

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Институт наук о Земле

Пустохин Максим Денисович

Выпускная квалификационная работа

**ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСА МЕТОДОВ КАРОТАЖА ДЛЯ
ИЗУЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
ПЕСЧАНООЗЕРСКОГО НЕФТЕКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ОСТРОВ КОЛГУЕВ)**

Основная образовательная программа магистратуры

по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Научный руководитель:

к. г.-м. н. А.К. Сараев

_____.
(подпись руководителя)

« » _____ 2022

Рецензент:

Ведущий специалист отдела сопровождения проекта «Нефтяные Оторочки» “ООО
Газпромнефть – НТЦ” Гомонов Антон Андреевич

Санкт-Петербург

2022

АННОТАЦИЯ

ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСА МЕТОДОВ КАРОТАЖА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПЕСЧАНООЗЕРСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ОСТРОВ КОЛГУЕВ)

В данной работе рассматриваются основы используемых методов каротажа и их применение для определения параметров коллекторов на примере Песчаноозерского нефтегазоконденсатного месторождения. Используя результаты каротажа и информацию о петрофизических свойствах пород, был выполнен анализ данных каротажа для чаркобожской нефтегазоносной свиты, проведена интерпретация данных каротажа и оценка фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов.

Объем данной работы составляет 76 страниц, в ее состав включены 35 рисунка, 4 таблицы, 2 приложения. Содержание работы представлено 6 главами.

Ключевые слова: каротаж, корреляционные связи, пористость, проницаемость.

ABSTRACT

SUBSTANTIATION OF A COMPLEX OF LOGGING METHODS FOR STUDYING PRODUCTIVE RESERVOIRS OF THE PESCHANOOZERSKY OIL AND GAS CONDENSATE FIELD (KOLGUEV ISLAND)

This paper discusses the basics of logging methods used and their application to determine reservoir parameters using the example of the Peschanoozersky oil and gas condensate field. Using the results of logging and information about the petrophysical properties of rocks, the analysis of logging data for the Charkobozhskaya oil and gas bearing formation was performed, the interpretation of logging data and the evaluation of filtration and reservoir properties of reservoirs were carried out.

The volume of this work is 76 pages, it includes 35 figures, 4 tables, 2 appendices. The content of the work is presented in 6 chapters.

Keywords: logging, correlations, porosity, permeability.

Содержание

Введение	6
Глава 1. Физико-геологическая характеристика Песчаноозёрского месторождения.....	8
1.1 Характеристика Песчаноозерского месторождения.....	8
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	10
1.3 Тектоника.....	17
1.4 Нефтегазоносность Песчаноозерского нефтегазоконденсатного месторождения.....	19
Глава 2. Комплекс методов каротажа, применяемых на Песчаноозёрском месторождении.....	22
2.1 Стандартный электрический каротаж.....	22
2.1.1 Каротаж самопроизвольной поляризации.....	22
2.1.2 Каротаж сопротивлений.....	26
2.2 Боковой каротаж.....	29
2.3 Микрокаротаж.....	31
2.4 Индукционный каротаж.....	33
2.5 Ядерно-геофизический каротаж.....	36
2.5.1 Гамма-каротаж.....	36
2.5.2 Нейтронный гамма-каротаж.....	40
2.6 Акустический каротаж.....	42
2.7 Кавернометрия.....	47
Глава 3. Методики оценки параметров коллекторов.....	50
3.1 Литологическое расчленение разрезов скважины.....	50
3.2 Выделение коллекторов и оценка их насыщения.....	52
3.3 Определение пористости.....	54
3.3.1 Определение пористости методом ПС.....	54
3.3.2 Определение пористости методом АК.....	55
3.3.3 Определение пористости методом ИК.....	57
3.4 Определение проницаемости.....	58
3.5 Определение глинистости.....	59
3.6 Определение водо- и нефтенасыщенности.....	60
Глава 4. Результаты применения комплекса каротажа на Песчаноозерском месторождении.....	64
В работе используются данные методов каротажа: ПС, кавернометрии, КС и микрозондов каротажа сопротивлений, ГК, АК, НГК и индукционного каротажа (ИК). При обработке данных каротажа используется программа Petrel 2017.....	64
4.1 Выделение коллекторов.....	65
4.2 Определение пористости коллекторов чаркабожской свиты.....	68
4.3 Расчет проницаемости коллекторов чаркабожской свиты.....	70

4.4 Расчет коэффициента нефте-, водо- и газонасыщенности коллекторов.....	70
Глава 5. Обоснование комплекса каротажа	71
Заключение	72
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	73
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	75
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	76

Список сокращений

АК - акустический каротаж

БК – боковой каротаж

БКЗ – боковое каротажное зондирование

БМК - боковой микрокаротаж

ВНК – водонефтяной контакт

ГГК-П - плотностной гамма-гамма каротаж

ГГК-С – селективный гамма-гамма каротаж

ГИС – геофизические исследования скважин

ГК – гамма-каротаж

ГНК – газонефтяной контакт

ИК – индукционный каротаж

КС – кажущееся сопротивление/каротаж сопротивления

МКЗ – микрозондирование

НГК – нейтронный гамма-каротаж

НК – нейтронный каротаж

ПС - каротаж самопроизвольной поляризации

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства

Введение

Каротаж – это совокупность методов геофизических исследований скважин, обеспечивающая получение информации о свойствах горных пород и руд, заменяя отбор и изучение керна. Термин каротаж был впервые введен братьями Шлюмберже в 1926 году при проведении электрических измерений в скважинах для поиска угольных пластов. Позже метод каротажа начал широко применяться на рудных и нефтегазовых месторождениях, и до нашего времени является неотъемлемой частью поисковых и разведочных работ.

Каротаж или геофизические исследования скважин (ГИС) повсеместно применяются на нефтегазовых месторождениях для изучения разрезов скважин, выделения коллекторов и определения их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и характера насыщенности, а также для контроля технического состояния скважин во время их эксплуатации.

Использование данных каротажа позволяет не бурить каждую скважину с отбором керна. Таким образом нефтегазовые компании способны экономить время и средства на бурение, отбор керна и его изучение. Вместе с тем, данные лабораторного изучения керна являются петрофизической основой для обработки данных каротажа по скважинам, пробуренным без керна.

Объектом изучения являются коллектора чаркабожской свиты Песчаноозёрского нефтегазоконденсатного месторождения, находящегося на северо-западе Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в Ненецком автономном округе, на северо-востоке острова Колгуев.

Нефтегазоносные коллекторы выделяются в чаркабожской свите раннего триаса. Залежи относятся к пластово-сводовым, литологически ограниченным, а также литологически и тектонически экранированным, из которых добывают нефть и конденсат. Продуктивные коллекторы характеризуются как поровые, сложенные из полимиктовых песчаников и алевролитов.

Цель работы: на основе анализа физико-геологических особенностей Песчаноозерского нефтегазоконденсатного месторождения и сравнения данных различных методов каротажа и методик определения параметров коллекторов обосновать оптимальный комплекс методов каротажа для изучения рассматриваемого месторождения.

Задачи:

- 1) Выполнить анализ физико-геологических особенностей Песчаноозерского месторождения
- 2) Выполнить обработку данных каротажа и провести анализ результатов определения параметров коллекторов по данным различных методов каротажа

- 3) Обосновать комплекс методов каротажа, наиболее эффективных при определении параметров коллекторов Песчаноозерского месторождения
- 4) Рассмотреть методики определения параметров коллекторов
- 5) Оценить параметры коллекторов с использованием данных имеющегося комплекса методов каротажа
- 6) Выполнить анализ полученных результатов и сделать выводы об оптимальных методах каротажа и методиках обработки данных для Песчаноозерского месторождения.

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

Глава 1. Физико-геологическая характеристика Песчаноозёрского месторождения

1.1 Характеристика Песчаноозёрского месторождения

Песчаноозёрское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 1) находится на северо-западе Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в Ненецком автономном округе, на северо-востоке острова Колгуев (рис. 1).



Рис. 1. Ненецкий автономный округ
(<https://mapsrf.ru/nenetskij-ao-karta.html>)

Ближайший населенный пункт – поселок Бугрино находится на юге острова в 60 км от месторождения (рис. 2). Сам остров омывается Баренцевым и Печорским морями. От континента отделен Поморским проливом. Площадь острова составляет 3495,5 км². Население чуть больше 600 человек. Примерно 350 человек из них постоянные обитатели острова, это коренные жители ненцы, а также украинцы, русские и коми. Остальная часть населения – работники ЗАО «АрктикНефть», которые занимаются добычей нефти в Песчаноозёрском месторождении, их смена происходит каждые 50 дней.

Месторождение было открыто в 1983 году и в 1986 году началась промышленная разработка. Товарная нефть острова Колгуев уникальна по своим физико-химическим свойствам; она не содержит сероводорода и является ценным сырьем для получения

реактивного топлива ТС-1, бензинового дистиллата, осветленного керосина марки КО-25, малосернистого зимнего и летнего дизельного топлива и т. д. Благодаря своим свойствам, а также высокому качеству подготовки практически вся добываемая нефть поставляется на экспорт в Роттердам (рис 2).

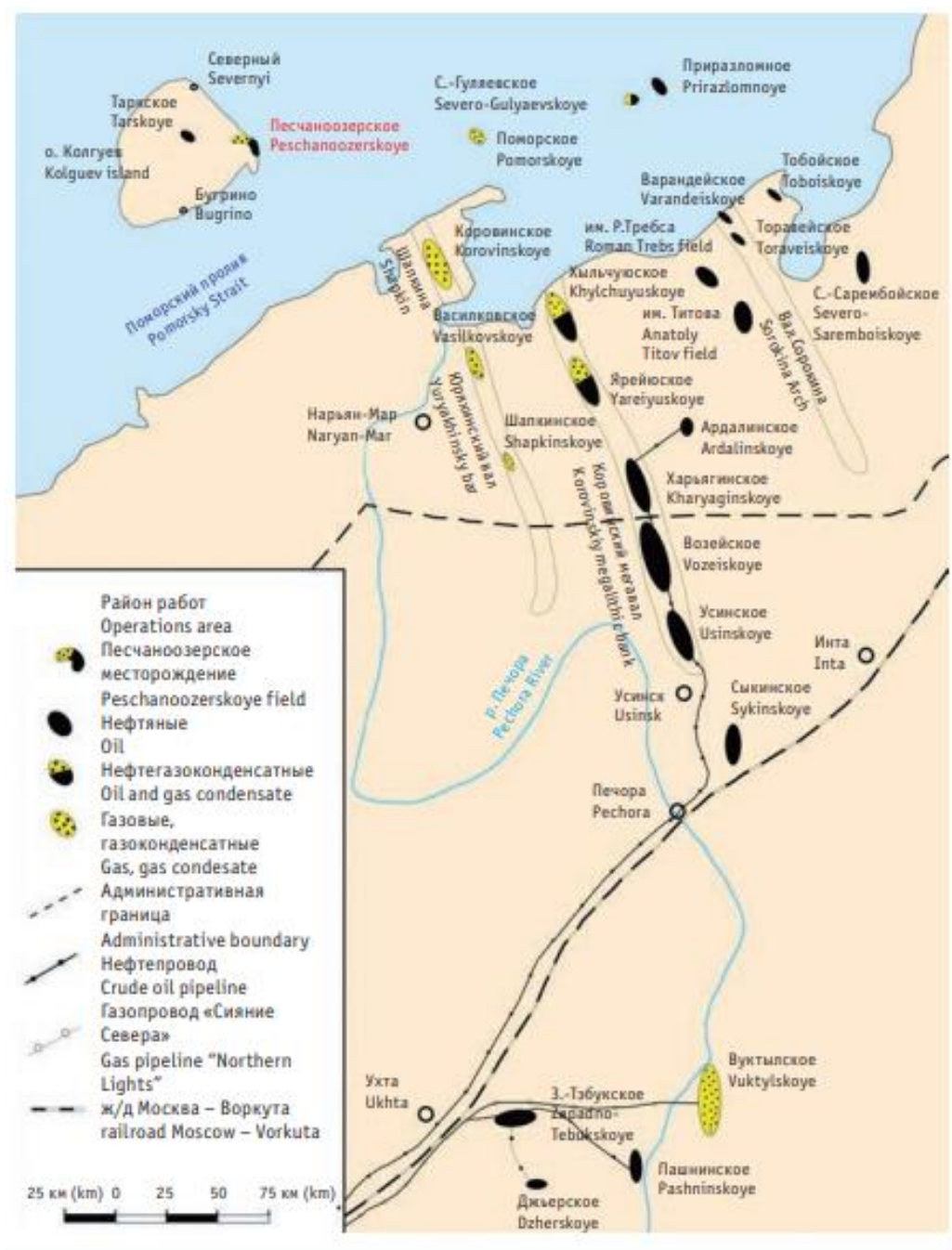


Рис. 2 Обзорная карта района (Блох и др., 2019).

Остров Колгуев расположен на северо-западной части Восточно-Европейской платформы. Фундамент сложен базальтовыми интрузиями верхнепротерозойского возраста. При помощи геофизики известно, что осадочный чехол состоит преимущественно из песчано-глинистых формаций возраста ранней перми - раннего мела.

К особенностям месторождения, осложняющие его разработку, относятся многопластовость, разнофлюидность углеводородов (УВ), включая нефть, газ природный и

попутный, конденсат, линзовидное строение залежей, осложненное тектоническими экранами, высокая расчлененность и неоднородность продуктивных пластов, низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов. Залежи углеводородов приурочены к отложениям чаркабожской свиты.

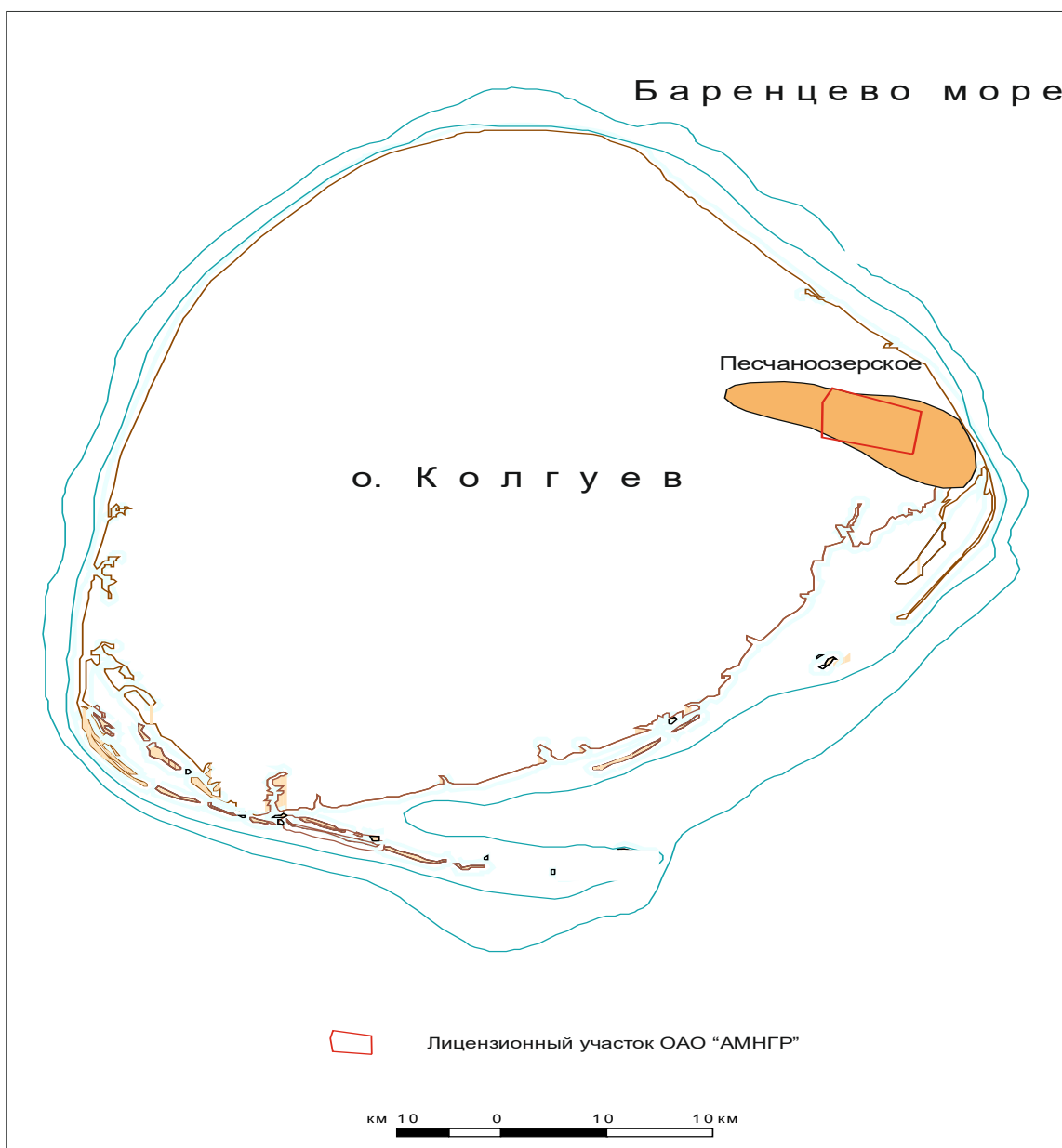


Рис. 3 Обзорная карта района (Проект поисково-оценочного бурения, 2017)

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Основным источником информации о геологии Песчаноозерского месторождения является [Проект поисково-оценочного бурения, 2017].

Описание пород введется снизу-вверх от самых древних до самых молодых пород.

ПЕРМСКАЯ СИСТЕМА – Р

НИЖНИЙ ОТДЕЛ

Ассельский + сакмарский ярус - P_{1a+s}

Разрез представлен биогермными известняками, стилолитизированными и трещиноватыми. Возможны тонкие прослои или линзы аргиллита.

Известняки белого, светло-серого и кремового цвета, органогенно-детритовые – мшанковые и водорослевые, слабглинистые, в различной степени окремненные, от рыхлых до плотных, неравномерно кавернозные. Аргиллит темно-серый, слабоизвестковистый.

Присутствуют включения пирита, стяжения кремня, крупнокристаллического кальцита, выполняющих каверны и трещины.

Артинский ярус - P_{1a}

Известняки органогенные серые, бежево-серые, зеленовато-серые, мелкокристаллические с остатками фауны, гнездами грубо- и крупнокристаллического светло-коричневого кальцита, крупными трещинами, стилолитовыми швами.

Мощность артинского яруса 120 м.

Кунгурский ярус - P_{1k}

В отложениях кунгурского яруса преобладают глинистые породы.

Аргиллиты темно-серые, алевритистые, слюдистые, в разной степени известковистые и известковые - до мергелей, с прослоями и линзами алевролитов, спонголитов. В прикровельной части, вблизи границы с уфимским ярусом ожидается песчаный пласт.

Песчаник мелкозернистый, алевритистый, обогащенный углисто-глинистым материалом и слюдой, с глинисто-карбонатным цементом.

Алевролиты серые с глинисто-карбонатным или кремнистым цементом, глинистые, слоистые. Прослои глинистых и органогенно-детритовых известняков. Пирит, кремнистые конкреции.

Мощность яруса 140 м.

ВЕРХНИЙ ОТДЕЛ

Уфимский ярус - P_{2u}

Разрез уфимского яруса сложен преимущественно глинистыми породами: аргиллитами и глинистыми алевролитами, с подчиненными маломощными прослоями песчаников, мергелей, линзами органогенных известняков.

Аргиллиты темно-серые, алевритистые, слюдистые, с остатками фауны, включениями углистого вещества, пирита.

Алевролиты темно-серые, песчанистые, слоистые за счет углисто-слюдистых прослоев. Песчаники серые с зеленоватым оттенком, алевритистые, слоистые, с карбонатно-глинистым цементом.

Мощность яруса 230 м.

Казанский + татарский ярус - P₂kz+t

Разрез объединенных татарского и казанского ярусов в верхней части представлен ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов в нижней части аргиллитами и алевролитами.

Песчаники и алевролиты полимиктовые, серые, зеленовато-серые, слюдистые с глинистым или карбонатным цементом.

Аргиллиты зеленовато-серые, темно-серые, черные, с углефицированным растительным детритом, пиритом.

Встречаются углистые породы и прослои каменного угля.

Мощность яруса 330 м.

ТРИАСОВАЯ СИСТЕМА - Т

Отложения триаса представлены всеми тремя отделами, общей мощностью 1200 м. В разрезе выделяются (снизу вверх) три толщи, красноцветная, пестроцветная и сероцветная.

НИЖНИЙ ОТДЕЛ

Нижнему отделу триаса соответствует красноцветная толща, в объеме которой выделяются харалейская и чаркабожская свиты.

Чаркабожская свита - T₁cb

Чаркабожская свита представлена неравномерным переслаиванием буро-красных глин и зеленовато-серых грауваковых песчаников и алевролитов. Верхняя часть разреза – глинистая, нижняя – преимущественно конгломератово-песчаная. В низах разреза вероятно присутствие серых и темно-серых туфопесчаников и туфоалевролитов, прослои гравелитов.

Основными компонентами грауваккового песчаника (рис. 2) нижней части чаркабожской свиты являются кварц, его разновидности, полевые шпаты, обломки эффузивных пород и глинистые минералы. Песчаники зеленовато-серые, средне- и мелкозернистые с глинистым цементом, содержащие гальку аргиллитов, кремней и карбонатных конкреций.

Глины буро-красные, шоколадные с голубовато-зелеными пятнами и прослоями слюдистого, неравномерно карбонатизированного, алеврита.

Мощность свиты 420 м.

Харалейская свита - T_{1hr}

Разрез харалейской свиты сложен преимущественно глинами с редкими прослоями алевролитов и песчаников. Возможны линзы и прослои плотных, темно-серых туфогенных пород.

Глины пестроцветные: шоколадные с голубовато-зелеными, фиолетовыми, желтыми, табачными пятнами, алевролитистые, с примесью углефицированного детрита.

Алевролиты и песчаники полимиктовые, голубовато-серые, плохосортированные, глинистые и известковистые.

Мощность свиты 180 м.

СРЕДНИЙ ОТДЕЛ

Ангуранская свита - T_{1ap}

Средний отдел триаса отвечает ангуранской свите, которую характеризует чередование пестроцветных и сероцветных пород. По аналогии с разрезом скважины № 29, в проектном разрезе ожидается неравномерное переслаивание глин, алевролитов и песчаников с преобладанием алевролито-глинистых отложений. В нижней части разреза доля песчаников существенно увеличивается.

Глины комковатые серые с зеленоватыми или буроватыми пятнами и прослоями, местами темно-зеленые, темно-бурые и темно-коричневые с фиолетовым оттенком, а также голубовато-серые, табачные, желтовато-коричневые, с линзочками серого алевролитового материала.

Глины слоистые темно-серые, с растительным детритом, а также черные углистые.

Песчаники и алевролиты полимиктовые, серые и зеленовато-серые, известковистые, с частыми прослойками глин и алевролитов. Обилие углефицированного растительного детрита, мегаспоры, ходы роющих организмов.

Мощность свиты 250 м.

ВЕРХНИЙ ОТДЕЛ

Отложения верхнего отдела триаса, выделенные в нарьян-марскую свиту, представлены ритмичным чередованием глин, алевролитов и песчаников и характеризуются преимущественно серой окраской пород, обилием растительных остатков, прослоями углистых глин и обломками угля, присутствием сферолитов и конкреций сидерита.

Песчаники и алевролиты серые, зеленовато-серые, полимиктовые, углисто-слюдистые, тонкослоистые за счет слоев алевролита и аргиллита, с мелким углефицированным растительным детритом, стяжениями сидерита, гальками аргиллитов.

Алевролиты коричневатые и темно-серые, углисто-глинистые.

Глины темно-серые, черные, иногда коричневатые, с многочисленным растительным детритом, фрагментами флоры, ходами червей, углистыми прослоями.

Мощность верхнего отдела триаса 280 м.

ЮРСКАЯ СИСТЕМА

Юрские отложения, залегающие на верхнетриасовых с размывом, подразделяются на две толщи: верхнюю глинистую, соответствующую верхнему отделу и нижнюю песчаную, охватывающую отложения нижнего и среднего отделов.

