п > 20 %) [Технологическая схема..., 2011]

$$K_{пр} = 0.00003 * e^{0.7625 * K_{п} * 100} \text{ для Ю}_2 \text{ и Ю}_4 \quad \text{при } K_{п} \leq 20\%$$

$$K_{пр} = 0.0417 * e^{0.404 * K_{п} * 100} \text{ для Ю}_2 \text{ и Ю}_4 \quad \text{при } K_{п} > 20\%$$

При вычислении проницаемости использовались зависимости полученные из рисунка 22, так как они были получены на основе большего количества лабораторных исследований, что в свою очередь объясняет разницу в полученных зависимостях по рисунку 21 и 22.

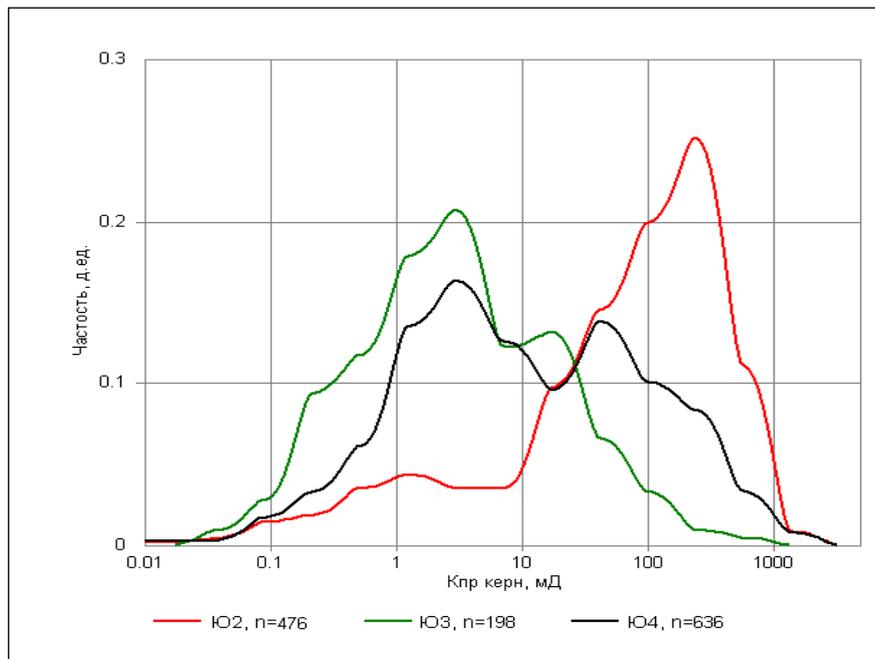


Рисунок 23 - Распределение проницаемости по керну в продуктивных пластах Усть-Тегусского месторождения [Технологическая схема..., 2011]

3.7. Определение коэффициента нефтенасыщенности

При обработке лабораторных данных были получены значения параметров насыщения и пористости, которые в свою очередь были использованы для нахождения постоянных для уравнения Арчи-Дахнова. Расчет параметров для уравнения Арчи-Дахнова показан на рисунках 24 и 25.

Уравнение Арчи-Дахнова

$$K_v = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{R_t K_{пор}^m}} \quad \text{где}$$

R_w – сопротивление пластовой воды

R_t – сопротивление пласта

n, m, a – эмпирические параметры

При дальнейшей обработке данных будет использоваться зависимость коэффициента нефтенасыщенности и водонасыщенности $K_H = 1 - K_v$.

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов Усть-Тегусского месторождения определялся по методике с использованием связей $R_p - K_p$ и $R_H - K_v$, построенных по результатам исследования керна из скважин, пробуренных на обычных буровых растворах.

$$R_p = \frac{a}{K_p^m} \quad \text{и} \quad R_H = \frac{1}{K_v^n}$$

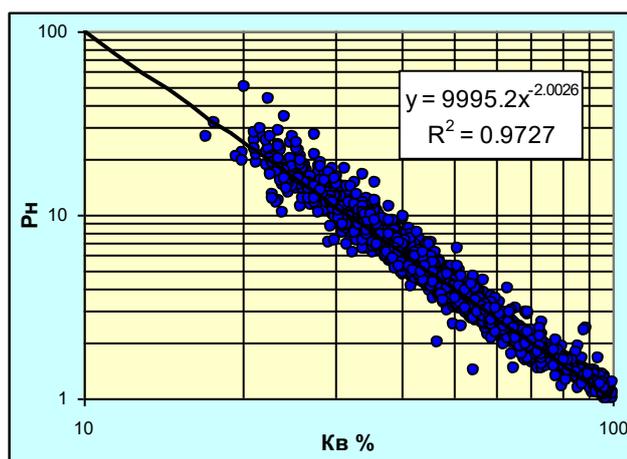


Рисунок 24 - Зависимость $R_H = F(K_v)$ для пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ Усть-Тегусского месторождения [Технологическая схема..., 2011]

Зависимость $K_v = F(R_H)$ для продуктивных пластов месторождения определена по данным 3001 измерений на керне и приведена на рисунке 24. Основываясь на зависимости с рисунка 24 мы получаем, что $n=2.0026$

Согласно рис. 24 зависимость $R_H = F(K_v)$ выражается по формуле

$$R_H = 9995.2 * K_v^{-2.0026},$$

Далее учитываем, что $R_H = \rho_{H,П} / \rho_{В,П}$

где $\rho_{H,П}$ - удельное сопротивление нефтенасыщенного пласта; $\rho_{В,П}$ - удельное сопротивление пласта при условии его 100 % водонасыщения

$$\text{В свою очередь } \rho_{В,П} = R_{П} \cdot \rho_{В}$$

где $\rho_{В}$ - удельное сопротивление пластовой воды, равное 0,23 Ом·м для Усть-Тегусского месторождения; $R_{П}$ - параметра пористости [Технологическая схема..., 2011].

Зависимость $R_{П} = f(K_{П})$ для термобарических условий представлена на рисунке 25 и выражается уравнением:

$$R_{П} = 9067,6 * K_{П}^{-2,1237}$$

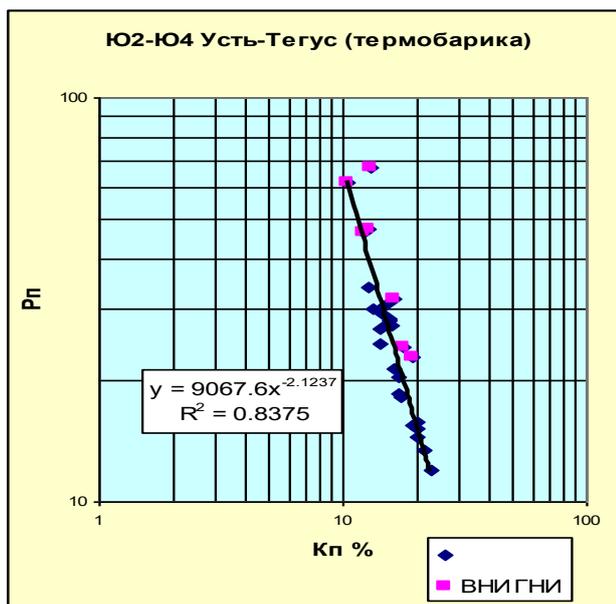


Рисунок 25 - Зависимость $R_{П} = F(K_{П})$ по Усть-Тегусскому месторождению [Технологическая схема..., 2011]

Основываясь на зависимости с рисунка 25, мы получаем, что $a=0.9067$, $m = 2.1237$. Коэффициент был уменьшен в 10000 раз, так как на рисунке 25 шкала $K_{П}$ приведена в %, а для нахождения параметра a необходимо использовать размерность $K_{П}$ в долях единицы ($100^2=10000$)

4. Результаты применения комплекса каротажа на Усть-Тегусском месторождении

В данной работе я применил рассмотренные методики интерпретации каротажных данных на примере скважин 4 и 7 с использованием программного продукта Techlog. Результаты моей работы представлены на рисунках 26-30 и приложения 1, 2.

При выделении коллектора по количественным признакам было принято считать за граничные значения пористость 12,8 %, проницаемость 0,5 мД.

Масштаб приведенных планшетов составляет 1:250

4.1. Результаты применения комплекса каротажа по скважине №4

Скважина №4 пробурена с отбором керна из отложений васюганской свиты (пласт Ю₁), тюменской свиты (пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄) и доюрского комплекса, который был описан в рамках работы по подготовки технологической схемы разработки.

В таблице 7 приведены границы пластов по ГИС и керну. В наличии есть петрофизические исследования керна, описание керна.

Таблица 7. Граница пластов по ГИС и керну [Технологическая схема..., 2011].