НИЖНИЙ+ СРЕДНИЙ ОТДЕЛ

Пески и песчаники светло-серые кварцевые, от мелко- до грубозернистых, с примесью галек и гравия, возможно с линзами гравелитов и конгломератов. Цемент песчаников предположительно каолинистый, возможны и слабосцементированные разности.

В кровле присутствуют крупные углефицированные растительные остатки, сидеритовые конкреции.

Мощность нижнего вместе со средним отделом юры составляет 130 м.

ВЕРХНИЙ ОТДЕЛ

Глины серые и темно-серые, участками алевролитистые, с тонкими прослоями алевролитов, конкрециями пирита, иногда сидерита, различными органическими остатками, редкими прослоями мергелей или глинистых известняков.

Мощность верхнего отдела юры 140 м.

МЕЛОВАЯ СИСТЕМА

НИЖНИЙ ОТДЕЛ

Отложения меловой системы представлены нижним отделом, и имеют преимущественно алевролитово-глинистый состав. В верхней, предположительно апт-альбской части разреза, ожидается переслаивание глин и алевролитов с подчиненными прослоями песчаников, обильными остатками флоры, обломками обугленной древесины, углистыми прослоями.

Нижняя (неокомская) часть разреза сложена преимущественно глинами. Глины в основном серые, реже темно-серые с обломками раковин, гнездами пирита, конкрециями фосфоритов. Вероятны буроцветные известковистые разности, переходящие в мергели.

Песчаники и алевролиты серые, светло-серые, известковистые и известковые, с сидеритовыми конкрециями. Возможны слабосцементированные разности.

Мощность нижнего мела 320 м.

ЧЕТВЕРТИЧНАЯ СИСТЕМА – Q

Четвертичные отложения в верхней части разреза представлены песками серого цвета и супесями с гравием, галькой, дресвой, прослоями суглинков, которые постепенно сменяются чередованием глин и песков, с единичными прослоями мергелей. В подошве слоя глины серые и темно-серые, вязкие, жирные, а также темно-коричневые, с обуглившимся растительным детритом. Мощность отложений 180 м.

Схематичная литолого-стратиграфическая колонка по Песчаноозерскому месторождению приведена на рисунке 3.

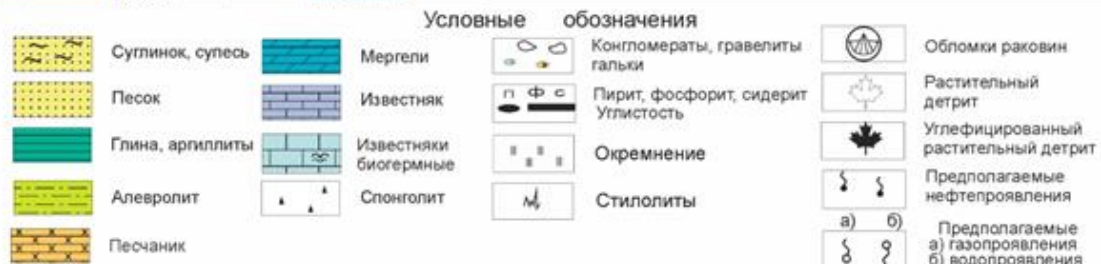
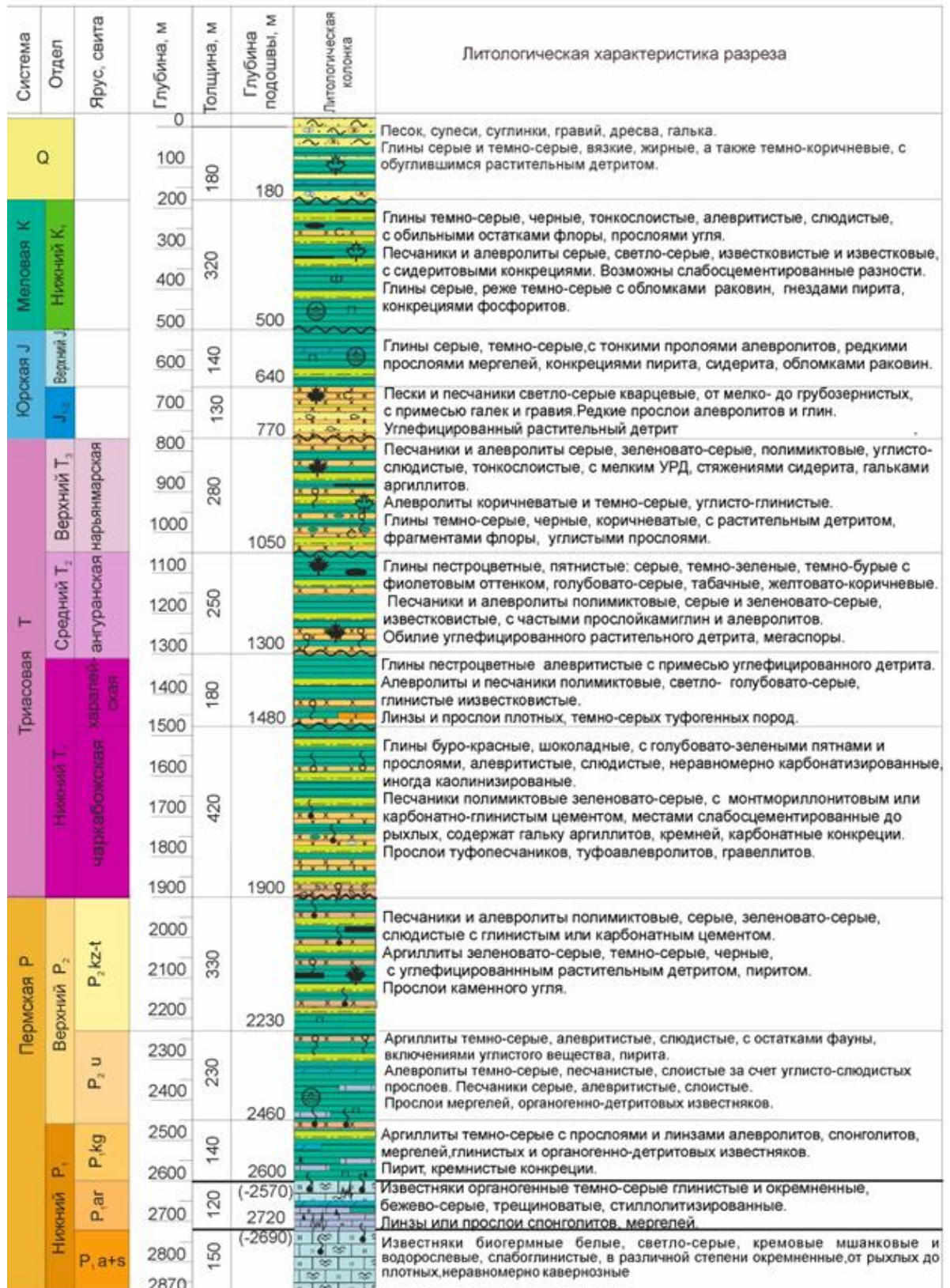


Рис.3 Литолого-стратиграфический колонка Песчаноозерского месторождения (Проект поисково-оценочного бурения, 2017)

1.3 Тектоника

Фундамент острова Колгуев относится к северо-западной части Восточно-Европейской платформы. По геофизическим данным залегает на глубине 4,4-4,8 км в северной части и 5,8-6,4 км в южной.

Осадочный чехол о. Колгуев представлен структурой I порядка - Малоземельско-Колгуевской моноклинали. На востоке моноклинали граничит с Печоро-Колвинским авлакогеном, на юго-западе - с Ижма-Печорской синеклизой, на западе – с Тиманским кряжем, на севере переходит в Куренцовскую ступень.

Эпибайкальский фундамент Малоземельско-Колгуевской моноклинали представлен мегаблоком метаморфизованных верхнепротерозойских вулканогенно-осадочных образований со значительным объёмом эффузивных и интрузивных пород. На территории моноклинали фундамент вскрыт тремя скважинами на глубинах 2197, 2046 м и 2119 м., где сложен был базальтовыми порфиритами, переслаиванием туфобрекчий с туффитами, лавами и туфами базальтового состава.

В пределах Колгуевской части Мало-Земельско-Колгуевской моноклинали выделяются две системы глубинных разломов фундамента: Центрально-Колгуевская и Песчаноозёрская, простирающиеся кулисообразно в северо-западном направлении и проникающие в нижнепалеозойскую часть разреза осадочного чехла.

В осадочном чехле Колгуевского региона выделяют следующие структурно-формационные этажи:

- нижнеордовикско-нижнедевонский
- среднедевонско-нижневизейский
- средневизейско-нижнетриасовый
- среднетриасовый-нижнемеловой

Границами между этажами являются перерывы в осадконакоплении и азимутальными несогласиями залегания.

Строение нижнего структурно-формационного этажа о. Колгуев практически не изучено. Установлено отсутствие доверхнедевонских отложений в пределах выступов фундамента и резкое выклинивание этих отложений в местах подхода к выступам. Отмечается несоответствие строения нижнего и вышележащих этажей.

Разрез делится на два структурных этажа. Нижний этаж охватывает девонские, каменноугольные и пермские отложения. По результату сейсморазведочных работ компании "Арктикморнефтегазразведка" на нижнем этаже развиты дизъюнктивные нарушения от фундамента до артинских отложений нижней перми. Тектонические нарушения верхнего этажа характерны для триасового рифтогенеза: грабены, горсты, надвиги, смятия.

Горизонтальные деформации растяжения и сжатия, а, возможно, и ротационные подвижки затронули всю толщу осадков триасового возраста, накопленных к тому времени. Разной степени разрывы и глубина их проникновения наблюдаются во всем временном интервале триасового разреза. Наибольшим деформациям подверглись, как представляется, отложения харалейской, ангуранской свит и верхи отложений чаркабожской свиты (рис.4).

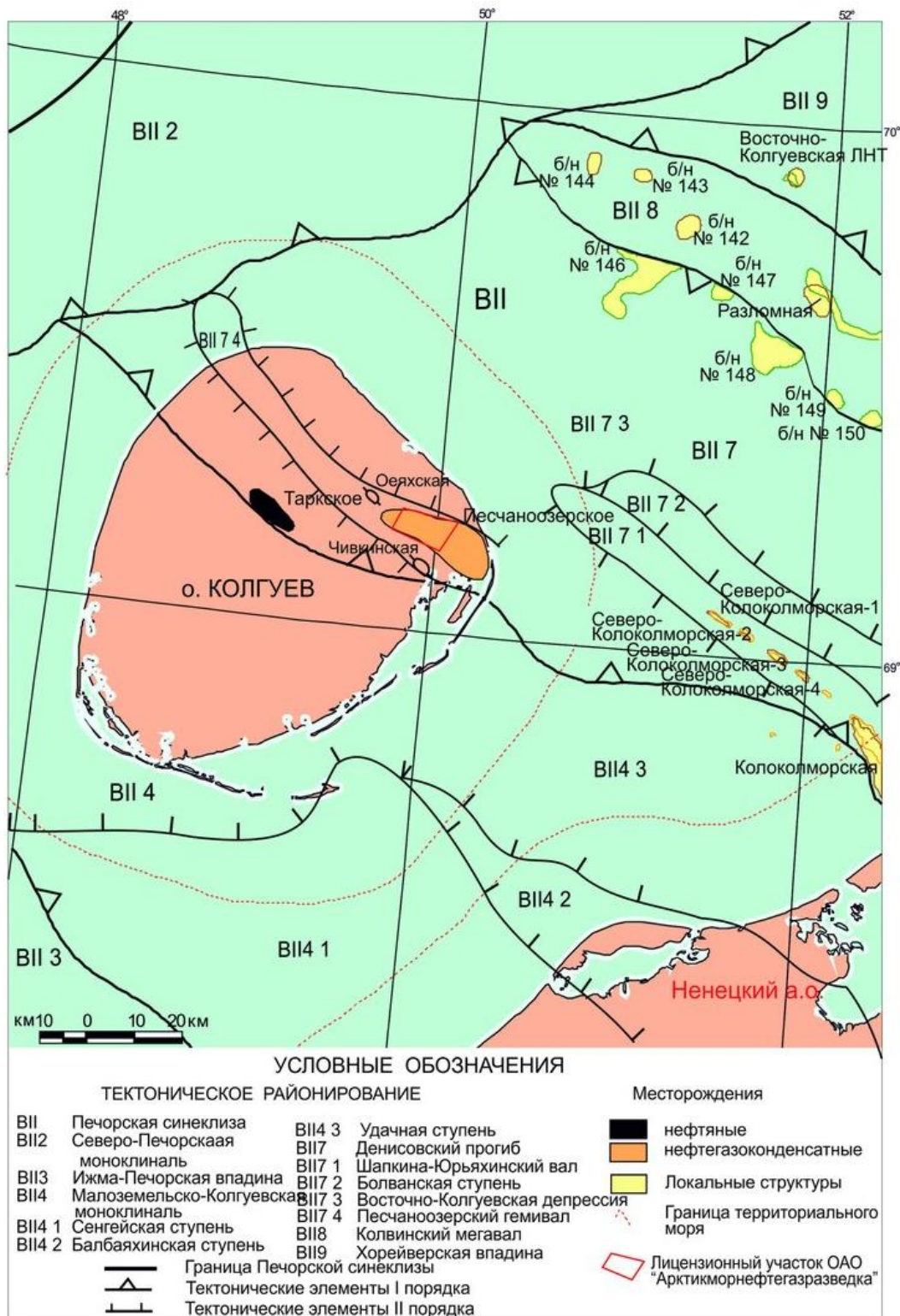


Рис.4 Тектоническое районирование фундамента Малоземельской-Колгуевской моноклинали (Проект поисково-оценочного бурения, 2017)

Проведёнными геолого-геофизическими исследованиями в пределах Колгуевского региона по всему разрезу осадочного чехла выявлена группа малоамплитудных структурных осложнений в виде валообразных поднятий (гемиантиклинальных складок типа гемивалов северо-западного простирания).

1.4 Нефтегазоносность Песчаноозерского нефтегазоконденсатного месторождения

Песчаноозерское нефтегазоконденсатного месторождение относится к Печоро-Колвинской нефтегазоносной области (НГО) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП).

Нефтегазоносность чаркабожской свиты

В настоящее время промышленная нефтегазоносность выделена в чаркабожской свите триасового нефтегазоносного комплекса, из которой добывают нефть и конденсат. В отложениях чаркабожской свиты выделяются (снизу вверх) четыре пачки А, Б, В, Г, которые различаются литологическими особенностями (неоднородностью и составом, значениями коэффициентов песчаности и расчлененности, выдержанностью по площади и т. д.). Средняя мощность пачек изменяется от 63 м (Б) до 148 м (Г).

По типу залежи нефти и газа относятся к пластово-сводовым, литологически ограниченным, а также литологически и тектонически экранированным. По сложности геологического строения относятся к залежам очень сложного строения, характеризующиеся одно и двухфазным флюидом, наличием как литологических замещений и тектонических малоамплитудных нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Продуктивные коллекторы представлены полимиктовыми песчаниками и алевролитами. Эффективная газонасыщенная мощность коллекторов изменяется в пределах 0,14-5,73 м, нефтенасыщенная мощность – от 0,36 м до 7,17 м, пористость по данным ГИС составляет – 19,8-24,6%, по керну 10,0-32,3%. Проницаемость по керну 0,35-609 мД. Коэффициенты газонасыщенности и нефтенасыщенности имеют низкие значения и изменяются в пределах – 0,312-0,597 и 0,372-0,528, соответственно. Коллектор по типу относится к поровому с высоким значением остаточной водонасыщенности.

Нефть особо легкая (плотность 0,785 г/см³), с незначительной вязкостью (0,56-0,976 мПа·с), малопарафиновая и парафиновая (0,26-6,62%), малосернистая (0,03-0,23%), малосмолистая. Нефтяной газ имеет метановый состав. Газосодержание нефти составляет

215 м³/. Свободный газ газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей сухой, содержание метана 80%. Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе составляет 102,3 г/м³. Плотность конденсата составляет 0,714 г/см³. Начальные пластовые давления практически соответствуют гидростатическим.

Покрышками для продуктивных пластов часто выступают не только одновозрастные глинистые породы, но и мелкозернистые песчаники и алевролиты.

Нефтегазоносность верхнепермского терригенного НГК

Нефтегазоносный комплекс включает в себя терригенные отложения уфимского и казанского+ татарского ярусов, представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, причем в подошвенной части ярусов - преимущественно глинистыми породами. Покрышкой для залежей являются одновозрастные глинистые отложения.

При испытании одного из пластов песчаников в отложениях казанского+татарского ярусов в интервале 2070-2074 м получен приток пластовой воды дебитом 11,7 м³/сут с пленкой нефти дебитом 0,5 м³/сут. Пласт общей толщиной 10 м залегает на глубине 2070-2080 м.

Потенциальные залежи нефти могут находиться в антиклинальных структурах пластово-сводового и литологически экранированного типа.

Залежи нефти в отложениях верхней перми известны на Южно-Шапкинском, Харьягинском, Хыльчююском и других месторождениях. Пласты-коллекторы характеризуются открытой пористостью – 13-26%, проницаемостью – 0,0021-1,113 мкм².

Нефти легкие (0,833-0,847 г/см³) и средней плотности (0,86 г/см³), малосернистые и сернистые (0,2-0,6%), парафиновые и высокопарафиновые (2,49-14,7%). Газ метановый, с незначительным содержанием конденсата (30,0-39,0 г/м³).

Нефтегазоносность верхневизейско-нижнепермского карбонатного НГК

Незначительный приток нефти с водой был получен при испытании пласта известняков ассельского+сакмарского и артинского ярусов нижней перми в интервале 2740-2764 м. Литологически органогенные постройки комплекса представлены биогермными известняками, стилолитизированными и трещиноватыми, возможны прослойки аргиллита, а также известняками органогенно-детритовыми, мшанковыми и водорослевыми, слабogliнистыми, в различной степени окремненными, от рыхлых до плотных, неравномерно кавернозными. Тип коллекторов: поровые, порово-кавернозные.

Пластовое давление на глубине 2747 м составило 299,5 кгс/см², пластовая температура на той же глубине 68°С. Испытанные известняки по керну характеризуются пористостью от 7

до 11,7%, по данным ГИС пористость 4-6%, проницаемость по керну составила сотые доли мД. Эффективная нефтенасыщенная мощность составляет 28,8 м, средняя пористость 4%, нефтенасыщенность 58%.

Нефть по данным ВНИГРИ легкая (плотность 0,8261- 0,849 г/см³), малосернистая (0,28%), малосмолистая (смола и асфальтенов 2,81%), парафиновая (3,7%).

Глава 2. Комплекс методов каротажа, применяемых на Песчаноозёрском месторождении

2.1 Стандартный электрический каротаж

В стандартный комплекс электрических методов каротажа входят метод каротажа самопроизвольной поляризации (ПС) и каротаж сопротивлений потенциал- и градиент-зондами. Это самые распространенные методы и являются обязательными при решении геолого-геофизических задач:

- литостратиграфическое расчленение разрезов с возможностью построения детальной литостратиграфической колонки;
- определение однородных и неоднородных по строению и свойствам пород интервалов разреза;
- предварительное выделение проницаемых пластов и покрышек (установление их толщин, строения по однородности);
- предварительное выделение нефтегазонасыщенных пластов и оценка характера насыщения коллекторов;
- предварительное выделение контактов пластовых флюидов (ВНК, ГВК, ГНК) в однородных коллекторах и прогноз фазового состояния углеводородов в пластовых условиях;
- предварительное выделение эффективных нефтегазонасыщенных толщин;
- контроль технического состояния ствола скважины (в открытом стволе и в колонне)

2.1.1 Каротаж самопроизвольной поляризации

Метод основан на изучении электрических полей, возникающих вследствие протекания на границах между породой и глинистым раствором электрохимических процессов, так как пластовая вода, находящаяся в коллекторе, и фильтрат бурового раствора обладают разной минерализацией.

В результате разности концентраций солей в пластовой воде и промывочной жидкости происходят диффузионные, диффузионно-адсорбционные и фильтрационные

процессы, порождающие электродвижущие силы. При этом ионы Na^+ и Cl^- мигрируют из зоны повышенной минерализации в зону пониженной минерализации. Скорость ионов Cl^- больше, чем у Na^+ . Это влечет за собой преобладание отрицательно заряженных частиц со стороны бурового раствора. Глина же, которая служит флюидоупором для коллектора и граничит с вмещающей породой, наоборот из-за кажущегося отрицательного заряда своей решетки не пропускает через себя анионы Cl^- , а пропускает преимущественно положительные заряды Na^+ . Так возникает диффузионный потенциал собственной поляризации, который регистрируется при помощи каротажа ПС.

Свободный диффузионный потенциал образуется при непосредственном контакте водных растворов солей. Величина свободного диффузионного потенциала для контакта растворов NaCl разной концентрации имеет отрицательный знак и определяется формулой:

$$E_c = k_c \lg \frac{\rho_2}{\rho_1} \quad (2.1)$$

где k_c — коэффициент свободного диффузионного потенциала ($k_c = -11,6$ мВ); ρ_1, ρ_2 — удельные сопротивления более концентрированного и менее концентрированного растворов соответственно, значение E_c выражено в мВ.

Мембранный диффузионный потенциал, или диффузионный-адсорбционный потенциал возникает на границе двух растворов соли различной концентрации, разделённых перегородкой (мембраной) из горной породы. Величина мембранного диффузионного потенциала имеет положительный знак и равна:

$$E_M = k_M \lg \frac{\rho_2}{\rho_1} \quad (2.2)$$

где k_M — коэффициент мембранного диффузионного потенциала (значения k_M обычно находятся в пределах 30–50 мВ с максимально возможным значением $k_M = 58$ мВ).

Обозначая $\rho_1 = \rho_v$ для пластовых вод и $\rho_2 = \rho_\phi$ для фильтрата бурового раствора (в контакт с пластовыми водами вступает фильтрат) при наличии свободного и мембранного диффузионных потенциалов, получаем, что максимальная амплитуда аномалии ПС (суммарная или статическая аномалия E_{smax}) наблюдается против пласта чистых песков или песчаников среди вмещающих глин. В этом случае полная величина аномалии ПС представляет собой сумму модулей потенциалов $|E_c| + |E_M|$. Коэффициент аномалии ПС равен $k_{ПС} = |k_c| + |k_M| = 69,6$ мВ. При этом знак “минус” означает отрицательную аномалию ПС на диаграмме. еличина E_{smax} определяется формулой:

$$E_{smax} = -k_{ПС} \lg \frac{\rho_\phi}{\rho_v} = -69,6 \lg \frac{\rho_\phi}{\rho_v} \quad (2.3)$$

Отрицательной аномалией $\Delta U_{ПС}$, отсчитываемой от линии глин, отмечается залегающий в глинах песчаный пласт, если минерализация фильтрата бурового раствора меньше минерализации пластовой воды ($\rho_\phi / \rho_v > 1$) и аномалия называется прямой.

При минерализации бурового раствора большей минерализации пластовой воды ($\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}} < 1$), то положительная аномалия $\Delta U_{\text{ПС}}$ отображает песчаный пласт. В таком случае аномалия ПС называется обратной (рис.5).