Пласт	По ГИС (верх)	По ГИС (низ)	По керну (верх)	По керну (низ)
Ю ₁	2488,52	2498,14	2490,00	2499,62
Ю ₂	2514,19	2521,22	2515,31	2521,34
Ю ₃	2537,70	2545,02	2538,46	2544,86
Ю ₄	2551,07	2565,35	2550,91	2565,47
ДЮК	2565,35	2619,96	2565,47	2619,96

Для расчета параметра $\alpha_{СП}$ использовались следующие значения:

Линия глини 148

Линия песков 43

Для расчета параметра ΔI_{γ} использовались следующие значения:

Линия глини 145

Линия песков 25

При нахождении пористости по методу ГГК были использованы такие константы [Технологическая схема..., 2011]:

плотность матрикса 2.67 см³/г

плотностью флюида 1.014 см³/г для Ю1 и Ю2

1.016 см³/г для Ю3

1.015 см³/г для Ю4

При нахождении пористости по зависимости от $\alpha_{СП}$ были использованы такие уравнения [Технологическая схема..., 2011]

$K_{П} = 13 * \alpha_{СП} + 12$ для пластов Ю₁

$K_{П} = 9.8467 * \alpha_{СП} + 9.9768$ для пластов Ю₃, Ю₄

$K_{П} = 12.344 * \alpha_{СП} + 9.2134$ для пласта Ю₂

При нахождении пористости по зависимости от НКТ_м НКТ_б было использовано такое уравнение [Технологическая схема..., 2011]

$$K_{П} = -8.2 + 75.4 * \frac{m}{б} - 1.25 * \frac{m^2}{б^2}$$

Где m- показания малого зонда, б –показания большого зонда НКТ

При нахождении $K_{в}$ по уравнению Арчи были использованы такие константы:

$a = 0.9067$

$m = 2.1237$

$n = 2.0026$

$R_w = 0.23$

R_t – сопротивление пласта

$$K_{в} = \sqrt[n]{\frac{a * R_w}{R_t K_{пор}^m}}$$

При нахождении проницаемости по зависимости от пористости (полученной по методике ГГК) были использованы такие уравнения [Технологическая схема..., 2011]

$K_{пр} = 0.00003 * e^{0.7625 * K_{пор} * 100}$ для Ю₂ и Ю₄ при $K_{П} \leq 20\%$

$K_{пр} = 0.0417 * e^{0.404 * K_{пор} * 100}$ для Ю₂ и Ю₄ при $K_{П} > 20\%$

$K_{пр} = 0.0144 * e^{0.607 * K_{пор} * 100}$ для Ю₃

При нахождении общей глинистости по зависимости от $\Delta\gamma$ было использовано уравнение [Технологическая схема..., 2011]