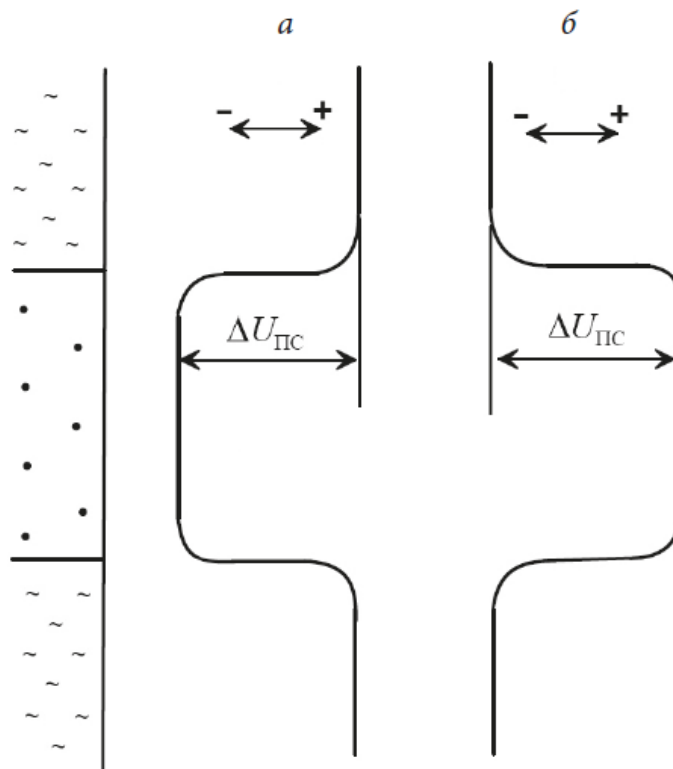


Рис.5 «Прямая» (а) и «обратная» (б) аномалии ПС
(Сараев, 2021)

В каротаже ПС измеряют только изменения потенциала поляризации, а не его абсолютные значения. Поэтому записывается масштаб разности потенциалов (мВ/см) и не указывается начало отсчета. Точку отсчета принято брать в районе залегания мощных пластов глин. На графиках каротажа ПС от этой точки проводится прямая, которая названа “линией глин” и уже от этой линии регистрируются отклонения.

Для измерения потенциалов самопроизвольной поляризации используются два измерительных электрода: М и N. Электрод М опускается в скважину и движется вдоль ее оси, а электрод N остается неподвижно на поверхности земли, неподалеку от устья скважины. Таким образом, регистрируется разность потенциалов между этими электродами.

В случае возникновения электрических помех, запись ПС ведется методом градиента потенциалов. В ходе этого по стволу скважины движутся оба электрода, а расстояние между ними не меняется (1-2 м).

На результаты показаний ПС влияют:

- Мощность пласта – чем меньше мощность пласта, тем ниже показания ПС
- Разности между кажущиеся сопротивлениями бурового раствора и пластовой воды, чем они больше, тем больше амплитуда ПС.

- Разрешение графиков ПС лучше в пластах с высокой пористостью, нежели чем в пластах с низкой.

Метод ПС применяется в необсаженных скважинах. Он служит для:

- литологического и стратиграфического расчленения разреза;
- выделения пластов мощностью порядка 1-15 м;
- выделения пластов-коллекторов в комплексе с другими геофизическими методами;
- корреляции разрезов скважин;
- оценка глинистости и фильтрационно-ёмкостных свойств пластов-коллекторов;

Для песков, песчаников характерны минимальные значения ПС, для алевролитов, глинистых песчаников – средние и для глин или плотных непроницаемых пород – максимальные значения. Это помогает в выявлении плохо проницаемых сланцев, глин и хорошо проницаемых песков, пористых известняков, выделения сульфидных, полиметаллических руд, угля, графита (рис.6).

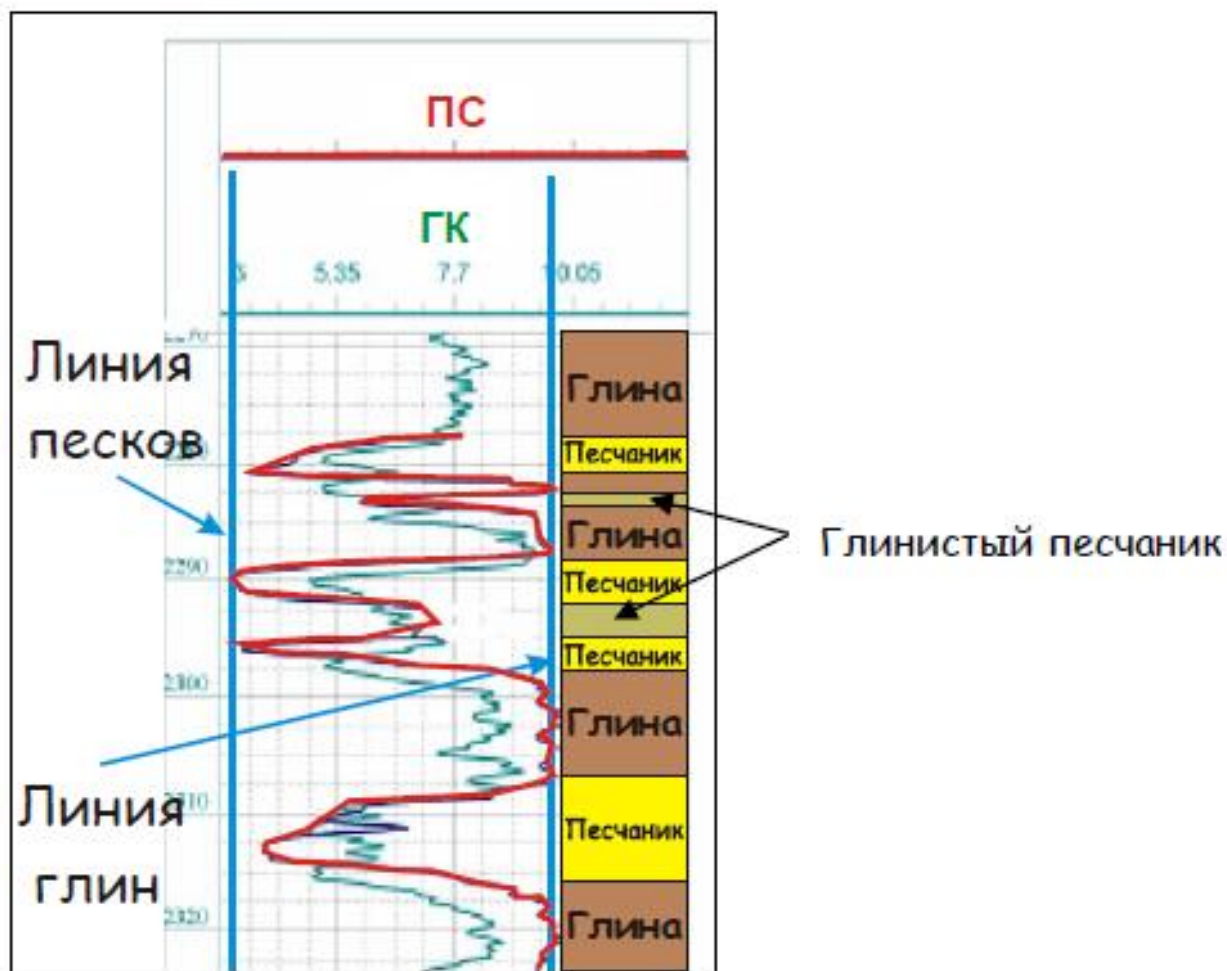


Рис. 6 Литологическое расчленение разреза по ПС

(<https://www.geolib.net/gis/ps-karotazh.html>)

2.1.2 Каротаж сопротивлений

Каротаж сопротивлений (КС) – так же, как и каротаж ПС, очень распространенный электрический метод ГИС, но основывается он не на изучении естественных электрических полей, а на искусственных. Измеряется кажущееся сопротивление пород выражается в Ом*м.

Значение кажущегося электрического сопротивления зависит от вещественного состава пород, пористости, состава и кажущегося сопротивления флюидов, заключенных в горную породу.

Среда, в которой создается электрическое поле в скважине, неоднородна и большое влияние на состояние пород влияет глинистый раствор, образующий глинистую корку. Поэтому электрическое сопротивление, измеренное в скважине, принято называть кажущимся (ρ_k) (рис. 7).

В каротаже сопротивлений используются два вида зондов: градиент- и потенциал-зонд. В отличие от потенциал-зондов, градиент-зонд характеризуется относительно меньшим расстоянием между парными электродами (измерительными – М и N, или питающими- А и В) по отношению к непарным. У потенциал-зондов парные электроды располагаются заметно дальше, чем непарные.

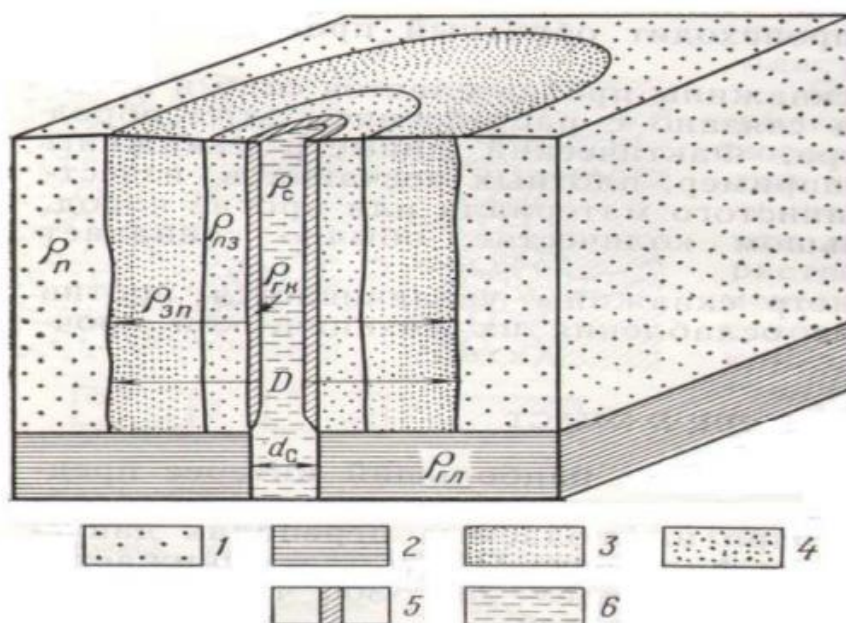


Рис.7 Схема строения зоны проникновения в пористом пласте с межзерновой пористостью (Итенберг,1987):

1- неизменная проникновением часть пласта, 2- глинистый пласт, 3- зона проникновения промывочной жидкости или бурового раствора, 4- промытая часть зоны проникновения, 5- глинистая корка, 6- промывочная жидкость; $\rho_{\text{жл}}$, $\rho_{\text{к}}$, $\rho_{\text{гн}}$; $\rho_{\text{гн}}$ -

кажущиеся сопротивления соответственно промытой зоны, промывочной жидкости, глинистой корки и глинистого пласта.

Зонды КС различают по соотношению расстояний между парными (А и В— парные токовые, М и N— парные измерительные) и непарными (электроды разного назначения) электродами (потенциал- и градиент-зонды), расположению парных электродов по отношению к непарному (последовательные и обращенные), а также по числу токовых электродов в скважине (однополюсные и двухполюсные).

В неоднородных средах получают кажущееся удельное сопротивление или кажущееся сопротивление $\rho_k^{гз}$:

$$\rho_k^{пз} = 4\pi L \frac{U}{J} \quad \rho_k^{гз} = 4\pi L \frac{E}{J} \quad (2.4)$$

где, L-длина зонда; U-потенциал точечного источника; E-напряженность электрического поля; J-сила тока.

Помимо этого, зонды делятся на две разновидности (рис.8):

- последовательный (подошвенный) – парные электроды находятся в нижней части зонда, под непарным и по максимуму отбивают подошву пласта с высоким сопротивлением;
- обращенный (кровельный) – парные электроды находятся в верхней части зонда, выше непарных и по максимуму отбивают кровлю пласта с высоким сопротивлением.

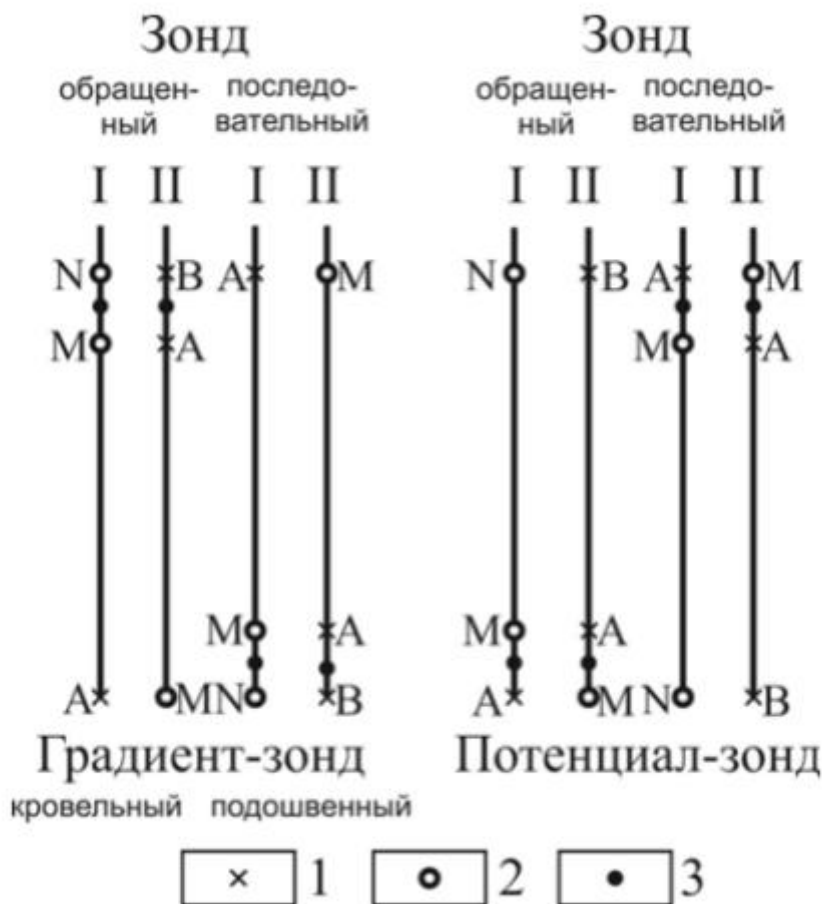


Рис. 8 Схема расстановки электродов потенциал- и градиент зондов (Знаменский,1991)

Зонды: I-однополюсные; II- двухполюсные;

Электроды: 1- питающие; 2- измерительные; 3- точка записи.

Потенциал-зонды лучше использовать для пластов с большой мощностью, так как пласты малой мощности он не замечает и “игнорирует” скачок аномалии кажущегося сопротивления породы на графике.

Для градиент-зондов пласты малой мощности не являются проблемой (рис.9).

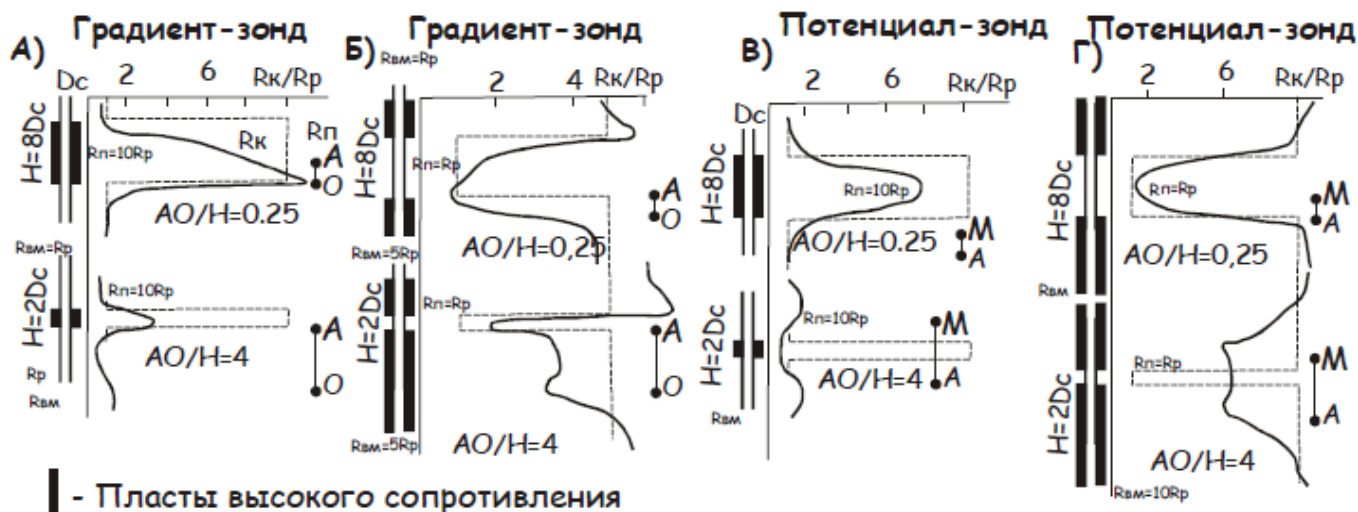


Рис. 9 Кривые КС для однородных пластов разной мощности высокого (А и В) и низкого (Б и Г) сопротивлений (Балабанов, 2016).

А, Б – последовательный градиент-зонд; В, Г — обращенный потенциал-зонд

Кривая градиент-зонда асимметрична относительно середины пласта и хорошо отбивает границы пласты. Кривая потенциал-зонда симметричная относительно середины пласта. Форма кривых сильно зависит от мощности пластов. Потенциал-зонд часто используется вместе с индукционным зондом для корреляции и определения границ пластов.

Для пластов, насыщенных водой, свойственно иметь низкие показатели по кажущемуся сопротивлению. А нефте- и газонасыщенные породы отображают высокие значения сопротивления.

Радиальный градиент удельного сопротивления определяется по данным разноглубинных зондов КС (разной длины). Чем больше длина зонда, тем больше радиус его исследования. Применение комплекта зондов различной длины (метод бокового каротажного зондирования – БКЗ) позволяет исключить влияние бурового раствора на величину кажущегося сопротивления, изучить характер изменения сопротивления от стенок скважины в глубь пласта, определить глубину проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и найти истинное сопротивление пласта. Поэтому наличие градиента является качественным признаком коллектора.

Свидетельством того, что пласт проницаем и буровой раствор проникает в пласт, является изменения показаний КС. Если буровой раствор проникает в водоносный пласт, то

кажущиеся удельное сопротивление растет, а если фильтрат бурового раствора попадает в нефтеносный пласт, то заметно понижение сопротивления.

2.2 Боковой каротаж

Боковой каротаж используется для более точного определения истинных удельных электрических сопротивлений горных пород. Каротаж сопротивления обычными зондами неэффективен в случае тонкослоистого разреза со значительной дифференциацией пластов с низким и высоким удельным сопротивлением и скважины, заполненной высокоминерализованным глинистым раствором. Главное отличие БК от КС: фокусировка тока, исходящего из центрального электрода. Вследствие чего, влияние скважины и вмещающих пород на результаты измерений кажущегося сопротивления заметно ниже.

Боковой каротаж (БК) проводят трех-, семи- и девятиэлектродными зондами с автоматической фокусировкой тока (рис 10).

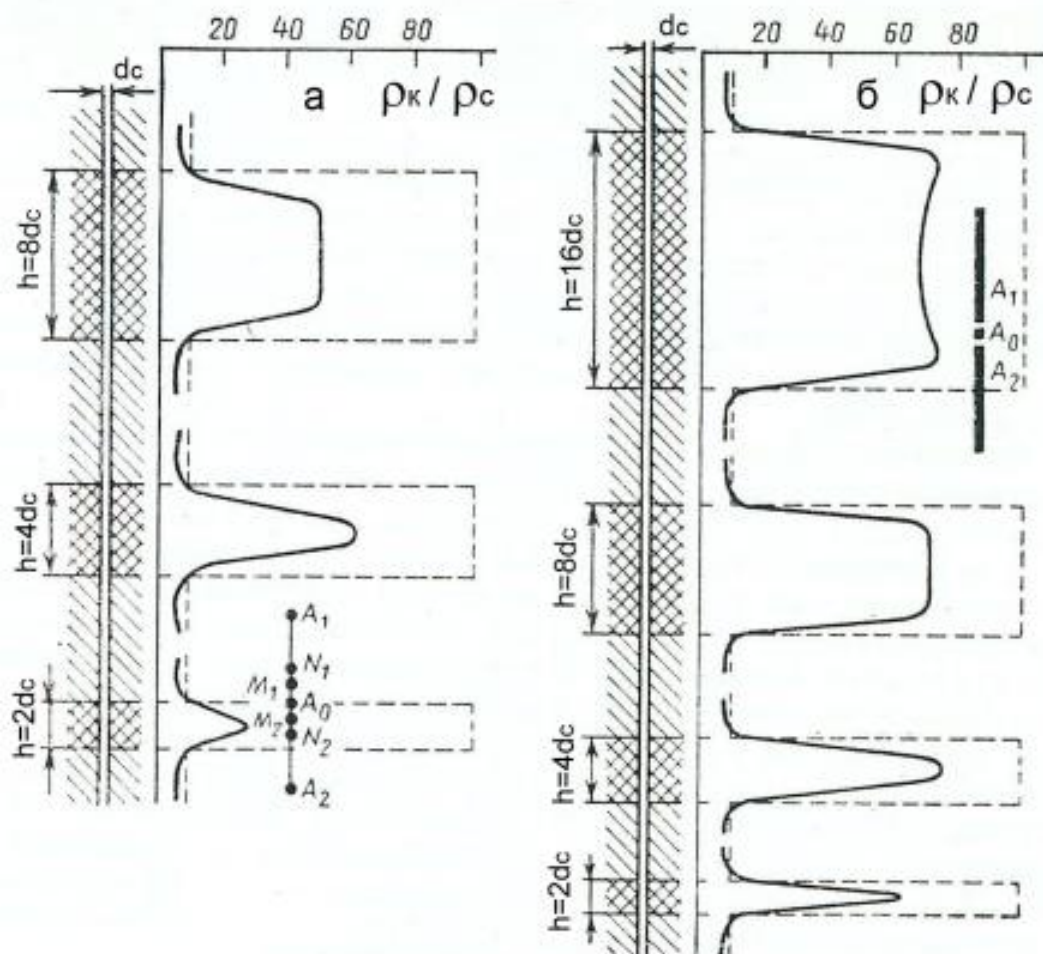


Рис.10 Формы кривых бокового каротажа для семиелектродного (а) и трехэлектродного (б) зондов (Комаров, 1973):

h – мощность пласта; dc – диаметр скважины; ρ_c – удельное сопротивление бурового раствора

Простейшим вариантом фокусированного зонда является трехэлектродный зонд, когда центральный (основной) электрод A_0 и расположенные симметрично относительно него два экранирующих электрода A_1 и A_2 представляют собой металлические цилиндры, разделенные между собой тонкими изоляционными прослойками. Через электроды A_0 , A_1 и A_2 пропускают ток I , который автоматически регулируется так, чтобы потенциалы всех трех электродов были одинаковыми, еще один приемный электрод N расположен на поверхности земли.

Изменяя размеры межэлектродных расстояний многоэлектродных зондов БК, можно регулировать радиус исследования.

Наибольшей глубиной обладают семиэлектродные зонды.

Для семиэлектродного зонда вводят параметр фокусировки (q):

$$q = \frac{(L_{\text{общ}} - L)}{L}; \quad (2.5)$$

где, $L_{\text{общ}}$ - расстояние между крайними питающими электродами (A_1A_2), L - длина зонда (расстояние между серединами интервалов $M1N1$ и $M2N2$).

Чем больше параметр фокусировки (q), тем меньше влияние скважины. В это же время, при увеличении длины зонда (L) также снижается влияние скважины. Однако при сильном увеличении длины зондов ухудшается выделение тонких пластов.

На диаграммах БК пласты, в том числе пласты малой мощности, выделяются гораздо более четко, чем на диаграммах зондов без фокусировки тока. Влияние мощности пласта начинает сказываться при $h = 4dc$, где dc - диаметр скважины.

Боковой каротаж — более совершенный метод, чем метод КС, применяется в:

- разрезах с понижающим проникновением фильтрата бурового раствора в пласт, когда удельное сопротивление фильтрата ниже удельного сопротивления пластовой воды ($\rho_f < \rho_v$)
- разрезах, сложенных породами высокого удельного сопротивления, а также при исследовании пластов малой мощности.

Зонды БК обладают более высокой расчленяющей способностью и значительной радиальной глубиной. В результате обычно удается хорошо обработать пласты мощностью до 1 м (рис.11).