$K_{гл} = 2.0174 * e^{2.2105 * \Delta\gamma}$

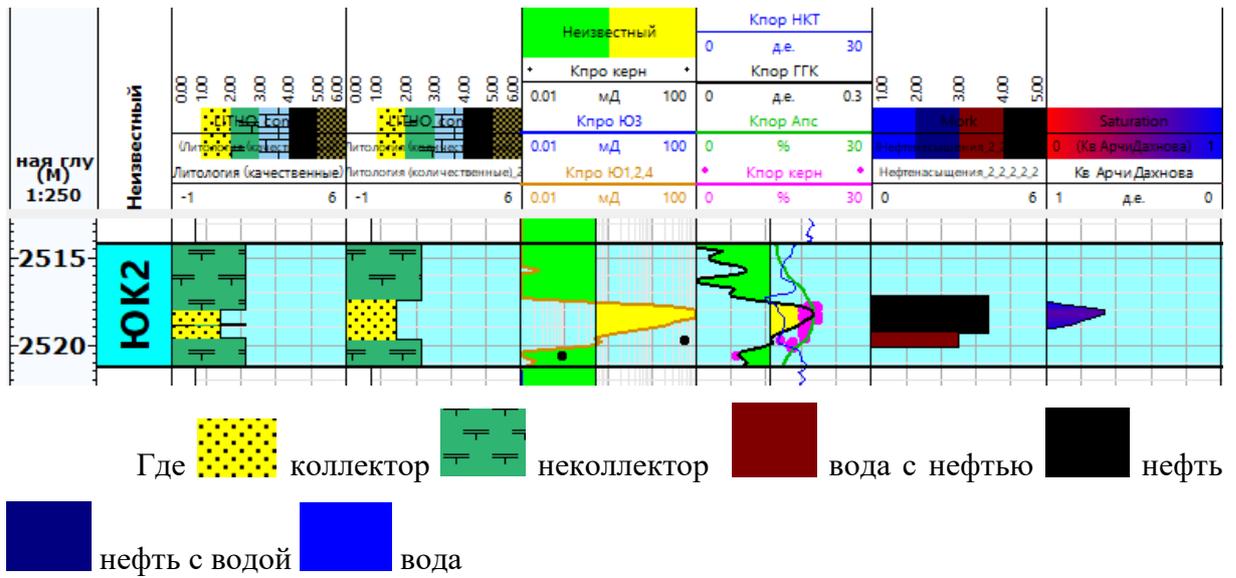


Рис. 27. Планшет для пласта Ю₂

Коллекторы в пласте Ю₂ выделенные по качественным и количественным признакам имеют различную мощность. Проницаемость коллектора имеет значение 28 мД, пористость 18% (по значениям ГГК).

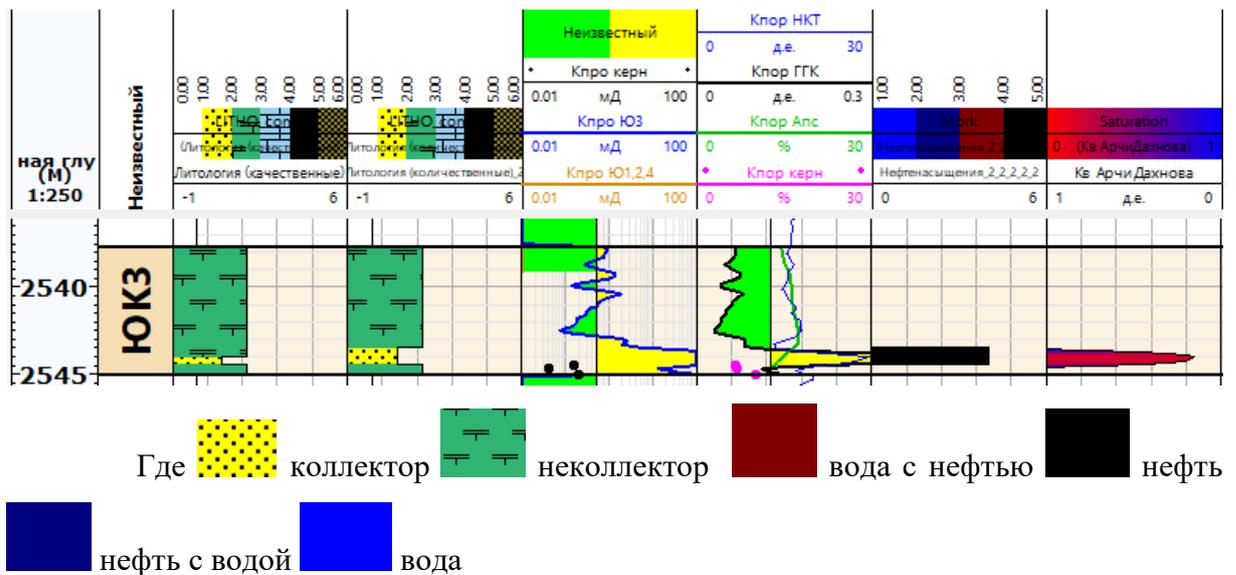


Рис. 28. Планшет для пласта Ю₃

Коллекторы в пласте Ю₃ выделенные по качественным и количественным признакам имеют различную мощность. Проницаемость и пористость коллектора определить невозможно, так как он представлен каверной (увеличение диаметра скважины по данным кавернометрии, уменьшение значений кривой ГК)