Данные бокового каротажа используют для:

- детального расчленения геологического разреза,
- выделение пластов коллекторов и определения геологического разреза,

- выделения пластов-коллекторов и определения истинных значений сопротивлений пласта за пределами зоны проникновения

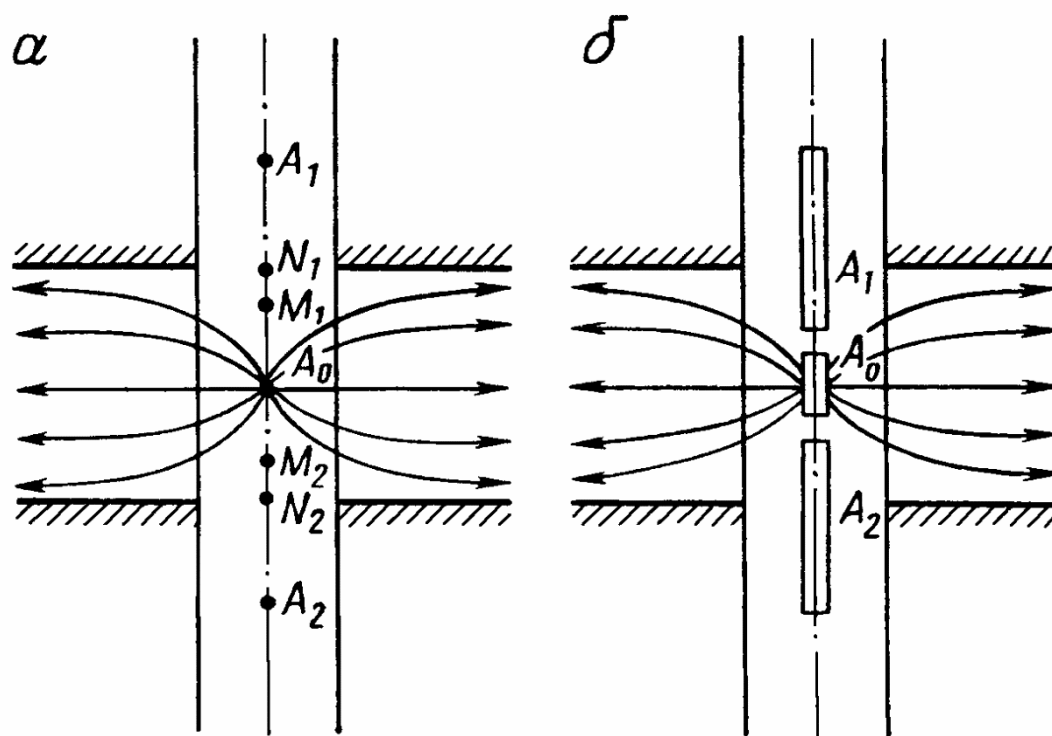


Рис.11 Схема токовых силовых линий, выходящих из семиэлектродного (а) и трехэлектродного (б) зонда:

A_0 – центральный питающий электрод фокусированного зонда; A_1, A_2 – экранирующие электроды фокусированного зонда

(<https://studfile.net/preview/16436459/>)

2.3 Микрокаротаж

Микрокаротаж является одной из модификаций каротажа сопротивлений. Он основан на регистрации кажущегося сопротивления прискважинной зоны зондом, размещенным на башмаке. Для исключения влияния скважины башмак прижимается к стенке скважины и управляется рычажной системой.

Используется для:

- определения удельного электрического сопротивления части пласта, непосредственно прилегающей к скважине, и детального расчленения разреза;
- выделения коллекторов, литологического расчленения разреза;
- определения эффективной мощности пластов;
- оценки удельного сопротивления промывочной жидкости в интервале каверн;
- расчленения разреза с высокой точностью.

Микрозонд представляет собой установку небольшого размера. Она состоит из башмака, выполненного из изоляционного материала (например, резины). На внешней стороне башмака расположены три точечных электрода — *N*, *M* и *A*, расстояние между которыми обычно выбирают равным 2,5 см. Внешняя сторона башмака специальной пружиной (рессорой), соединенной с металлическим корпусом прибора, прижимается к стенке скважины, обеспечивая экранирование зонда от бурового раствора и снижение влияния скважины на результаты измерений (рис. 12).

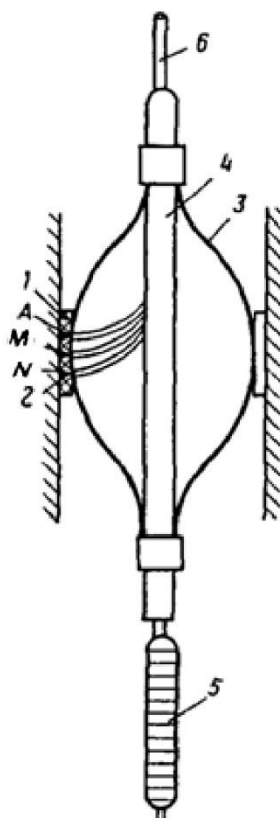


Рис.12 Схематический вид микрозонда (Добрынин,2004)

1-изоляционная пластина; 2-электрод; 3-пружина; 4-корпус микрозонда; 5-груз; 6-кабель; А, М, N – электроды зонда.

При использовании микрозондов важно обратить внимание на расхождения кривых потенциал- и градиент-зондов. Радиус исследования МПЗ (микрopotенциал-зонда) в 2–2,5 раза больше его длины и составляет 10–12 см, радиус исследования МГЗ (микроградиент-зонда) примерно 3,5 см. Поэтому образующаяся в интервалах коллекторов глинистая корка влияет на показания МПЗ меньше, чем на показания МГЗ. Так как удельное сопротивление глинистой корки меньше, чем промытой зоны, то показания МГЗ в интервалах проницаемых пластов меньше, чем для МПЗ. Положительное расхождение (приращение) чаще всего отмечается в проницательных песчано-алевритовых пластах, против которых образуется тонкая глинистая корка, удельное сопротивление которой в несколько раз меньше

сопротивления промытой зоны. Это служит важным диагностическим признаком коллектора, причем в нефтегазонасыщенных породах расхождение в показаниях микрозондов может быть еще более значительным за счет влияния остаточной нефтегазонасыщенности на показания МПЗ (рис. 13).

При наличии толстой глинистой корки (25 мм и более) кажущиеся сопротивления, полученные микрозондами, оказываются заниженными, близкими к сопротивлению глинистой корки, и положительного приращения почти не наблюдается.

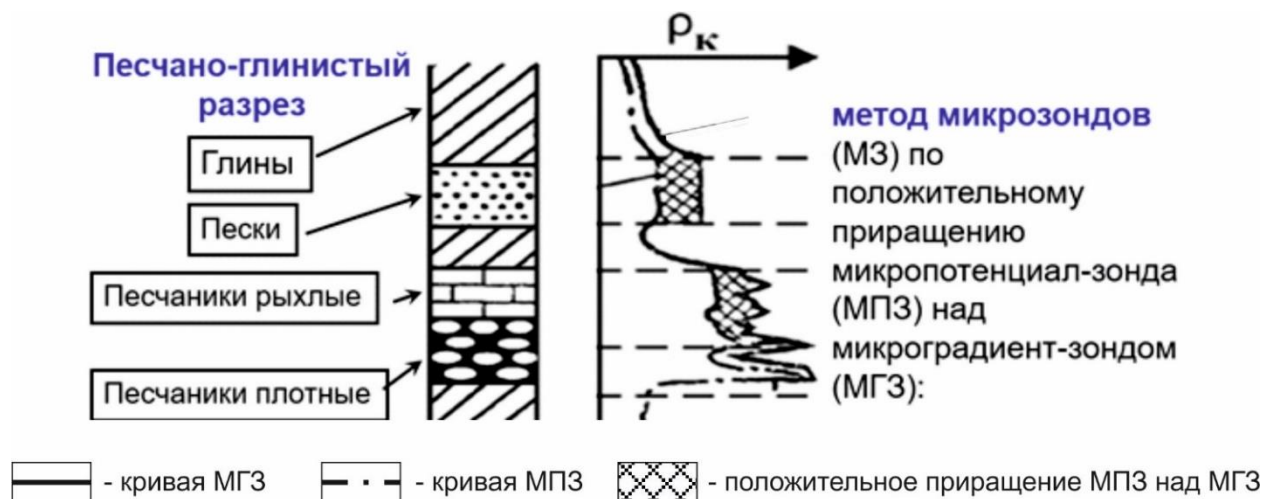


Рис. 13 Применение МКЗ на терригенном разрезе

(<https://present5.com/interpretaciya-dannyx-gis-soderzhanie-petrofizicheskie-svoystva-gornyx/>)

2.4 Индукционный каротаж

Индукционные методы принципиально отличаются от методов с гальваническим способом возбуждения электрического поля (КС, БК, МЗ и др.). Если в этих методах электрическое поле в горных породах возбуждается током, стекающим с электродов зонда, то в индукционных методах такие электроды не нужны, так как электрическое поле в породах возбуждается магнитным полем переменного тока, протекающего по генераторной катушке.

Зонды ИК. В самом простом варианте зонд ИК состоит из двух катушек индуктивности — генераторной (Г) и приемной (П), расположенных на определенном расстоянии друг от друга на непроводящем стержне.

В зондах ИК расстояние между центрами генераторной (главной) и приемной катушками принимают за длину зонда (L), а точкой записи (O) обычно считается середина расстояния между катушками. Электронная схема прибора обеспечивает питание катушки Г переменным током частоты 20–50 кГц. Переменный ток, протекая по катушке Г, создает в окружающей среде первичное переменное магнитное поле. Это поле порождает

в окружающем пространстве вихревые токи (явление электромагнитной индукции). В однородной среде линии вихревых токов представляют собой окружности с центрами-тороидальное кольцо, расположенными на оси прибора. Вихревые токи, в свою очередь, создают вторичное магнитное поле (явление самоиндукции). Таким образом, первичное и вторичное магнитные поля создают в приемной катушке Э.Д.С. Созданная первичным полем Э.Д.С не несет информации о горных породах, поэтому ее компенсируют (исключают из измерения), например, с помощью компенсационной катушки К, включенной «навстречу» приемной катушке П.

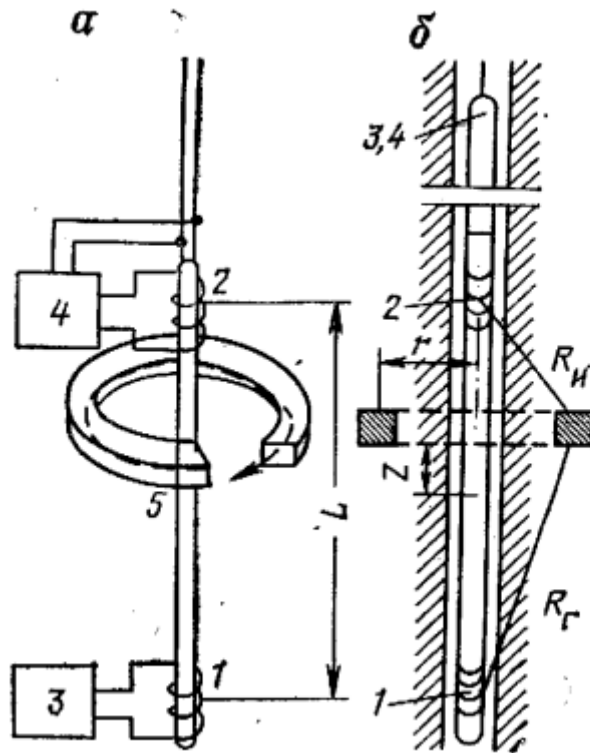


Рис.14 Зонда индукционного каротажа (Знаменский, 1991)

а-схема зонда; б- схема взаимного расположения узлов в скважинном приборе и сечения элементарного тороидального кольца: 1–генераторная катушка; 2-приемная катушка; 3-генератор; 4-усилитель; 5-тороидальное кольцо породы с направлением в ней вихревых линий

Различают множество зондов ИК по их длине и количеству катушек, например 6Ф1,0; 8И1,4; 4Ф1,0 и т. д., где первая цифра – число катушек, вторая – длина зонда.

Обычная аппаратура ИК измеряет активную составляющую Э.Д.С. При невысокой электропроводности среды эта составляющая Э.Д.С. прямо пропорциональна электропроводности среды (σ):

$$e = c \cdot \sigma \quad (2.6)$$

где c - постоянная, зависящая от конструкции зонда, а также от силы и частоты тока в генераторной катушке, e - значение ЭДС.

Целью индукционного каротажа является дальнейшее вычисление удельной электропроводности, обратно пропорциональной удельному сопротивлению пород ($\sigma=1/\rho$). Результаты измерений удельной электропроводности выражаются в миллисименсах на метр (мСм/м).

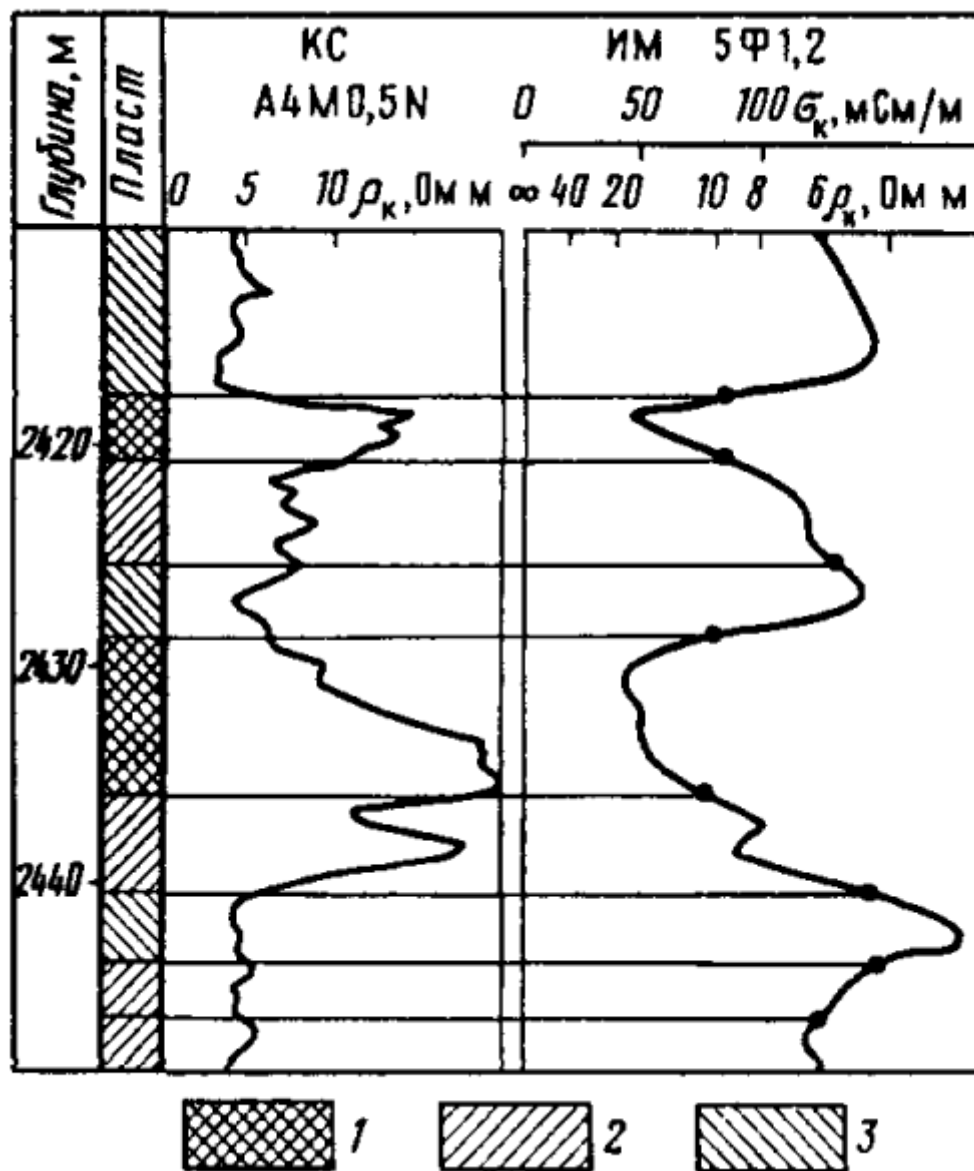


Рис.15 Расчленение разреза с применением индукционного метода и каротажа сопротивлений (Латышева, 1990)

Пласты удельного сопротивления: 1-высокого; 2-среднего; 3-низкого.

При этом измеренная электропроводность имеет смысл кажущейся электропроводности σ_k , поскольку ее величина зависит не только от электропроводности пласта, но еще и от электропроводности промывочной жидкости, зоны проникновения и

вмещающих пород, а также от длины зонда, диаметров скважины и зоны проникновения и от мощности пласта.

Метод ИК целесообразно применять при малых отношениях ρ_{II}/ρ_C и повышенной зоне проникновения - часть проницаемого пласта, в которую проникает фильтрат промывочной жидкости, а также при больших значениях ρ_C . Эффективность использования метода значительно снижается в случае $\rho_{II} > 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, понижающем проникновении и $\rho_C < 0,1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. В целом с помощью индукционного каротажа детально изучают разрезы, сложенные породами низкого удельного сопротивления: глины, песчаники и карбонаты, насыщенные сильноминерализованной пластовой водой, рудоконтролирующие и угленосные слои. Метод широко применяют для выделения и изучения нефтегазовых коллекторов в скважинах, пробуренных на слабоминерализованных и непроводящих промывочных жидкостях, обсаженных непроводящими трубами. Метод ИК часто применяют в комплексе с обычными зондами КС или зондом БК.

Может применяться в случае обсадки скважин асбоцементными, пластмассовыми или стеклопластиковыми трубами. Особенно хорошие результаты дает при изучении пластов низкого сопротивления (от 0 до 50 Ом·м).

Индукционный каротаж позволяет детально изучить разрезы, сложенные породами низкого удельного сопротивления, выделить нефтеносные и водоносные породы, изучить строение переходной водонефтяной зоны и положение ВНК (контакт вода-нефть) и ГВК (контакт газ-вода), определять свойства неизменной части коллектора.

2.5 Ядерно-геофизический каротаж

Ядерно-геофизические методы исследования скважин или радиоактивный каротаж (РК) — совокупность методов, основанных на изучении ядерных свойств горных пород с помощью естественных и искусственно созданных радиоактивных излучений.

2.5.1 Гамма-каротаж

Гамма-каротаж— регистрирует естественную радиоактивность (гамма-активность) пород в результате излучения породами радиоактивных изотопов. Это присуще породам, содержащим радиоактивные минералы, в том числе и к глинам. Это обуславливается содержанием в них: калиевого полевого шпата ($\text{K[AlSi}_3\text{O}_8]$), слюд и иллита (в которых

главным образом сконцентрирован радиоактивный изотоп K_{40}) и фосфатов, у которых можно обнаружить U_{238} и Th_{232} .

Главным предназначением гамма-каротажа является выделение глинистых пород, благодаря их относительно высокой радиоактивности, что и позволяет отбивать интервалы потенциальных коллекторов с низкой радиоактивностью. Так глины и битуминозные глины имеют высокие показатели радиоактивности, в то время как чистые песчаники, доломиты, известняки, ангидриты и уголь проявляют низкую радиоактивность. Однако не все чистые песчаники могут гарантировать пониженные данные. Например, аркозовые песчаники тоже, как глины проявляют высокую гамма-активность. Все потому, что они являются продуктом разрушения гранитов, гнейсов и близких к ним по составу пород и в состав которых включены зерна полевых шпатов, слюды, глауконита или тяжелых металлов.

Для определения мощности пласта по измеренным кривым J применяется способ половины амплитуды аномалии $h_{1/2}$ – ширины аномалии на уровне 1/2 максимальной амплитуды. Для маломощных пластов ($h < d_c$) используют $h_{4/5}$ – ширину аномалии на уровне 4/5 максимальной амплитуды. (рис.16-а)

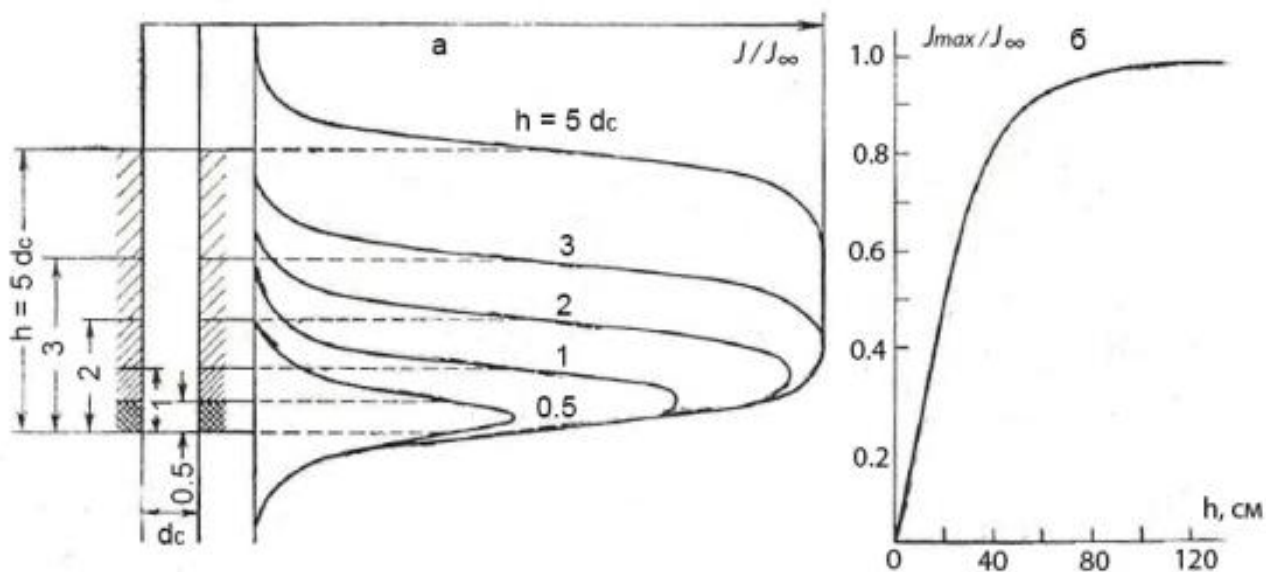


Рис. 16 Кривые ГК для пластов различной мощности (а) и вертикальная характеристика зонда $g = J_{max}/J_\infty$ (б) (Мейер, 1980)

J_{max} – максимальная интенсивность гамма-излучения, J_∞ – интенсивность гамма-излучения в пласте большой мощности, J – интенсивность гамма-излучения в изучаемом пласте

Для перехода к истинной интенсивности гамма-излучения $J_{ист}$ измеряют площадь под кривой аномалии (S). После $J_{ист}$ определяется, как отношение S к мощности пласта (h). Для перехода к стандартным единицам измерения ($мкР/ч$) учитывают масштаба регистрации n , ($мкР/ч$)/см). Таким образом, гамма-излучения $J_{ист}$ описывается формулой:

$$J_{\text{ист}} = \frac{S}{h} \times n; \quad (2.7)$$

Вариантом перехода к $J_{\text{ист}}$ в пластах ограниченной мощности является использование вертикальной характеристики g (рис.16-б):

$$J_{\text{ист}} = \frac{J_{\text{max}}}{g} \quad (2.8)$$

На форму кривой ГК также во многом влияет скорость каротажа. Сначала определяют поправочный коэффициент $\nu = J/J_{\infty}$ (J - регистрируемая аномалия; J_{∞} - аномалия при большой мощности пласта или малой скорости перемещения скважинного прибора) с учётом скорости подъёма прибора и постоянной по времени интегратора τ по соответствующей номограмме (рис. 17).