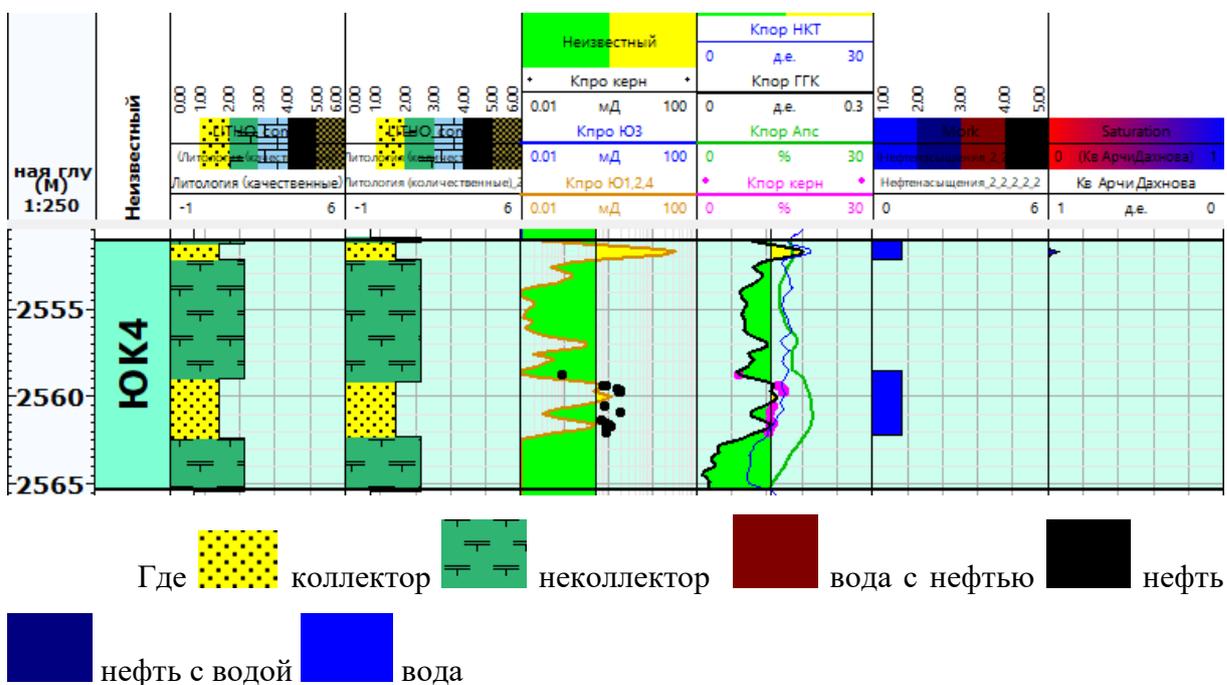


Рис. 29. Планшет для пласта Ю₄

Коллекторы в пласте Ю₄ выделенные по качественным и количественным признакам имеют схожую мощность. Проницаемость коллектора (2551.3-2552.2) имеет значение 25 мД, пористость 17% (по значениям ГК). Проницаемость коллектора (2559.2-2562.2) имеет значение 1 мД, пористость 13% (по значениям ГК).

4.2. Результаты применения комплекса каротажа по скважине №7

Для расчета параметра $\alpha_{СП}$ использовались следующие значения:

Линия глин 465

Линия песков 375

Для расчета параметра ΔI_{γ} использовались следующие значения:

Линия глин 56

Линия песков 5

При нахождении пористости по методу ГГК были использованы такие константы [Технологическая схема..., 2011]:

плотность матрикса $2.67 \text{ см}^3/\text{г}$

плотностью флюида $1.014 \text{ см}^3/\text{г}$

При нахождении пористости по зависимости от $\alpha_{СП}$ были использованы такие уравнения [Технологическая схема..., 2011]

$$K_{П} = 12.344 * \alpha_{СП} + 9.2134$$

При нахождении пористости по зависимости от ННКТ_м ННКТ_б было использовано такое уравнение [Технологическая схема..., 2011]

$$K_{П} = -8.2 + 75.4 * \frac{m}{б} - 1.25 * \frac{m^2}{б^2}$$

Где m- значение малого зонда, б – значение большого зонда ННКТ

При нахождении $K_{в}$ по уравнению Арчи были использованы такие константы:

$$a = 0.9067$$

$$m = 2.1237$$

$$n = 2.0026$$

$$R_w = 0.23$$

R_t – сопротивление пласта

$$K_{в} = \sqrt[n]{\frac{a * R_w}{R_t K_{пор}^m}}$$

При нахождении проницаемости по зависимости от пористости (полученной по методике ГГК) были использованы такие уравнения [Технологическая схема..., 2011]

$$K_{пр} = 0.00003 * e^{0.7625 * K_{пор} * 100} \text{ при } K_{П} \leq 20\%$$

$$K_{пр} = 0.0417 * e^{0.404 * K_{пор} * 100} \text{ при } K_{П} > 20\%$$

При нахождение общей глинистости по зависимости от $\Delta\gamma$ было использовано уравнение [Технологическая схема..., 2011]

$$K_{гг} = 2.0174 * e^{2.2105 * \Delta\gamma}$$

При нахождении общей глинистости по Ларионову по зависимости от $\Delta\gamma$ было использовано уравнение

$$K_{гг} = 0.083 * (2^{3.7 * \Delta\gamma} - 1)$$

Коллекторы в скважине выделялись, основываясь на методики, которые были описаны ранее. При выделении использовались качественные признаки коллекторов (колонка литология качественная) и статистические признаки (колонка литология количественная)

Для скважины №7 выделение производилась по количественным критериям. Выделение коллекторов производилось по количественным критериям. Количественными критериями выступали граничные значение пористости – 12,8% и проницаемости – 0,5 мД.