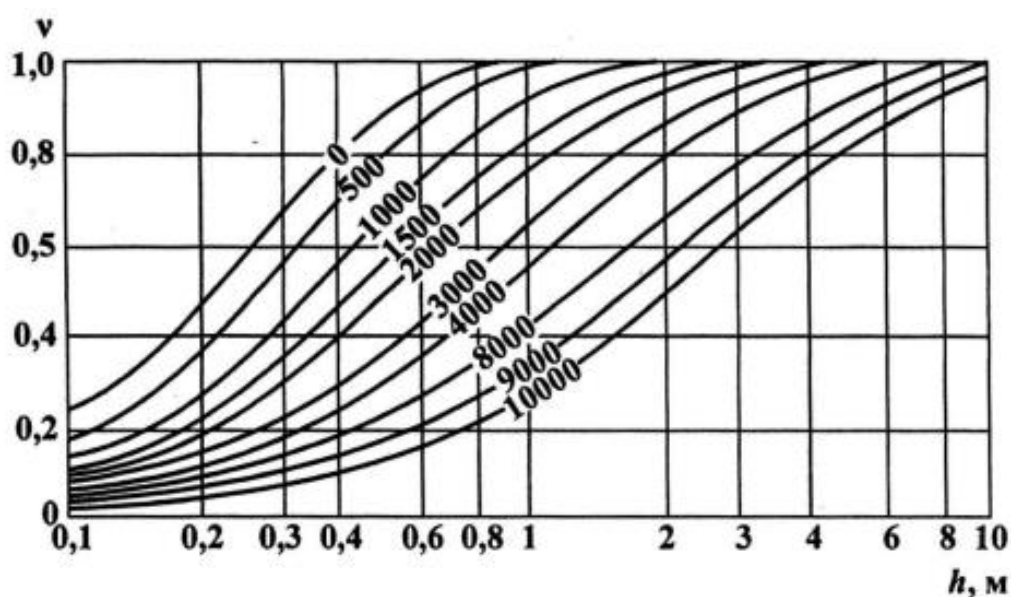


Рис. 17 Кривые зависимостей $\nu = f(h)$. Шифр кривых – $V \cdot \tau$ (м/ч)·с (Латышова, 2007)

На форму кривой ГК также во многом влияет скорость каротажа (рис.18), это учитывают при обработке с учетом поправочного коэффициента $\nu = J/J_{\infty}$ и скорости подъема прибора и постоянной по времени интегратора (τ) по соответствующей номограмме.

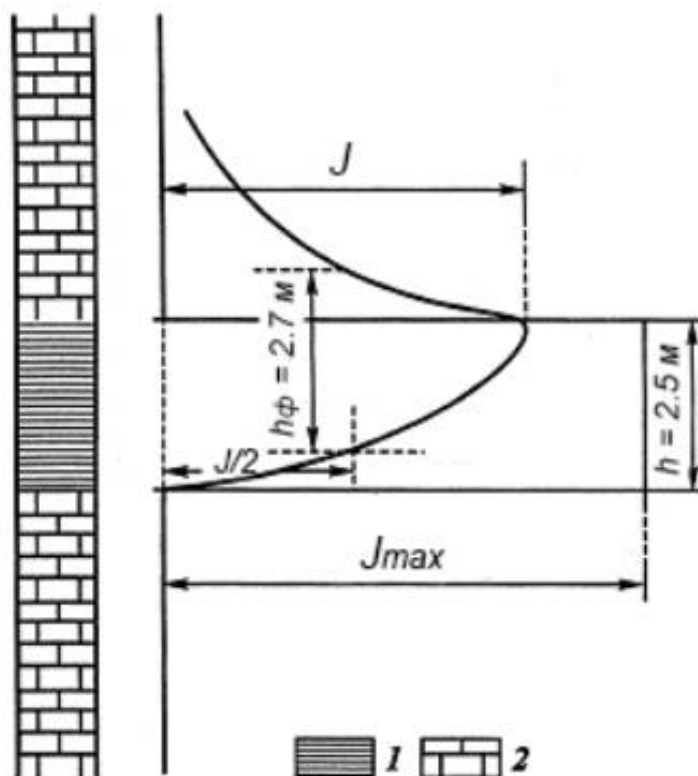


Рис. 18 Форма аномалии ГК при $V\tau = 4800$ (м/ч)·с: 1 – глина, 2- известняк (Латышова, 2007)

С помощью гамма-каротажа можно:

- оценить литологию;
- корреляция разрезов
- выделение полезных ископаемых (андигриды, апатиты, бокситы, марганцевые, железные и свинцовые руды, фосфориты и др.);
- выделить интервалы коллекторов;
- оценить глинистость пород (лучший метод для оценки глиносодержания);
- оценка фильтрационно-емкостных свойств.

Мощность пласта (чем меньше мощность пласта, тем меньше показания гамма-каротажа) и наличие каверн (каверны занижают значения ГК) влияют на показания каротажных работ. Метод работает, как в обсаженных стволах скважины, так и не в обсаженных (рис.19).

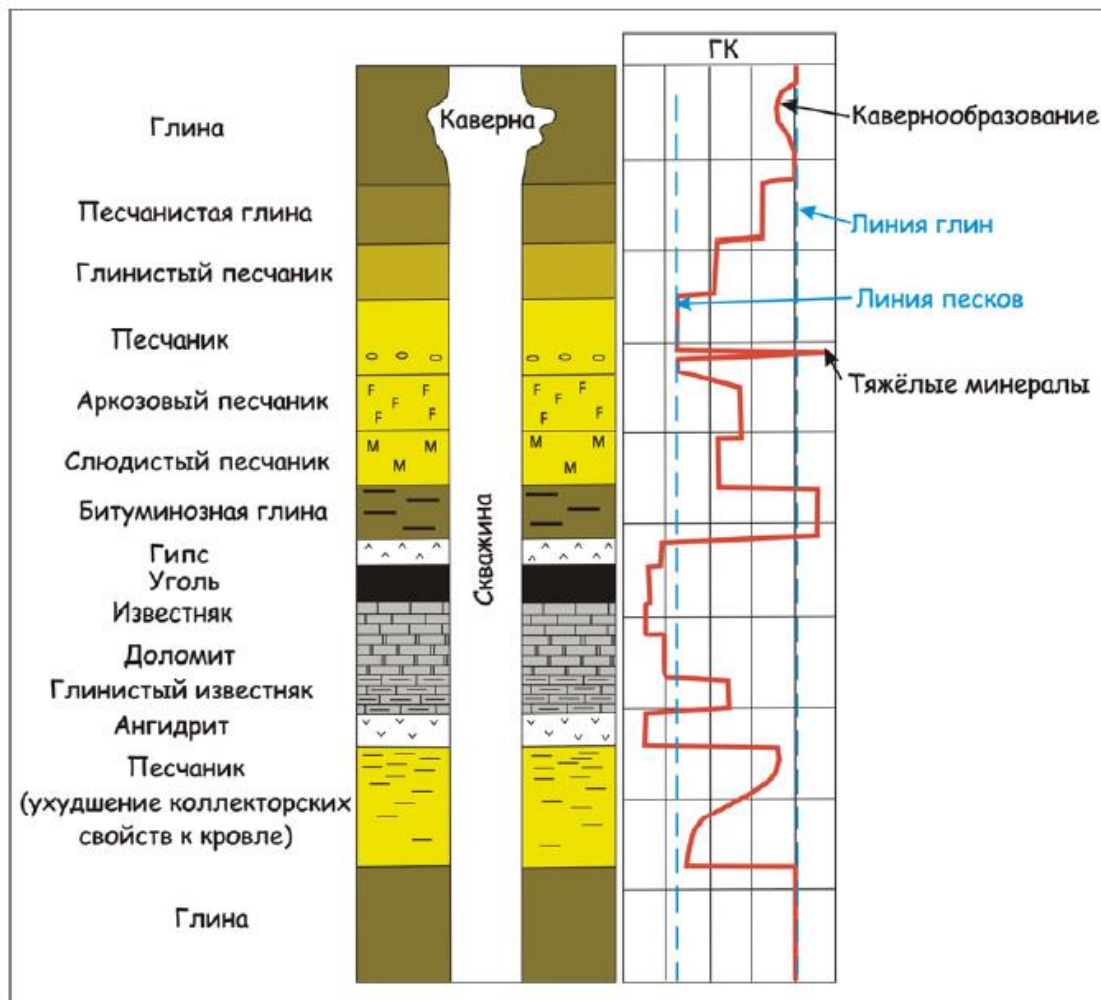


Рис.19 Пример расчленения пластов горной породы методом ГК

<https://www.geolib.net/gis/gamma-karotazh.html>

2.5.2 Нейтронный гамма-каротаж

Метод НГК основан на облучении горных пород быстрыми нейтронами и регистрации гамма-излучения, возникающего при захвате тепловых нейтронов в породе. НГК часто используется для выделения коллекторов и оценки пористости, нефте-, газо- и водонасыщенности коллекторов, пластов угля в обсаженных и необсаженных скважинах.

Поскольку нейтроны не имеют электрического заряда, проникающая способность их очень велика. Сталкиваясь с ядрами атомов горных пород, нейтроны теряют часть своей энергии, замедляются. При этом большая часть кинетической энергии теряется при упругом соударении с ядрами легких атомов, главным образом, водорода. После примерно 25 соударений с ядрами водорода нейтроны замедляются до "тепловых" энергий (около 0,025 эВ) и диффундируют через породы, пока не будут захвачены. Акт захвата теплового нейтрона

сопровождается испусканием γ -квантов, которые образуют так называемое γ -излучение радиационного захвата (ГИРЗ). Часть этих γ -квантов фиксируется детектором в скважинном снаряде НГК.

Кроме радиационного гамма-излучения ($I_{n\gamma}$), детектор будет фиксировать также и гамма-кванты другого происхождения. Суммарную зарегистрированную интенсивность гамма-излучения можно представить в виде ряда:

$$I_{\Sigma} = I_{n\gamma} + I_{\gamma} + I_{\phi} + I_{\gamma\gamma}, \quad (2.9)$$

где I_{γ} - естественное гамма-излучение пород; I_{ϕ} - фоновое гамма-излучение источника нейтронов; $I_{\gamma\gamma}$ - гаммаизлучение источника, претерпевшее комптоновское рассеяние в породах и обсадных трубах скважины.

При использовании зондов малой длины (0,3 м и менее) зависимость распределения вторичного гамма-излучения от содержания водорода получается обратной (рис. 14.4). А между большой и малой существует такая длина зонда, при которой показания НГК вообще не зависят от водородосодержания. Такая длина зонда называется инверсионной. Она определяется в основном замедляющими свойствами среды и составляет в среднем около 20-25 см. Соответственно большие зонды называются заинверсионными, малые – доинверсионными. Доинверсионные зонды редко применяются на практике из-за того, что они обладают малой глубиной исследования.

Нейтронный гамма-каротаж только с большими, заинверсионными (более 0,4 м) зондами, которые обычно и используются при исследовании нефтяных и газовых скважин. Таким образом, метод НГК является индикатором количества водорода (воды и нефти) в горных породах. А так как жидкость содержится в основном в порах пород, то НГК дает возможность оценивать пористость пород.

Минимальные показатели НГК у пород с повышенным водородосодержанием, (потому что водород сильный замедлитель тепловых нейтронов). Они наблюдаются у глин, так как у глин большое количество воды заключено в капиллярах.

Терригенные коллекторы обладают средними показателями; карбонатные коллекторы – максимальными показаниями НГК. Примесь глинистого материала понижают амплитуду кривой.

Для газонасыщенных пород максимальные значения НГК, для нефтенасыщенных характерны промежуточные значения кривой, а для водонасыщенных пластов значения чуть больше, чем у нефтенасыщенных из-за наличия в воде минералов хлора (при захвате нейтронов атомами хлора выделяется большое количество гамма-квантов (рис.20).

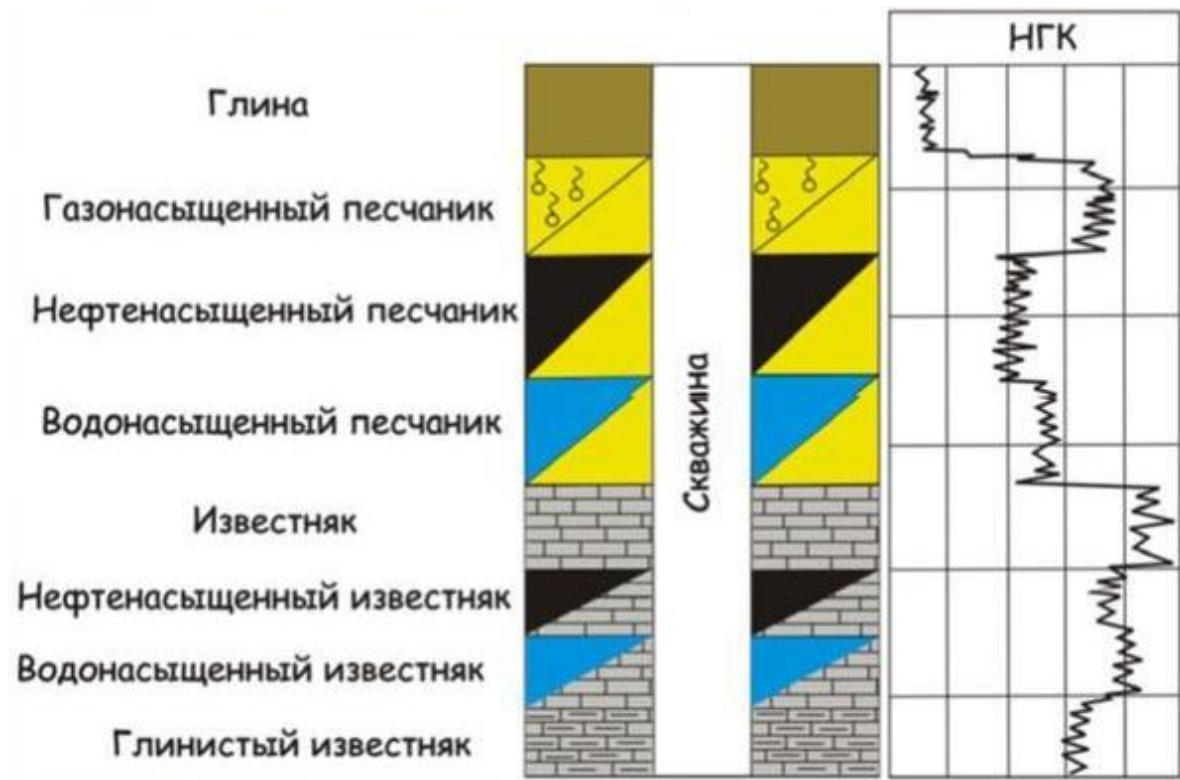


Рис.20 Пример расчленения пластов горной породы методом НГК
<https://www.geolib.net/gis/neytronnyy-gamma-karotazh.html>

На показания НГК влияют:

- глинистая корка – снижает показания
- буровой раствор повышает показания из-за наличия хлора
- диаметр скважины – чем он больше, тем ниже показания
- зона проникновения – занижает показания газонасыщенного пласта

2.6 Акустический каротаж

Основан на регистрации упругих колебаний при распространении волн от источника к приемнику прибора. Метод работает в необсаженных скважинах.

Скорость упругих волн в горных породах зависит от минерального состава пород, их структурно-текстурных особенностей, пористости и влажности, а также от давления, под которым эти породы находятся.

Известно, что в однородной упругой среде распространяются две независимые волны: продольная P и поперечная S . Скорости распространения и той и другой зависят от модуля продольного растяжения E (модуля Юнга), модуля поперечного сжатия μ (коэффициента Пуассона) и плотности σ :

$$V_P = \sqrt{\frac{E(1-\mu)}{\sigma(1+\mu)(1-2\mu)}}; \quad V_S = \sqrt{\frac{E}{2\sigma(1+\mu)}}; \quad (2.10)$$

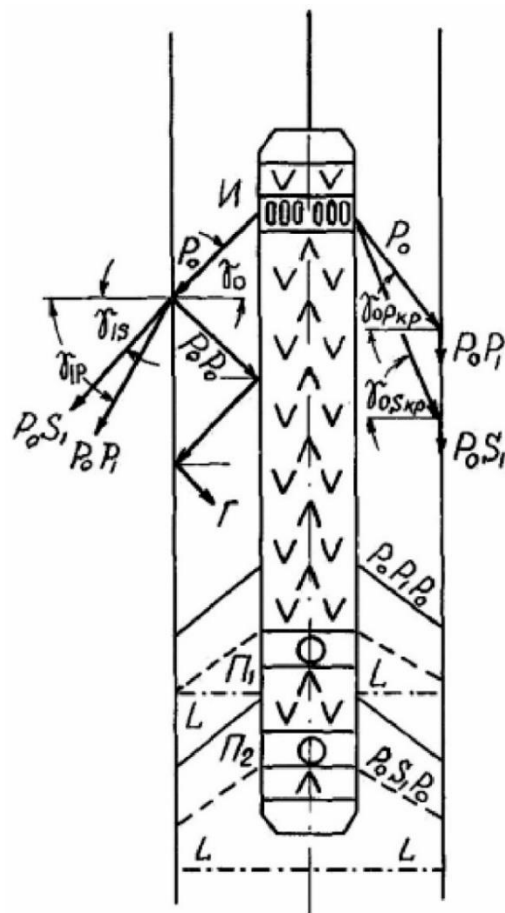
Для большинства горных пород $V_P \approx 1,73 V_S$.

От источника по буровому раствору распространяется только продольная волна P_0 (поперечные волны через раствор не проходят). После того как колебания достигнут стенки скважины, они возбуждают в горных породах продольные P и поперечные S колебания. Эти волны при распространении вдоль поверхности скважины возбуждают в буровом растворе головные продольные волны $P_0P_1P_0$ и обменные волны $P_0S_1P_0$, которые приходят к приёмникам скважинного прибора.

В первых вступлениях приходит, как правило, головная волна $P_0P_1P_0$, распространяющаяся со скоростью продольных колебаний в горных породах.

Следом за головной волной приходит обменная волна $P_0S_1P_0$. Эта волна распространяется со скоростью V_{S1} в горных породах.

Кроме головных волн, в скважине образуются волны– гидроволны - Γ , многократно отраженные от стенок скважины и корпуса прибора, и трубные или Лэмба-Стоунли – L . Волна образуется на контакте твёрдого тела (пород) с жидкостью (буровым раствором) (рис.21).



Фронты упругих волн:

- $P_0P_1P_0$ - головные волны
- $P_0S_1P_0$ - обменные волны
- L - волны Лемба-Стоунли

Γ - гидроволны

Рис. 21 Схема распространения упругих волн при возбуждении их в необсаженной скважине (Сковородников, 2014)

Из параметров, характеризующих коллекторские свойства, на скорость P и S волн сильнее всего влияют пористость K_p (или объемная трещинная пустотность K_{tr}) и характер заполнения пор. Наиболее отчетливая зависимость между пористостью и скоростью упругих волн отмечается для цементированных пород с межзерновой пористостью.

Скорость распространения упругой волны в пласте при выполнении АК называют пластовой, а Δt – интервальным временем пробега упругой волны. Для пористых и газонасыщенных пород характерно увеличение интервального времени, а для плотных наоборот уменьшение.

Наименьшие скорости (от 1 до 2 км/с) наблюдаются в слабосцементированных осадочных породах. Для магматических и кристаллических метаморфических пород

характерны скорости 4,5-6,5 км/с. Наибольшей скоростью отличаются плотные, кремнистые известняки и доломиты ($V_p = 7,1$ км/с) (рис.22).

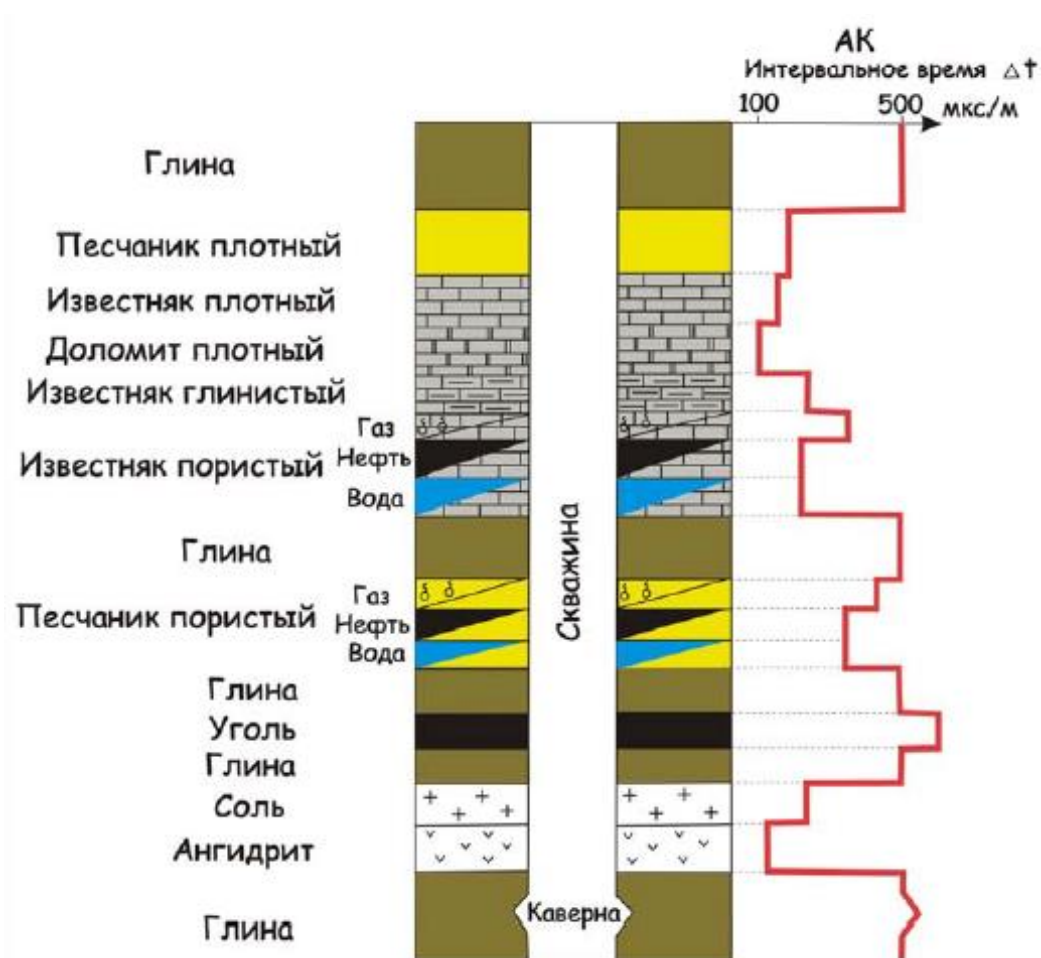


Рис. 22 Пример расчленения пластов горной породы методом АК

(<https://www.geolib.net/gis/akusticheskiy-karotazh.html>)

Метод позволяет провести:

- литологического расчленения разрезов скважин и выделения коллекторов,
- оценку пористости (или трещиноватости) и типа порового пространства, характера насыщения, проницаемости, прочностных свойств горных пород;
- определения положения водонефтяного контакта (ВНК) и газожидкостных контактов (ГЖК).
- изучение технического состояния скважины

На основе физики упругих волн существует несколько методов применения акустического каротажа.

Акустический каротаж по скорости

Данный метод основан на регистрации времени вступления головных волн на приемниках (t_1 и t_2) и вычислении интервального времени Δt . Обе волны по пути от источника до приёмника проходят одинаковую часть пути по бурового раствору и глинистой корке. Волны проходят равное расстояние, что позволяет исключить влияние скважины.