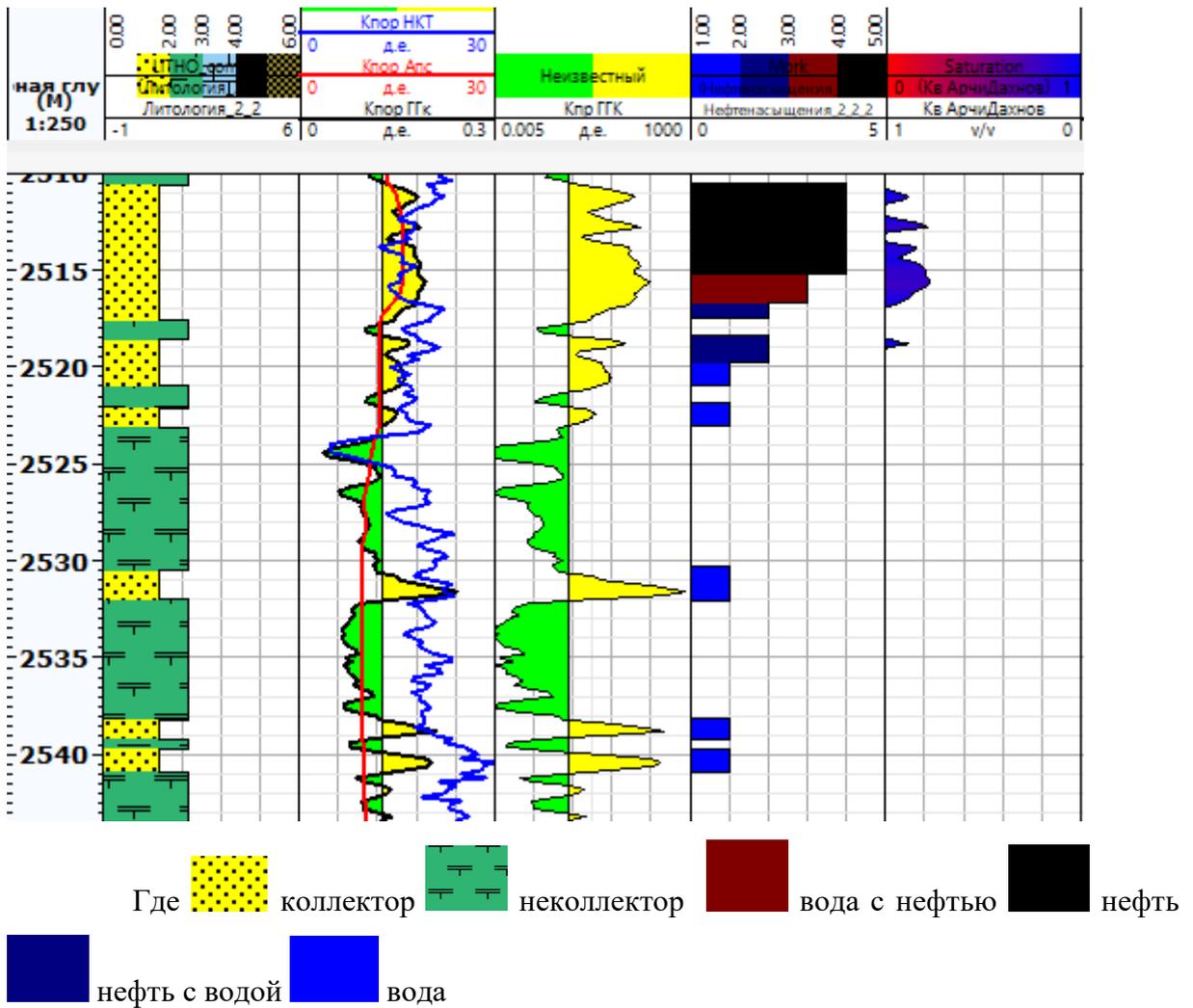


Рис. 30. Планшет для скважины 7

Коллекторы выделены по количественным критериям –граничное значение пористости 12,8 %, проницаемости 0,5 мД. Проницаемость коллектора имеет значение 4 мД, пористость 18% (по значениям ГГК).

Заключение

В работе рассмотрены физико-геологические особенности Усть-Тегусского нефтяного месторождения и продуктивных пластов Ю-2, Ю-3, Ю-4.

Изучены методики определения пористости по данным каротажа ПС, ГГК-П, НГК, АК, НКТ. Наилучшую сходимость с лабораторными данными при определении пористости имеет метод ГГК-П, определение глинистости по данным ГК, ПС, определение водонасыщенности по уравнению Арчи-Дахнова. В работе на практических материалах рассмотрена методика определения пористости по данным ПС, ГГК-П и НКТ, определение глинистости по данным ГК.

С использованием данных каротажа для скважин №4 и №7 были выделены интервалы пород-коллекторов, и с использованием петрофизических зависимостей определены их коэффициенты пористости, проницаемости, глинистости и нефтенасыщенности. Интерпретация данных выполнялась в ПО Techlog

По результатам обработки данных каротажа для скважины №4 и №7 были получен результат, по которому мы можем считать, что пласты коллекторы имеют среднюю пористость равную 17 % для скважины №4, 18% для скважины №7, среднюю проницаемость 3 мД для скважины №4, 4 мД для скважины №7.

Список литературы

1. **Мараев И.А.** Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие. - М.; , 2013. – 95 с.

2. **Сараев А.К.** Каротаж при изучении нефтегазоносных коллекторов (учебное пособие). СПб.: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2019. - 120 с.

3. **Балабанов Ю. П., Зинатуллина И. П.** Геофизические методы изучения геолого-промысловых характеристик продуктивных пластов: методическое пособие / Ю.П. Балабанов, И.П. Зинатуллина. – Казань: Казан. ун-т, 2016. – 47 с.

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА РАЗРАБОТКИ УСТЬ-ТЕГУССКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. Отчет, 3 книги и 2 папки - КНИГА 1. ТЕКСТ - г. Тюмень, 2011 г.

Интернет-ресурсы

5. [www.nftn.ru/Усть-Тегусское месторождение/](http://www.nftn.ru/Усть-Тегусское_месторождение/) режим доступа: http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/tjumenskaja_oblast/ust_tegusskoe/8-1-0-18 (дата обращения 13.05.2020)

6. oborudka.ru/ электрический каротаж /режим доступа: <https://oborudka.ru/handbook/514.html> (дата обращения 08.05.2021)

7. [www.rosneft.ru /](http://www.rosneft.ru/) Усть-Тегусскому месторождению «РН-Уватнефтегаза» исполняется 30 лет/режим доступа: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/204655/> (дата обращения 09.05.2021)

8. www.kngf.org/Метод микрокаротажного зондирования (МКЗ)/режим доступа:<http://www.kngf.org/services/metody-opredeleniya-kharaktera-nasyshcheniya-gornyx-porod/metod-mikrokarotazhnogo-zondirovaniya-mkz/> (дата обращения 15.04.2021)