Скорость распространения упругой волны определяется (v_{Π}) формулой:

$$v_{\Pi} = \frac{S}{(t_2 - t_1)}; \quad (2.11)$$

Интервальное время (Δt) – это время распространения упругой волны в среде на расстояние 1 м:

$$\Delta t = \frac{1}{v_{\Pi}} = \frac{(t_2 - t_1)}{S}; \quad (2.12)$$

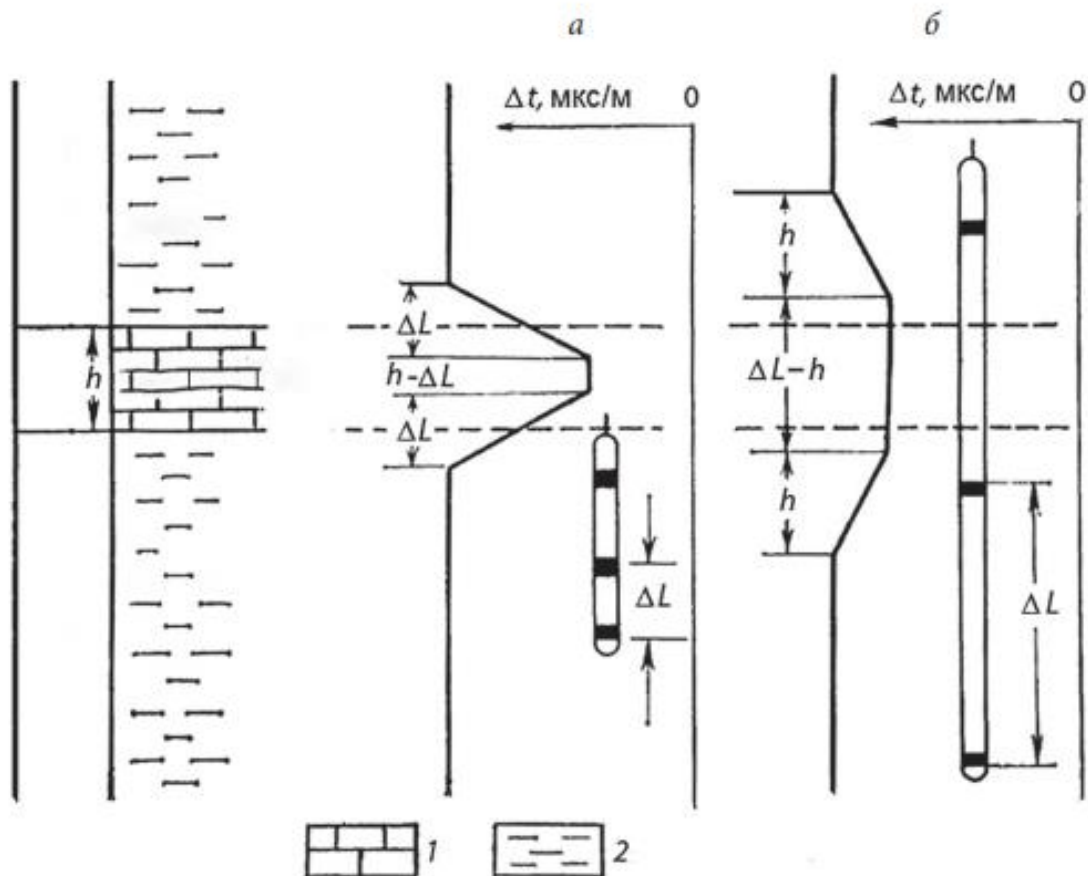


Рис. 23 Кривые Δt для пластов разной мощности $h > \Delta L$ (а) и $h < \Delta L$ (б)

1-известняки, 2-глины

(Итенберг,1987)

АК по затуханию

Так как энергия упругих волн имеет свойство поглощаться в среде, то число (амплитуда) принимаемых сигналов уменьшается. Таким образом конечная амплитуда описывается формулой:

$$A = A_0 \exp(-\alpha_{AK} S); \quad (2.13)$$

где, A_0 – исходная амплитуда сигналов от источника, α_{AK} - коэффициент поглощения волн.

Коэффициент поглощения (ослабление) α_{AK} – это величина, отображающая уменьшение амплитуды колебаний волны по мере удаления от приемника. Увеличение этого коэффициента сигнализирует о трещиноватости породы. Определяется по формуле:

$$\alpha_{AK} = \frac{\ln(\frac{A_1}{A_2})}{\Delta L}; \quad (2.14)$$

где A_1, A_2 – амплитуды волн, регистрируемых приемниками Π_1 и Π_2 , ΔL – база зонда (расстояние между центрами приемников $\Pi_1 \Pi_2$)

Волновой акустический каротаж

Выполняется с помощью специальных магнитных регистраторов. Они позволяют создавать дискретную запись волновых картин колебаний (ВК) и непрерывную запись фазокорреляционных диаграмм (ФКД) с определенным шагом дискретизации по глубине.

Фазокорреляционные диаграммы представляют собой запись линий равных фаз разных волн. Толщина линий на ФКД пропорциональна амплитуде сигнала. По ФКД можно идентифицировать волны различных типов, оценить их кинематические и динамические параметры, расчленив разрез скважины по литологии.

2.7 Кавернометрия

Кавернометрия – один из методов геологического исследования скважин, предназначенный для определения диаметра скважины.

В ходе кавернометрии сравнивают номинальный диаметр скважины d_n , соответствующий диаметру долота и фактический диаметр скважины d_c .

Приборы для измерения диаметра скважины называются каверномерами. Они бывают различными по конструкции: рычажными, фонарными, управляемыми и неуправляемыми. В любом случае в них имеется скользящий по стенке скважины механизм и преобразователь

положения этого механизма в электрический сигнал, зачастую посредством изменения активного сопротивления электрической цепи (рис. 23).

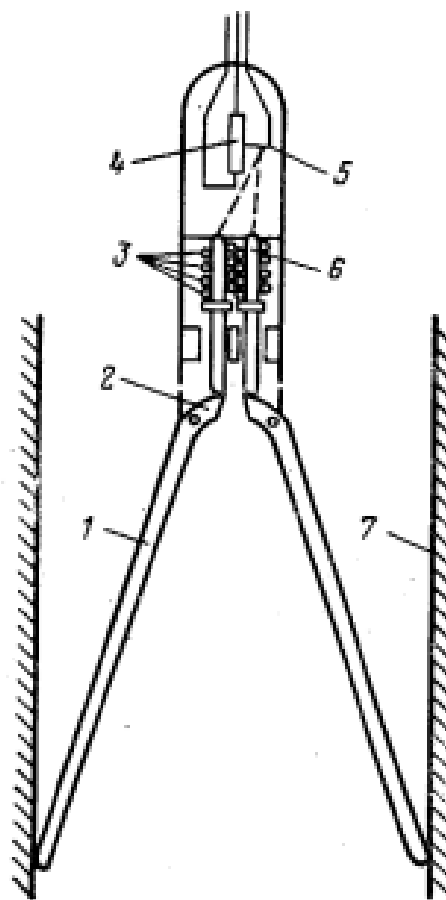


Рис. 24 Схема конструкции рычажного каверномера (Знаменский
1 - длинные плечи; 2 – короткие плечи; 3 – пружина; 4 – омический датчик; 5 -
ползунок; 6 – шток; 7 – стенка скважины.

Помимо определения диаметра скважины, кавернометрия помогает в уточнении разреза пластов и выявлении потенциальных пластов коллекторов. Особенность метода заключается в том, что при бурении скважины не всегда диаметр скважин равен диаметру долота. Например, при прохождении соляных и глинистых толщ диаметр скважины может увеличиваться, а при бурении проницаемых пластов песчаников наоборот уменьшаться. Это объясняется образованием толстой глинистой корки в зонах пористой породы. При вскрытии твердых и непроницаемых пластов, например, известняков и доломитов диаметр скважины остается номинальным (рис.24).

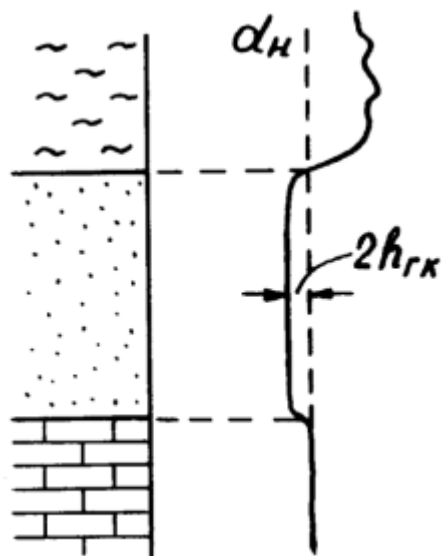


Рис. 24 Зависимость диаметра скважины от литологии разреза (Мейер, 1980)

Также кавернометрия полезна при определении затрубного пространства при расчете объема цемента, требуемого для цементации колонны.

Глава 3. Методики оценки параметров коллекторов

3.1 Литологическое расчленение разрезов скважины

Литологическое расчленение разрезов скважины, определение их границ и мощностей и последующее выделение коллекторов с оценкой их пористости, проницаемости, глинистости и насыщения являются первостепенными задачами ГИС.

Информация, полученная в ходе изучения керна, шлама и палеонтологического определения возраста пород, способствует точному расчленению разрезов.

Прежде чем приступить к литологической интерпретации, диаграммы различных методов увязывают по глубине. Для этого выбирают пласты с наиболее четкими особенностями на каротажных диаграммах. Решение вопроса о литологическом расчленении зависит от типа геологического разреза

Песчано-глинистые разрезы с высокой пористостью и проницаемостью наиболее ярко выделяются на планшете ГИС. Но с глубиной плотность пород увеличивается. Со снижением пористости и проницаемости осадочных пород данные каротажа слабо отличаются от значений карбонатов. Для песчано-глинистого разреза основными методами ГИС являются: ПС, КС и МЗ, дополнительными: ГК, НГК, АК, КМ.

Осадочный разрез представлен главным образом песками, песчаниками, алевролитами, глинами, глинистыми песчаниками, а также реже глинистыми сланцами, мергелями и аргиллитами.

Глины и глинистые породы выделяются самыми низкими показателями кажущегося сопротивления (КС) (от 2 до 20 Ом*м), сходством значений кажущихся сопротивлений микропотенциал- и градиент-зондов ($r_{кмгз} \approx r_{кмпз}$), положительными аномалиями ПС, повышенной естественной радиоактивностью, высокими значениями интервального времени пробега упругой волны ($\Delta T = 300-500$ мкс/м) на диаграммах АК, минимальными показаниями на диаграммах НГК, увеличением фактического диаметра скважины против номинального.

Песчаники и алевролиты имеют отрицательные показания на диаграммах ПС, более высокие значения КС (от единиц до сотен Ом*м), положительные приращения Δr_k на диаграммах микрозондов ($r_{кмпз} > r_{кмгз}$), промежуточные показания на диаграммах ГК и НГК, более низкие значения интервального времени по АК (у песчаников $\Delta T = 175-330$ мкс/м, у алевролитов - 200-275 мкс/м) и на кавернограммах фиксируется уменьшение диаметра против номинального (рис. 25).

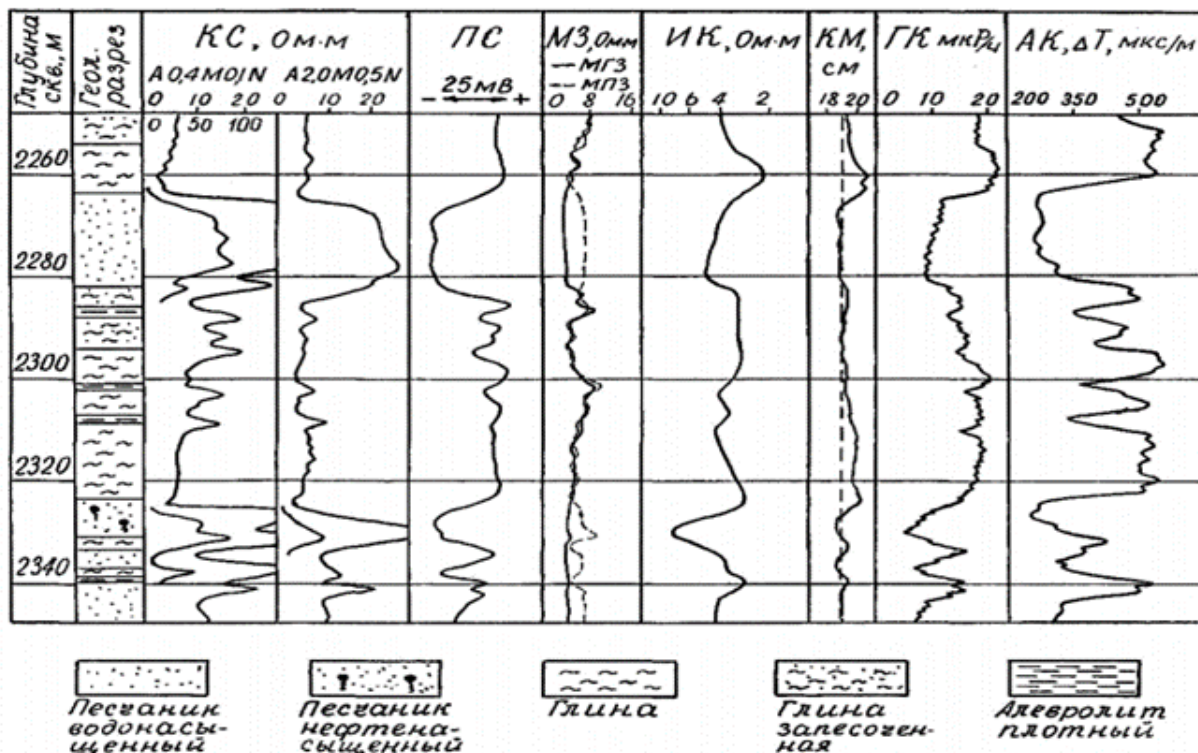


Рис.25 Пример расчленения песчано-глинистого разреза по комплексу каротажных диаграмм на Очимкинской площади Тюменской обл. скв. №14 (Сковородников, 2014)

При расчленении карбонатного разреза применяют методы КС, НГК и АК; дополнительными считаются: ПС, ГК, КМ. Карбонатный разрез обычно представлен известняками и доломитами в разных видах: плотные и крепкие, пористые и трещиноватые, глинистые и т. п. На диаграммах КС карбонатные толщи выделяются как зоны высокого сопротивления - от 100 до 1000 и 10000 Ом*м. Рыхлые и кавернозные известняки характеризуются высокими значениями КС.

На диаграммах ПС карбонатные породы выделяются отрицательными аномалиями на фоне глин. Амплитуда аномалий уменьшается с ростом глинистости и увеличивается с ростом пористости.

Диаграммы ГК выделяют карбонатную толщу пониженными значениями естественной радиоактивности (3-6 мкР/час), которая несколько повышается с увеличением глинистости. На диаграммах НГК разности карбонатных пород отмечаются высокими показаниями, поскольку содержат очень мало водорода.

Акустический каротаж хорошо отбивает всю карбонатную толщу пониженными значениям интервального времени ($\Delta T = 140-250$ мкс/м), выделяя внутри нее все пористые и трещиноватые разности повышением ΔT , независимо от характера насыщения. По кавернометрии плотным известнякам соответствуют зоны, где фактический диаметр скважины равен номинальному.

В интервале галогенных отложений используют нейтронные методы, ГК, ГГК, АК и кавернометрию. Гипсы выделяются по низким показаниям нейтронных методов из-за высокого водородосодержания, а также низкими значениями ГГК-П и АК. Главным отличием ангидритов от гипсов на каротажных кривых являются высокие значения НГК. Каменной соли характерны высокие значения нейтронных методов и увеличение диаметра скважины.

3.2 Выделение коллекторов и оценка их насыщения

Выделение терригенных коллекторов

Терригенные коллекторы могут быть представлены межзерновыми, трещинными и трещинно-межзерновыми породами. Основная масса нефтегазовых залежей в терригенном комплексе приурочена к коллекторам с межзерновой пористостью.

Песчаные и алевроитовые коллекторы в терригенном разрезе выделяют по совокупности данных основных комплексов ГИС.

Для выделения терригенных коллекторов обращают внимание на ряд признаков:

- 1) Отрицательная аномалия ПС при значениях удельного сопротивления фильтрата бурового раствора выше, чем удельного сопротивления пластовой воды ($\rho_{\phi} > \rho$) и положительная - наоборот;
- 2) Если фильтрат бурового раствора проникает в водоносный пласт, то кажущиеся удельное сопротивление растет, а если фильтрат бурового раствора попадает в нефтеносный пласт, то заметно понижение сопротивления.
- 3) Минимальные значения ГК. Исключением могут быть наличие песчаников, включающих в свой состав минералы с радиоактивными свойствами (глауконит, монацит, полевой шпат и т.д.);
- 4) Сужение диаметра скважины за счет наличия глинистой корки;
- 5) Увеличение интервального времени ΔT на диаграмме акустического каротажа;
- 6) Наличие положительного приращения данных МПЗ над МГЗ;
- 7) Для газонасыщенных коллекторов регистрируются повышенные показания НГК. Для нефтенасыщенных коллекторов характерны промежуточные значения кривой НГК.
- 8) Для водонасыщенных коллекторов характерно небольшое увеличение показаний НГК в сравнении с показаниями НГК в нефтенасыщенных породах.

Выделение карбонатных коллекторов

В зависимости от структуры порового пространства и условий фильтрации карбонатные коллекторы можно условно разделить на два типа: гранулярные (с межзерновой

пористостью) коллекторы и трещинные (трещинные, кавернозные и смешанного типа) коллекторы. Гранулярные карбонатные коллекторы имеют такую же геофизическую характеристику, как и песчаные коллекторы. Выделение коллекторов в этом случае заключается в расчленении разреза на глинистые и неглинистые породы и в выявлении среди последних высокопористых разностей. Наиболее надежные результаты, как и в случае терригенного разреза, могут быть получены по данным микрокаротажа.

Трещинные и кавернозно-трещинные коллекторы имеют весьма широкое распространение среди карбонатных пород. На каротажных кривых они не имеют четко выраженных характеристик, и распознавание их в разрезе скважины по обычному комплексу ГИС связано с большими трудностями.

Для выделения карбонатных коллекторов сложной структуры эффективен способ временных исследований. Коллекторы определяют по данным сопоставления кривых, зарегистрированных в разное время одной и той же аппаратурой в одинаковом масштабе. Таким способом можно оценить зону проникновения бурового раствора в породу. Первый замер производится при наличии обычного раствора в скважине. Спустя время проводят второй замер с использованием глинистого раствора с добавленными в него различными активаторами и измененными его физическими свойствами: например, сниженным удельным электрическим сопротивлением, повышенной радиоактивности раствора и т.д. Совмещая диаграммы первого и второго замера, выделяют коллекторы по изменению показаний измеряемого параметра, обусловленного изменением глубины проникновения бурового раствора. Эффективность исследования возрастает при повышении гидростатического давления в скважине за счет увеличения плотности раствора.

Способ временных замеров эффективен при выделении газоносных пластов, когда было произведено несколько замеров НГК: первый при вскрытии пласта во время бурения, а остальные – после цементации обсадной колонны. Выделение газоносного пласта основано на расформировании зоны проникновения газоносного коллектора, где в результате диффузии фильтрат бурового раствора замещается газом, что и отмечается положительным приращением НГК, зарегистрированных спустя некоторое время.

Продуктивность коллекторов карбонатного типа может быть оценена по:

- превышению кажущегося сопротивления, зарегистрированным боковым каротажом над кажущимся сопротивлением, зарегистрированным при микробоковом каротаже (при сравнении диаграмм БК и МБК в одинаковом масштабе).
- увеличению показаний кажущегося сопротивления экранированного или индукционного зондов на кривой второго замера при изучении способом временных исследований

- наличие приращений на диаграммах НГК, записанных в разное время зондом одной и той же длины.

3.3 Определение пористости

3.3.1 Определение пористости методом ПС

Для оценки пористости коллекторов методом ПС строится корреляционная связь между относительной амплитудой ПС ($\alpha_{пс}$) и коэффициентом пористости, известном из керновых исследований.

Относительная амплитуда ПС ($\alpha_{пс}$) - является отношением амплитуды аномалии ПС для данного пласта к максимальной амплитуде чистого песчанистого пласта) и определяется по формуле:

$$\alpha_{пс} = \frac{E_s}{E_{s, \max}}, \quad (3.1)$$

где E_s — амплитуда ПС для данного пласта, исправленная за мощность пласта;

$E_{s, \max}$ — статическая (приведенная) амплитуда ПС для опорного пласта с максимальной амплитудой ПС.

Из анализа результатов корреляционных связей выведена формула для подсчета коэффициента пористости чаркобожской свиты (рис. 26) (Проект поисково-оценочного бурения, 2017):

$$K_{п,пс} = 10.97 * \lg(\alpha_{пс}) + 27.8, \quad (3.2)$$

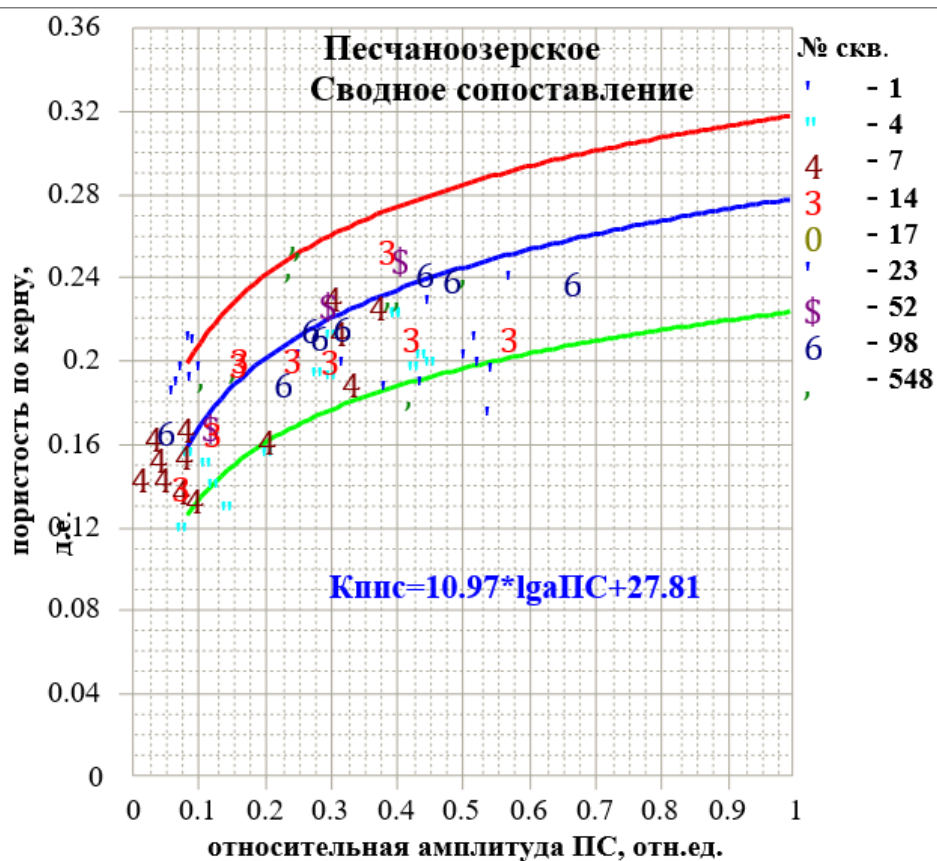


Рис.26 Сопоставление относительной амплитуды ПС с пористостью по керну (зависимости типа «кern-ГИС»). Песчаноозерское месторождение, отложения чаркабожской свиты.

Красная и зеленые линии-граничные условия, синяя линия - корреляционная линия, соответствующая уравнению. Цифрами указаны значения пористости определенной скважины

(Проект поисково-оценочного бурения ..., 2017)

3.3.2 Определение пористости методом АК

Оценка пористости методом АК производится по уравнению (рис. 27) Проект поисково-оценочного бурения, 2017):

$$K_{П} = \frac{(\Delta t - \Delta t_{ск})}{(\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск})} \quad (3.3)$$

где: Δt – измеренное интервальное время; $\Delta t_{ж}$ - интервальное время в насыщающем поровое пространство породы флюиде (650 мкс/м); $\Delta t_{ск}$ - интервальное время в скелете породы.

Так как матрица песчаников чаркабожской свиты сложена как корродированными (52% объёма породы), так и некорродированными зёрнами (48% объёма породы), то средняя скорость упругой волны в скелете породы будет рассчитываться с учетом процентного соотношения обоих типов зёрен.

Интервальное время для некорродированных зёрен не будет отличаться от своих табличных значений – 170 мкс/м (Проект поисково-оценочного бурения ..., 2017). Для корродированных же зёрен матрицы интервальное время будет тем выше, чем выше степень их коррозии и, соответственно, выше их внутризерновая пористость.

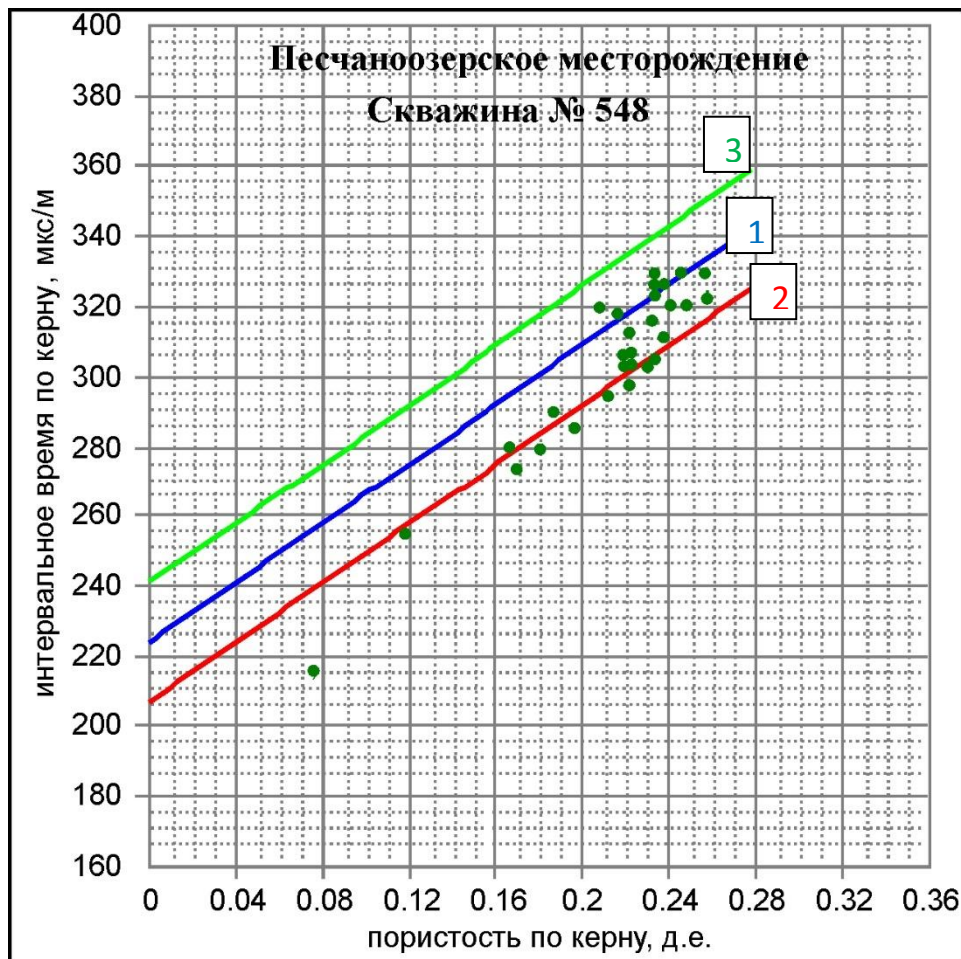


Рис. 27 Сопоставление значений интервального времени и пористости, замеренных по керну в чаркабожской свите (Проект поисково-оценочного бурения ..., 2017).

Шифр кривых: 1 – корреляционная линия, соответствующая уравнению 3.3; 2,3 – линии доверительного интервала.

Точками указаны значения пористости по керну

В результате капиллярометрии стало известно, что для координированных зерен среднее значение внутризерновой пористости равно 22%. Тогда из формулы оценки пористости по АК, получим среднее значение интервального времени в скелете, равное 275.6 мкс/м. Подставляя найденные значения можно узнать среднюю скорость упругой волны в скелете породы:

$$\Delta t_{ск} = (\Delta t_{ск1} * K_{ск1} + \Delta t_{ск2} * K_{ск2}) = (0.48 * 170 + 0.52 * 275.6) = 225 \text{ мкс/м}, \quad (3.4)$$

где $\Delta t_{ск1}$ – скорость волны в некорродированных зернах, $K_{ск1}$ -коэффициент объёма некорродированных зерен, $\Delta t_{ск2}$ – скорость волны в корродированных зернах, $K_{ск2}$ -коэффициент объёма корродированных зерен. (Проект поисково-оценочного бурения ..., 2017)

3.3.3 Определение пористости методом ИК

Удельное электрическое сопротивление пластов-коллекторов будет определяться по данным ИК. Параметр пористости ($R_{п}$) можно рассчитать по формуле (Проект поисково-оценочного бурения ..., 2017):

$$R_{п} = \frac{\rho_{в.п.}}{\rho_{в}}, \quad (3.5)$$

где $\rho_{в.п.}$ - удельное сопротивление водонасыщенных пластов, $\rho_{в}$ - удельное электрическое сопротивление пластовой воды ($\rho_{в}=0,08 \text{ Ом*м}$)

Зависимость относительного сопротивления (параметра пористости $R_{п}$) от пористости ($K_{п}$), полученная с учетом термобарических условий, приведена на рисунке 28. Связь между $R_{п}$ и $K_{п}$ определяется формулой:

$$K_{п} = \left(\frac{0,91}{R_{п}} \right)^{\frac{1}{1,98}} \quad (3.6)$$

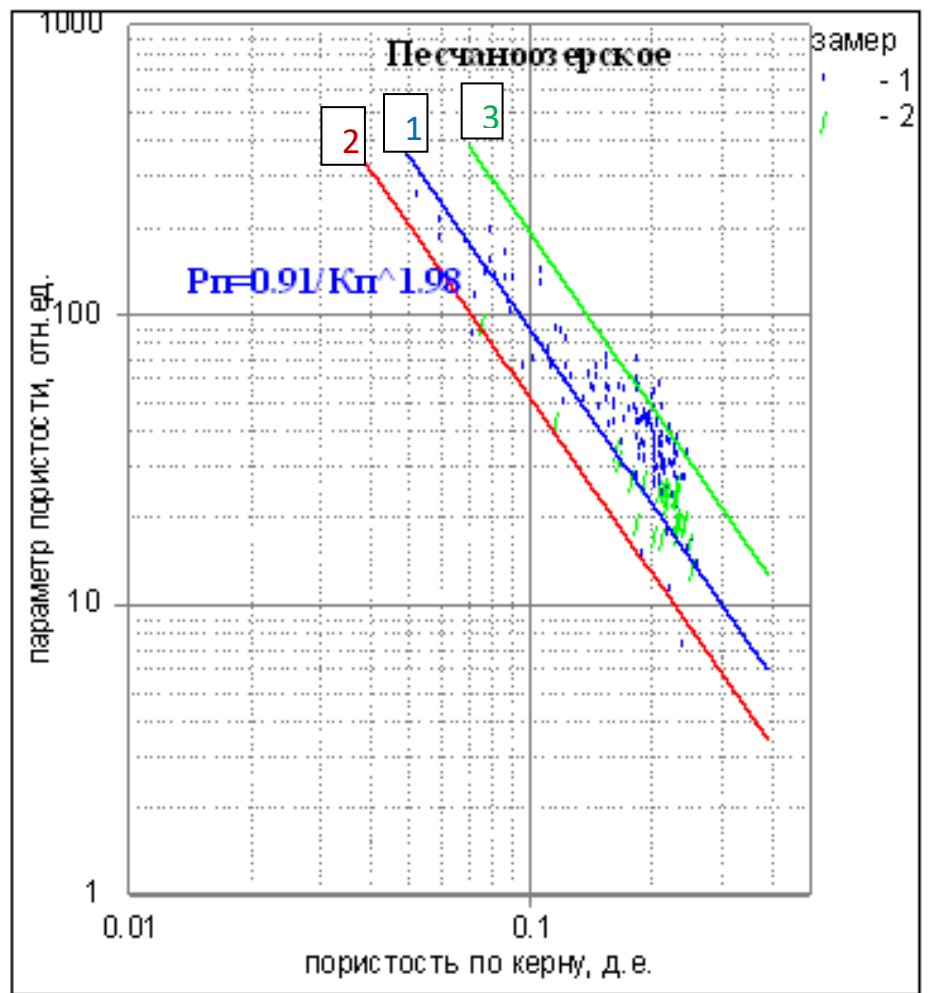


Рис. 28 Сопоставление параметра пористости с коэффициентом пористости в чаркабожской свите. (Проект поисково-оценочного бурения ..., 2017)

Шифр кривых: 1 – корреляционная линия, соответствующая уравнению 3.6; 2,3 – линии доверительного интервала

Точками указаны значения пористости по керну двух скважин.

3.4 Определение проницаемости

Значение коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) определяется формулой (Проект поисково-оценочного бурения ..., 2017):

$$K_{пр} = 10^{(7.46 \cdot \lg(K_{п}) + 6.45)}, \quad (3.7)$$

Граничные значения коэффициента пористости K_p (рис. 29) соответствуют минимальному (граничному для коллекторов) значению проницаемости ($K_{пр}$) пород, при которой в них возможно движение пластовых флюидов. По граничным значениям $K_{пр}$ и K_p определяется возможность отнесения коллектора к тем, в которых возможна фильтрация флюидов.

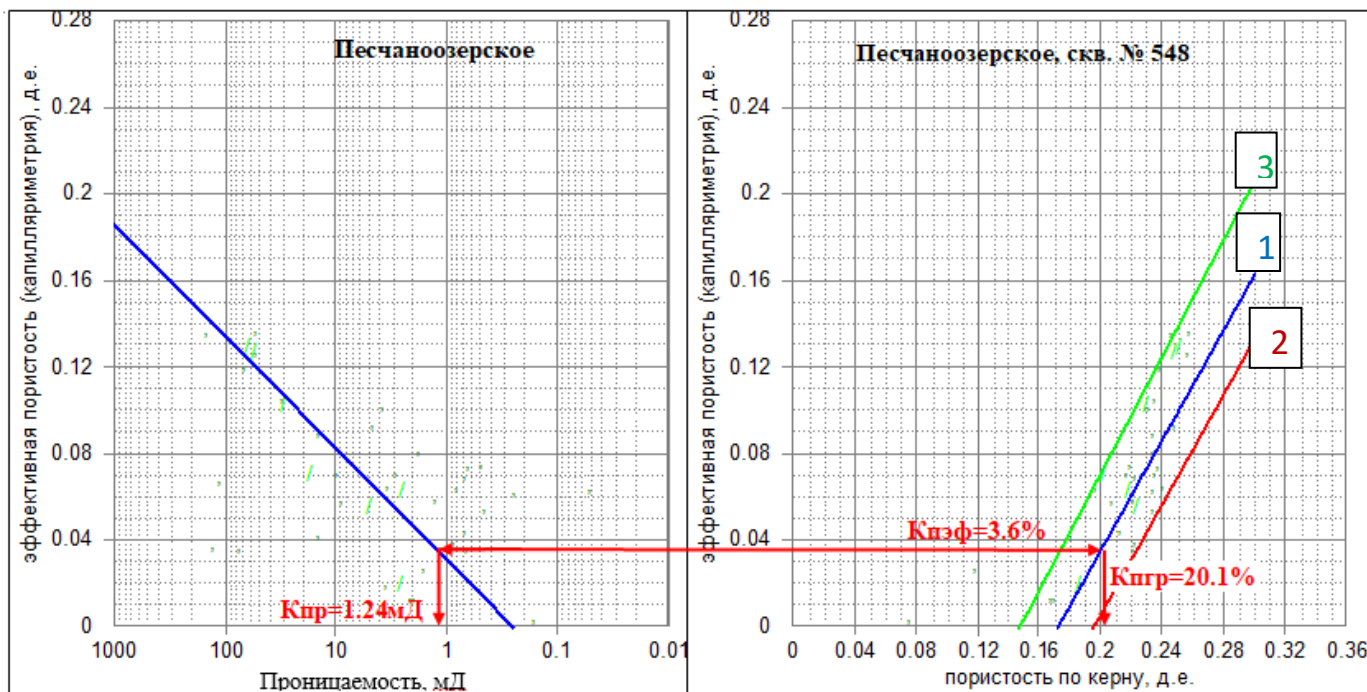


Рис. 29 Определение граничных значений пористости и проницаемости полученных по данным капиллярометрии в отложениях чаркабожской свиты
(Проект поисково-оценочного бурения ..., 2017)

Шифр кривых: 1 – корреляционная линия, соответствующая уравнению 3.7; 2,3 – линии доверительного интервала

Точками указаны значения ФЕС по керну

3.5 Определение глинистости

При определении к глинистости по данным каротажа строят корреляционные связи, сопоставляя значения керновых исследований со значениями гамма-каротажа или каротажа ПС.

При расчетах гамма-каротажем используют $\Delta J_{ГК}$ – двойной разностный параметр, характеризующий относительную амплитуду гамма-излучения.

$$\Delta J_{ГК} = \frac{J_{ГК} - J_{ГКmin}}{J_{ГКmax} - J_{ГКmin}}; \quad (3.8)$$

где $J_{ГК}$ – показания ГК, $J_{ГКmin}$ – показания ГК против чистого песчаника или известняка с минимальной интенсивностью гамма-излучения, $J_{ГКmax}$ – показания ГК против опорных пластов глин с максимальной интенсивностью.

При оценке глинистости методом ПС применяют относительную амплитуду ПС (α ПС).

После построения корреляционных связей сопоставляют значения относительных амплитуд каротажей с коэффициентами глинистости по керну.

Однако резкое ухудшение ФЕС песчаников с уменьшением размеров зерен приводит к тому, что именно они (мелкозернистые песчаники и алевролиты с очень низкой раскрытостью поровых каналов) часто выступают покрывкой в отложениях чаркабожской свиты, а не глинистые породы, как это обычно бывает в практике промышленной геологии.

Ни пористость, ни проницаемость пород чаркабожской свиты не зависят от глинистости. При одних и тех же значениях глинистости порода может обладать как высокими, так и низкими ФЕС, т.е. может быть отнесена как к коллекторам, так и неколлекторам.

По этой причине построение корреляционной связи не было произведено.

3.6 Определение водо- и нефтенасыщенности

Для оценки водонасыщения коллекторов потребуется определить параметр насыщения – отношения удельного сопротивления продуктивного коллектора $\rho_{п}$ к удельному сопротивлению водоносного пласта:

$$P_n = \rho_{нп(гп)} / (P_{п} * \rho_{в}), \quad (3.9)$$

где, P_n – параметр насыщения; $\rho_{нп(гп)}$ - удельное электрическое сопротивление нефте-(газо-) насыщенной породы, Омм; $P_{п}$ – параметр пористости; $\rho_{в}$ – удельное электрическое сопротивление пластовой воды, Ом*м ($\rho_{в.} = 0,08$ Омм)

Параметр пористости, определенный по ИК:

$$P_{п} = \rho_{в.п.} / \rho_{в}, \quad (3.10)$$

где, $\rho_{в.п.}$ - удельное сопротивление водонасыщенных пластов.

Из результатов сопоставления изучения керна с данными ИК (рис. 30) известно, что:

$$K_B = \left(\frac{0,93}{P_n} \right)^{\frac{1}{2,31}}, \quad (3.11)$$

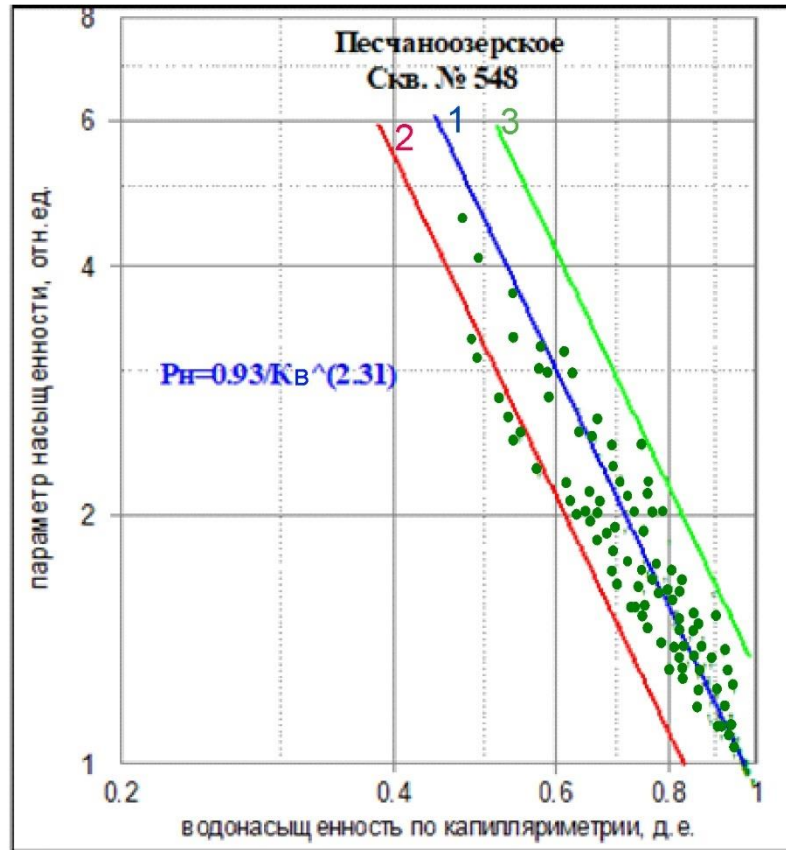


Рис. 30 Сопоставление параметра насыщенности с коэффициентом водонасыщенности чаркабожской свиты (Проект поисково-оценочного бурения ..., 2017)

Шифр кривых: 1 – корреляционная линия, соответствующая уравнению 3.11; 2,3 – линии доверительного интервала

Точками указаны значения водонасыщенности по керну

Коэффициент нефтенасыщенности определяется по формуле:

$$K_n = 1 - K_v, \quad (3.12)$$

где: K_n - коэффициент нефтенасыщенности, K_v - коэффициент водонасыщенности

Также Арктическая геофизическая партия ПГО "Волгокамскгеология" сопоставила коэффициент пористости с коэффициентом остаточной водонасыщенности и коэффициент пористости со значениями удельного электрического сопротивления (рис. 31). По этим зависимостям можно определить характер насыщения коллекторов чаркабожской свиты.

При газонасыщенности меньше 10 % и нефтенасыщенности меньше 23 % в потоке будет практически одна вода. При газонасыщенности меньше 10 % движение газа не будет происходить. При содержании в породе газа свыше 33-35 % фильтроваться будет один газ.

При нефтенасыщенности меньше 23 % движение нефти не будет происходить. При содержании воды от 20 до 30 % и газа от 10 до 18 % фильтроваться может только одна нефть.

Области, отвечающие двухфазным потокам (газ-вода, газ-нефть, вода-нефть) – промежуточные (заштрихованные), примыкают к сторонам треугольника (рис. 32).

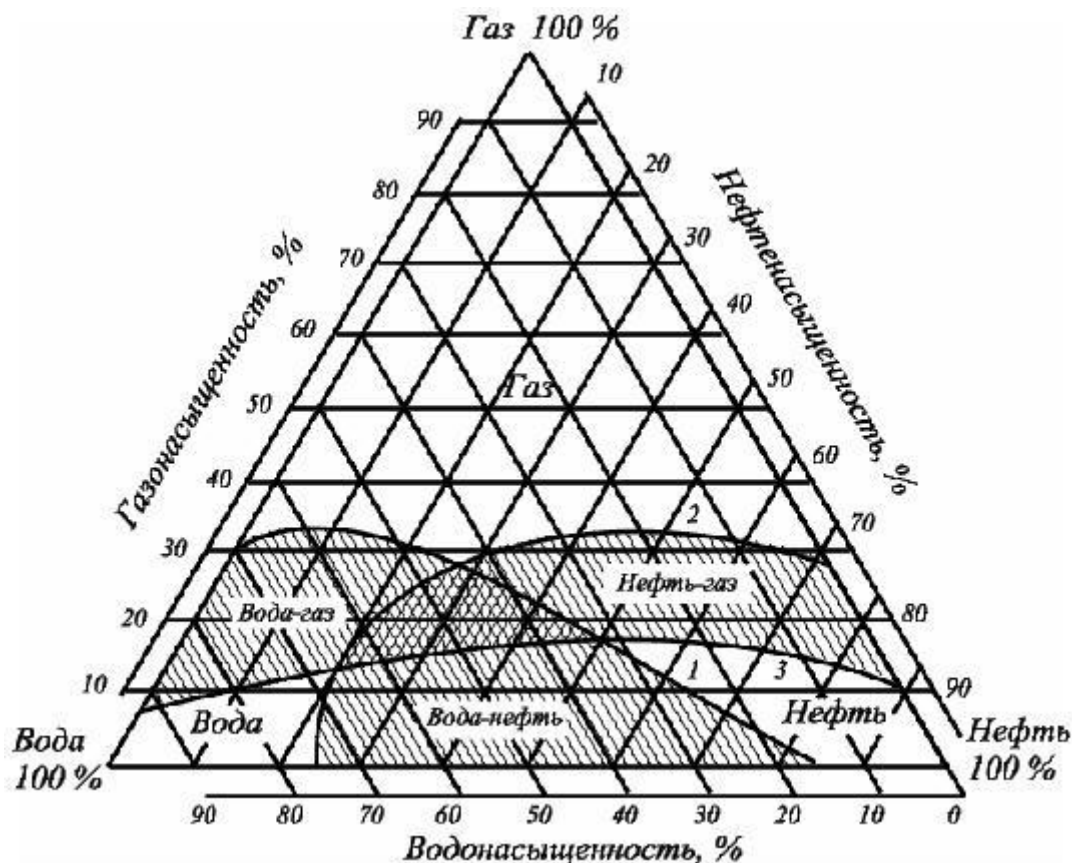


Рис. 32 Области распространения одно-, двух- и трёхфазного потоков
(<https://studfile.net/preview/5581936/page:10/>)

Область существования трёхфазного потока (совместного движения в потоке всех трех фаз) выделена двойной штриховкой. Для нецементированных песков она находится в пределах насыщенности: нефтью от 23 до 50 %, водой от 33 до 64 %, газом от 14 до 30 %.

Глава 4. Результаты применения комплекса каротажа на Песчаноозерском месторождении

В работе используются данные методов каротажа: ПС, кавернометрии, КС и микрозондов каротажа сопротивлений, ГК, АК, НГК и индукционного каротажа (ИК). При обработке данных каротажа используется программа Petrel 2017.

Обработка данных проводится по геофизическим данным скважин: №50 и №62 (рис.33).

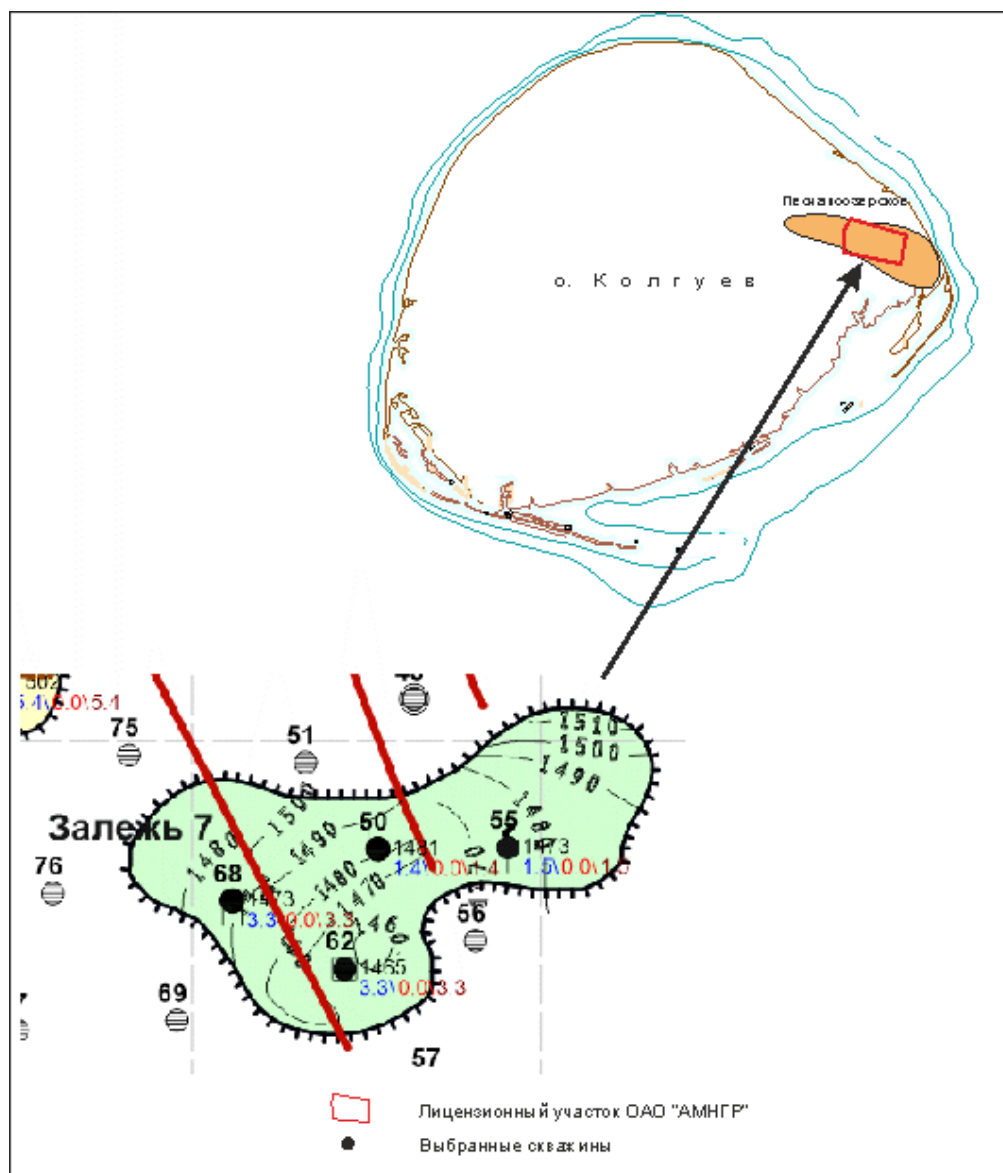


Рис. 33 Контур Песчаноозерского месторождения и расположение скважин 50, 55, 62, 68.
(Проект поисково-оценочного бурения, 2017)

4.1 Выделение коллекторов

Единственная разрабатываемая на месторождении нефтегазоносная свита - чаркабожская залегает на глубине 1240 м. Вышележащая харалейская свита сложена песчаниками с прослойками алевролитов. Для неё характерно большое количество водоносных горизонтов, песчаники которых обладают высокой электропроводностью (установлено по индукционному каротажу). На рисунке 34 изображен фрагмент планшета скважины №50. Полномасштабное изображение планшета находится в приложении №1.