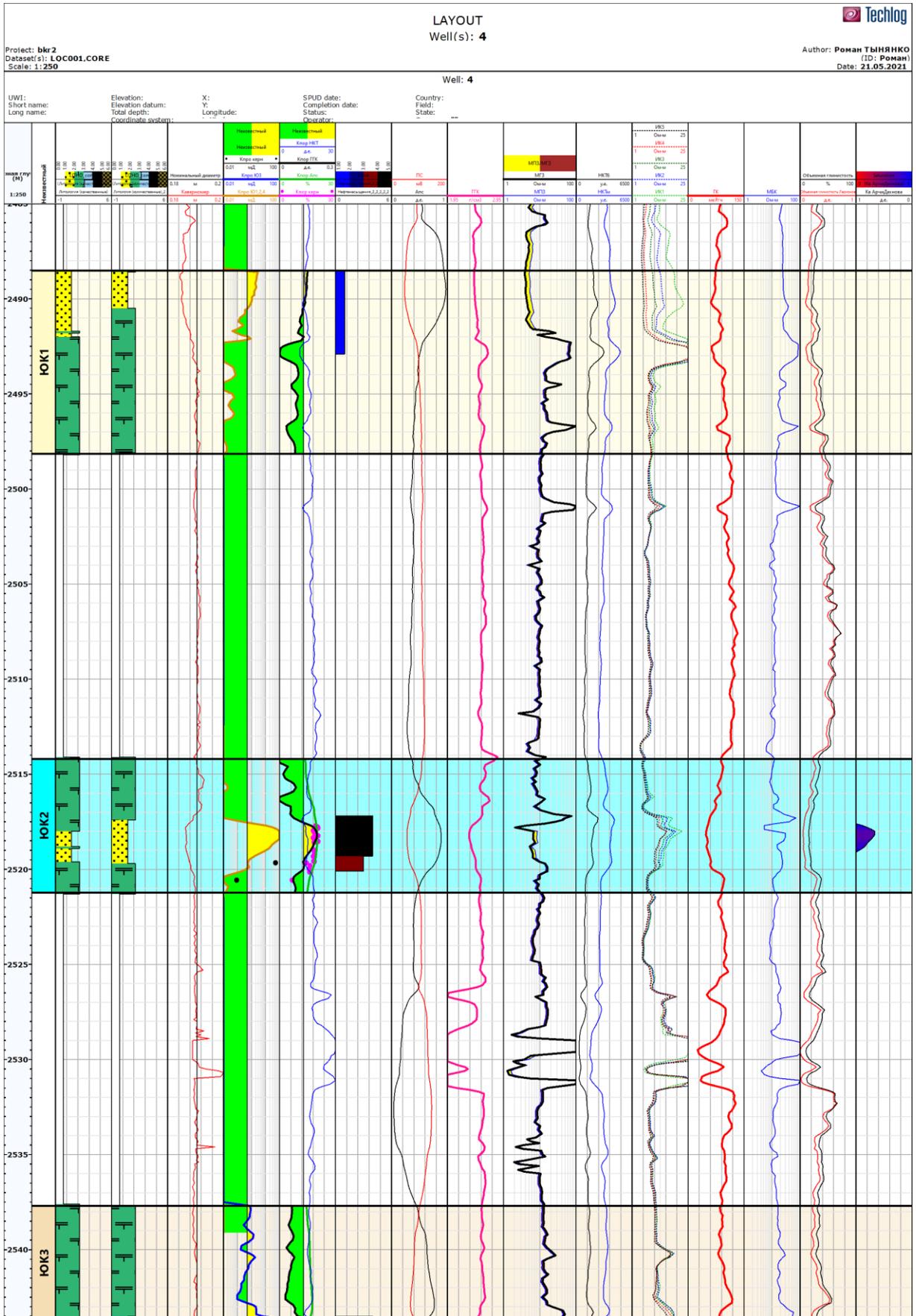
9. [megalektsii.ru /](http://megalektsii.ru/)Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т)/режим доступа: <https://megalektsii.ru/s28928t2.html> (дата обращения 14.04.2021)

10. [bibliofond.ru /](http://bibliofond.ru/) Методы плотностного и селективного гамма-гамма каротажа /режим доступа: <https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=795943#text> (дата обращения 22.04.2021)

11. [www.geolib.net/Гамма-каротаж/режим доступа:](http://www.geolib.net/Гамма-каротаж/режим%20доступа)
<https://www.geolib.net/gis/gamma-karotazh.html> (дата обращения 15.05.2021)
12. [www.geolib.net/Каротаж сопротивления \(КС\)/ режим доступа:](http://www.geolib.net/Каротаж%20сопротивления%20(КС)/режим%20доступа)
<https://www.geolib.net/gis/ks-karotazh.html> (дата обращения 20.03.2021)
13. [www.geolib.net/Боковой каротаж/ режим доступа:](http://www.geolib.net/Боковой%20каротаж/режим%20доступа)
<https://www.geolib.net/gis/bokovoy-karotazh.html> (дата обращения 25.04.2021)
14. [https://petroschool.ru/ВебинарОснoвы работы в ПО TechLog. Часть 4Расчет ФЕС/https://petroschool.ru/wp-content/uploads/2020/06/Osnovy_raboty_v_PO_TechLog_Chast_4_Raschet_FES.pdf](https://petroschool.ru/ВебинарОснoвы%20работы%20в%20ПО%20TechLog.%20Часть%204Расчет%20ФЕС/) (дата обращения 17.05.2021)

Приложение №1

Планшет для скважины №4



Приложение №1 продолжение