Чаркабожская свита сложена преимущественно глинистыми слоями. Коллекторы выделялись по признакам, описанным в главе 3.2. В данной скважине коллектора выделены по отрицательной амплитуде ПС, положительного приращения данных МПЗ над МГЗ, увеличению интервального времени на графиках акустического каротажа, сужению диаметра скважины от номинального. Также интервалы коллекторов обладают повышенными значениями НГК. В отличие от нефтеносных коллекторов, газоносные коллектора выделяются более высоким интервальным временем АК и значениями НГК.

Нефтеносные коллекторы маломощны и расположены в песчано-алевролитовых породах. В скважине №62 было также произведено выделение продуктивных коллекторов и оценка их фильтрационно-ёмкостных свойств (рис. 35).

Полный разрез представлен в приложении №2.

Горизонтальные пунктирные линии означают интервал коллектора.

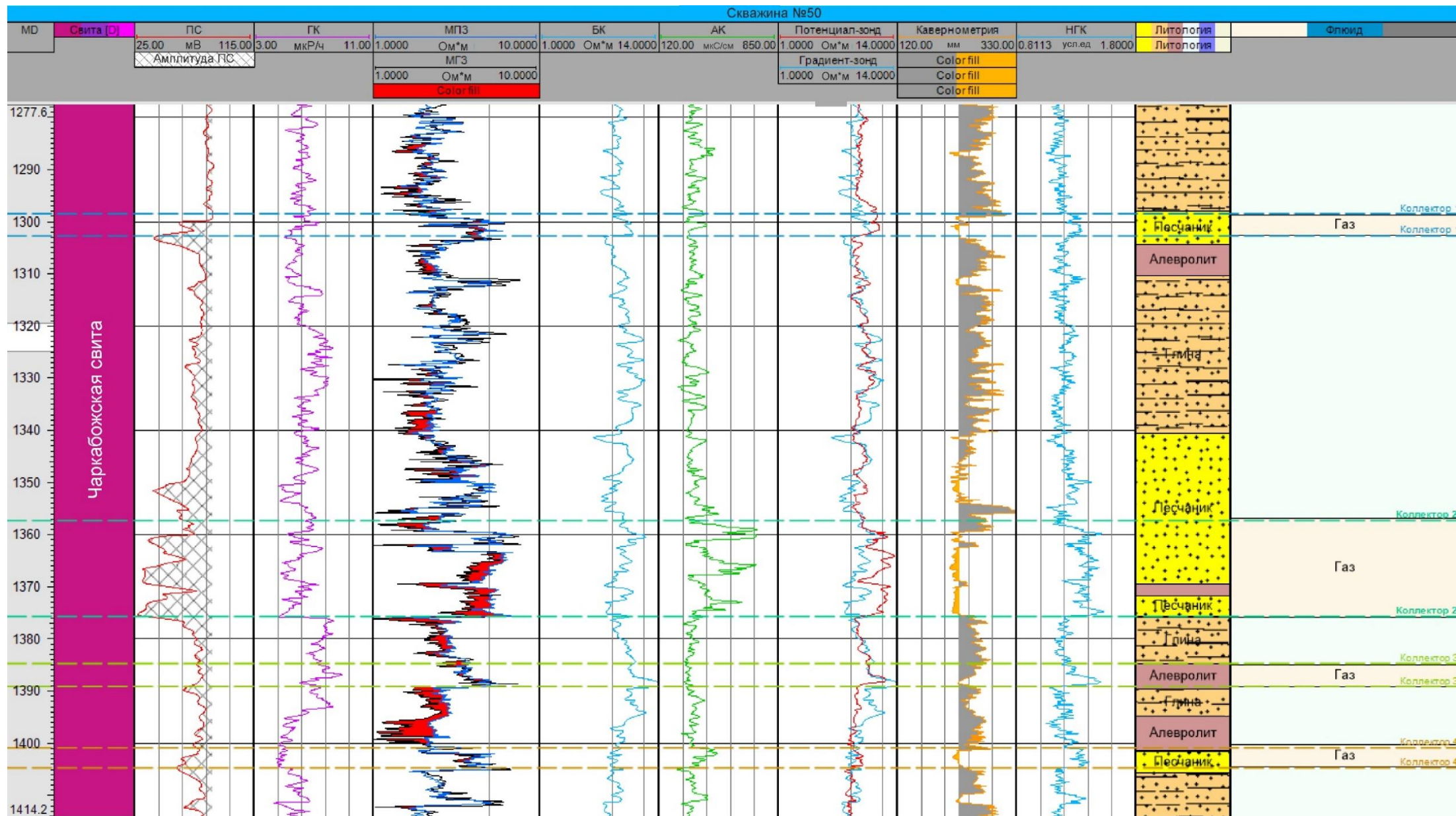
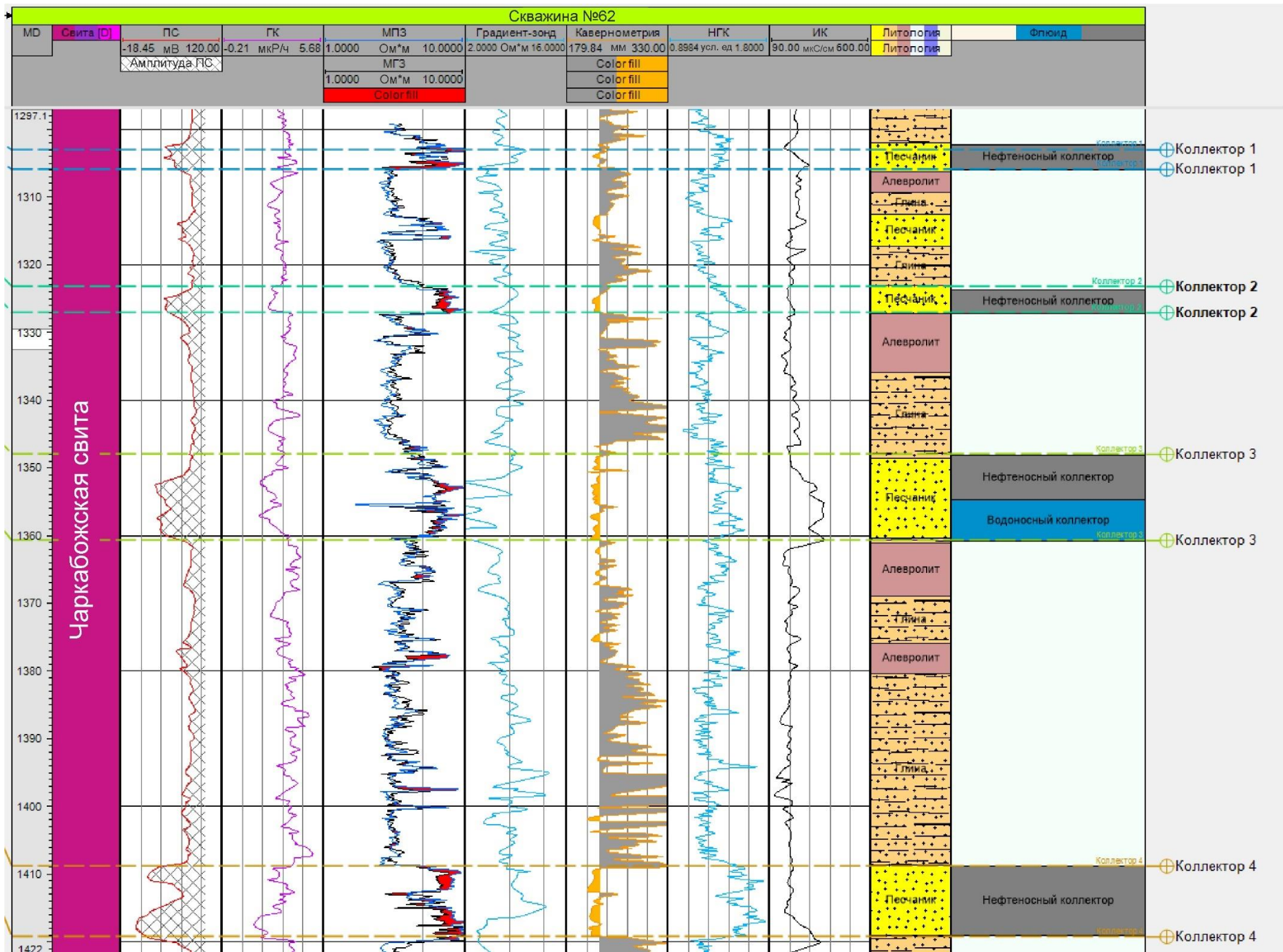


Рис. 34 Планшет для скважины №50. Выделение коллекторов.



4.2 Определение пористости коллекторов чаркабожской свиты

Расчеты общей пористости коллекторов чаркабожской свиты проводились с применением относительной амплитуды ПС в скважинах №50 и № 62 (Таблицы №1 и №2) по формуле (3.2).

Максимальные значения ПС соответствуют линии глин, а именно 102,69 мВ в скважине №62 на глубине 1744 м. Самые низкие значения ПС отмечены в скважине №62 на глубине 1417 м и равны 2,88 мВ. Таким образом максимальная амплитуда ПС (E_{smax}) равна 99,81 мВ.

Из результатов корреляционных связей выведена формула (3.2) для подсчета коэффициента пористости чаркабожской свиты. Из результатов расчетов следует, что средний коэффициент пористости чаркабожской свиты в скважине №50 составляет 25.3% (таблица №1), а в скважине №62 - 22% (таблица №2).

Подводя итоги, можно сказать, что результаты ПС каротажа отображают точные результаты коэффициента пористости и имеют сходство с результатами капиллярометрии.

Также проводился акустический каротаж по формуле (3.3). где: Δt – измеренное интервальное время; $\Delta t_{ж}$ - интервальное время в насыщающем поровое пространство породы флюиде (650 мкс/м); $\Delta t_{ск}$ - интервальное время в скелете породы.

Кровля	Подошва	h об, м	Alfa ПС	УЭС	Кп.пс, %	Кпр, мД	Рнас	Кв	Кнг	dt, мкс/м	Кп по АК, %	Кп ср. пласта, %	Кпр.ср. пласта мД	Кнг ср. пласта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	15	16
1298.4	1308.4	10.0	0.62	5.6	25.53	106	4.09	0.53	0.47	327.77	24.18	25.3	103	0.47
1310.0	1312.2	2.2	0.74	6.4	26.38	136	4.67	0.50	0.50	339.19	26.87			
1356.6	1376.6	20.0	0.45	6.3	24.01	67	4.60	0.50	0.50	331.70	25.11			
1400.2	1404.4	4.2	0.72	5.3	26.24	131	3.87	0.54	0.46	340.20	27.11			
1490.0	1495.0	5.0	0.62	4.9	25.50	105	3.59	0.56	0.44	327.02	24.00			
1556.8	1576.2	19.4	0.64	5.3	25.68	111	3.87	0.54	0.46	326.11	23.79			
1631.8	1640.8	9.0	0.43	4.7	23.79	63	3.43	0.57	0.43	317.31	21.72			

Кровля	Подошва	h об, м	Alfa ПС	УЭС	Кп.пс, %	Кпр, мД	Рнас	Кв	Кнг	Кп ср. пласта, %	Кпр.ср. пласта мД	Кнг ср. пласта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14
1302.4	1306.8	4.4	0.15	5.1	18.77	11	3.72	0.55	0.45	22.0	39	0.46
1323.4	1327.8	4.4	0.28	4.7	21.75	32	3.43	0.57	0.43			
1350.6	1360.4	9.8	0.22	6.3	20.60	21	4.60	0.50	0.50			
1408.2	1419.0	10.8	0.35	8.5	22.81	46	6.22	0.44	0.56			
1532.8	1537.0	4.2	0.38	4.4	23.20	52	3.20	0.59	0.41			
1549.2	1553.2	4.0	0.29	5.1	21.91	34	3.72	0.55	0.45			
1615.6	1624.4	8.8	0.29	4.7	21.91	34	3.40	0.57	0.43			
1685.6	1689.8	4.2	0.38	6.3	23.20	52	4.61	0.50	0.50			
1725.4	1735.4	10.0	0.46	4.8	24.11	69	3.52	0.56	0.44			

Однако результаты оценки пористости по АК в среднем разнятся на 1.3% от результатов расчетов по ПС.

При оценке пористости по ИК требовалось рассчитать параметр пористости. Рассчитав параметр пористости, можно определить коэффициент пористости. Результаты определения пористости коллекторов по ИК вышли с разницей $\pm 1\%$ с результатами каротажа ПС. Однако в среднем по чаркабожской свите значения пористости идентичны (таблицы №3 и №4).

Таблица №3 Оценка пористости по ИК в скв. №50				
Кровля	Подолва	Параметр пористости	Кп по ИК, %	Кп по ИК ср. пласта, %
1298.4	1308.4	70.00	24.57	24.55
1310.0	1312.2	80.00	22.96	
1356.6	1376.6	78.75	23.15	
1400.2	1404.4	66.25	25.26	
1490.0	1495.0	61.50	26.23	
1556.8	1576.2	66.25	25.26	
1631.8	1640.8	58.75	24.40	

Таблица №4 Оценка пористости по ИК в скв. №62				
Кровля	Подолва	Параметр пористости	Кп по ИК, %	Кп по ИК ср. пласта, %
1302.4	1306.8	101.98	18.47	22.25
1323.4	1327.8	58.75	24.40	
1350.6	1360.4	78.75	21.04	
1408.2	1419.0	106.50	18.07	
1532.8	1537.0	54.88	25.26	
1549.2	1553.2	63.75	23.41	
1615.6	1624.4	58.21	24.51	
1685.6	1689.8	79.00	21.01	
1725.4	1735.4	60.29	24.08	

4.3 Расчет проницаемости коллекторов чаркабожской свиты

Оценка абсолютной проницаемости велась на основе результатов расчетов по ПС для коэффициента общей пористости с использованием формулы (3.7).

Средние значения коэффициента проницаемости в скважине №50 составляют 103 мД, что характерно для среднепроницаемых коллекторов. Однако коллекторы скважины №62 слабопроницаемы и коэффициент их проницаемости равен 37 мД.

4.4 Расчет коэффициента нефте-, водо- и газонасыщенности коллекторов

Для расчета нефте- и водонасыщенности коллекторов требовалось вычислить параметр насыщения по данным индукционного каротажа. Он определялся по формуле (3.9). Зная значения параметра насыщения и используя формулу (3.10), был получен коэффициент водонасыщенности, где, R_n – параметр насыщения; $\rho_{np(гп)}$ – удельное электрическое сопротивление нефте- (газо-) насыщенной породы, Омм; R_p – параметр пористости; ρ_v – удельное электрическое сопротивление пластовой воды, Ом*м ($\rho_v=0,08$ Омм)

Коэффициент нефтенасыщенности коллектора определяется по формуле (3.11).

Таким образом стало известно, что коллектора чаркабожской свиты в скважинах №50 и №62 обладают практически одинаковыми значениями нефте-газонасыщенности (47% и 46% соответственно) (таблица №1 и №2).

Из-за повышенной водонасыщенности фазовая проницаемость чаркабожской свиты снижена. Однако при таких процентах водо-, нефте- и газонасыщенности при эксплуатации скважин возможны двухфазные потоки.

Глава 5. Обоснование комплекса каротажа

Акустический метод

При расчете по данным акустического каротажа зависимость интервального времени от пористости получают путем сопоставления измеренных на керне значений интервального времени и пористости в условиях, имитирующих пластовые.

Матрица песчаников чаркабожской свиты сложена как корродированными, так и некорродированными зернами. Интервальное время для некорродированных зерен не будет отличаться от своих табличных значений – 170 мкс/м. Для корродированных же зерен матрицы интервальное время будет тем выше, чем выше степень их коррозии и водонасыщенность. Это приводит к существенному и необоснованному завышению пористости. Погрешность расчетов пористости по АК оценивается в $\pm 2\%$ от керновых исследований.

Однако встречаются случаи, когда пористость по АК также вполне удовлетворительно совпадает с пористостью по ПС и керну. Примером может служить скважина № 17. Это свидетельствует о неустойчивости связи между кривой интервального времени и пористостью.

Электрические методы ГИС

Определение фильтрационно-ёмкостных свойств электрическими методами выходит наиболее точным. Результаты расчетов пористости методами ПС и ИК успешно коррелируются со значениями пористости керновых исследований.

Единственной помехой при работе с методом индукционного каротажа была повышенная водонасыщенность горной породы, таким образом занижая значения электрического сопротивления и параметра пористости соответственно. Таким образом результаты могли выходить с погрешность в 1%.

Наиболее оптимальным методом для расчетов ФЕС является метод ПС. Погрешность оценок фильтрационно-ёмкостных свойств с результатами петрофизики крайне мала.

Заключение

В работе рассмотрены физико-геологические особенности Песчаноозерского нефтегазоконденсатного месторождения и продуктивных пластов чаркабожской свиты.

Изучены методики определения пористости по данным каротажа ПС, АК, ИК. Наилучшую схожесть с данными капиллярметрии при определении пористости показал метод ПС. Определение водонасыщенности возможно только с применением индукционного каротажа.

В работе на практических материалах рассмотрена методика определения фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов. С использованием данных каротажа для скважин №50 и №62 были выделены интервалы пород-коллекторов, и с использованием корреляционных связей определены их коэффициенты пористости, проницаемости и нефте- и водонасыщенности. Интерпретация данных выполнялась с использованием программы Petrel 2017.

По результатам обработки данных каротажа для скважины №50 и №62 были получен результат, по которому мы можем считать, что пласты коллекторы имеют среднюю пористость равную 25 % для скважины №50 и 22% для скважины №62. Среднюю абсолютную проницаемость в скважине №50 составляет 103 мД и 39 мД в скважине №62. Коллекторам свойственна слабая проницаемость из-за мелкозернистости песчаных коллекторов чаркабожской свиты.

С использованием индукционного каротажа была рассчитана нефте- и водонасыщенность коллекторов. В скважинах №50 и №62 коэффициенты нефтенасыщенности составляют 47% и 46% соответственно. Коэффициент водонасыщенности в скважине №50 равен 53 %, в скважине № 62 – 54 %.

При разработке месторождения возможен низкий дебит углеводородов, связанный с низкой проницаемостью и обильной водонасыщенностью чаркабожской свиты.

Наиболее достоверными оценками ФЕС считаются результаты каротажа ПС. При сопоставлении с итогами капиллярметрии они выходили с наименьшей погрешностью. При проведении индукционного каротажа была построена прочная корреляционная связь с керновыми исследованиями. Однако погрешность в оценке фильтрационно-ёмкостных свойств может составлять $\pm 1\%$ с результатами каротажа ПС. Главным образом на это влияет повышенная водонасыщенность чаркабожской свиты. Наименее точными показателями пористости оказались расчеты по акустическому каротажу. Сложность в построении наиболее устойчивой корреляционной связи влияет сложное строение матрицы песчаников чаркабожской свиты, их коррозия и водонасыщенность.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная литература:

1. Балабанов Ю.П. Зинатуллина И.П. Геофизические методы изучения геолого-промысловых характеристик продуктивных пластов, Казанский федеральный университет, 2017, 56с
2. Богацкий В.И., Прищепа О.М., Чумакова О.В., Перспективы нефтегазоносности Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области, ВНИГРИ, Санкт-Петербург, 2009, 19 с.
3. Блох С.С., Ефимова Г.Х., Кульпин Д. Л., Негативный опыт разработки многопластового нефтегазоконденсатного Песчаноозерского месторождения на острове Колгуев в Баренцевом море, Разработка и эксплуатация месторождений, 2019, №10 с.60-68
4. Добрынин В. М. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Геофизические исследования скважин: Учеб. для вузов. М., ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2004. 400 с.
5. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Недра, 1982. 448 с.;
6. Дузин, В.И.; Кропотов, О.Н; Орлов, Л.И.; Топорков, В.Г., Особенности порового пространства граувакковых коллекторов Песчаноозерского месторождения, Научно-технический журнал «Геология нефти и газа», Москва, 1989, 43-46 с.
7. Знаменский В.В., Жданов М.С., Петров Л.П. Геофизические методы разведки и исследования скважин. М.: Недра, 1991
8. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Учеб. пособие для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1987, 375 с
9. Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин. М., 1973, 367 с.
10. Куранова Л.В., Косенкова Н.Н., Мельников В.С., Плехоткина Л.А., Геологическое строение и условия формирования Песчаноозерского газоконденсатно-нефтяного месторождения, Реферат, 1997, с. 31
11. Латышева М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П., Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1990, 327 с.
12. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007, -327 с.

13. Мараев И.А, Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие. - М.; МГРИ-РГГРУ, Москва, 2013. – 95 с.
14. Мейер В.А. Геофизические исследования скважин. Л., 1980, 464 с.
15. Мурзин Р.Р., Шишлов Э.В., Месторождения углеводородного сырья западной части российского шельфа Арктики: геология и закономерности размещения, ФГУП НИИморгеофизика, 2001, с.1-3
16. Сараев А.К., Каротаж при изучении нефтегазоносных коллекторов. Учебное пособие – Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербург, 2021 г., 160 с.
17. Скважинная ядерная геофизика. Справочник геофизика. М., Недра, 1978. 247 с.
18. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Курс лекций. – Екатеринбург, УГГГА. 2008; 456с.
19. Хмелевской В.К., Костицын В.И. Основы геофизических методов: Учебник для вузов. — Пермь: Перм. ун-т, 2010. — 400 с.

Фондовая литература:

1. Проект поисково-оценочного бурения на верхнепалеозойских отложениях Песчаноозерского месторождения”, ОАО "Арктикморнефтегазразведка", 2017

Интернет-ресурсы:

1. Определение коэффициентов нефтенасыщенности https://studopedia.ru/20_31405_opredelenie-koeffitsientov-neftenasishchennosti-kn-v-terrigennih.html (дата обращения 13.03.2021)
2. www.geolib.net/Гамма-каротаж/режим доступа: <https://www.geolib.net/gis/gamma-karotazh.html> (дата обращения 13.03.2021)
3. [www.geolib.net/Каротаж сопротивления \(КС\)/ режим доступа:](http://www.geolib.net/Каротаж сопротивления (КС)/ режим доступа:) <https://www.geolib.net/gis/ks-karotazh.html> (дата обращения 14.03.2021)
4. www.geolib.net/Боковой каротаж/ режим доступа: <https://www.geolib.net/gis/bokovoy-karotazh.html> (дата обращения 14.03.2021)

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Планшет по скв.50

