

Санкт-Петербургский государственный университет

Институт наук о Земле

**Бузмаков Егор Александрович**

**Выпускная квалификационная работа**

**ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНЫХ  
КОЛЛЕКТОРОВ ТАЙЛАКОВСКОГО  
НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО  
ДАНЫМ КОМПЛЕКСА МЕТОДОВ КАРОТАЖА**

Основная образовательная программа бакалавриата

«Нефтегазовое дело»

Научный руководитель:  
к. г.-м. н. А. К. Сараев

\_\_\_\_\_  
(подпись руководителя)  
«    » \_\_\_\_\_ 2022

Научный консультант:  
А.А.Гомонов

\_\_\_\_\_  
(подпись руководителя)  
«    » \_\_\_\_\_ 2022

Рецензент: Моторин И. В.

Санкт-Петербург

2022

## Оглавление

Аннотация .....	4
Введение .....	5
<b>1 ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТАЙЛАКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....</b>	<b>6</b>
1.1 Общая характеристика района и Тайлаковского месторождения.....	6
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза Тайлаковского месторождения.....	10
1.3 Нефтегазоносность Тайлаковского месторождения и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.....	19
<b>2 МЕТОДЫ КАРТАЖА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА ТАЙЛАКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ.....</b>	<b>21</b>
2.1 Стандартный электрический картаж.....	21
2.1.1 Картаж самопроизвольной поляризации ПС .....	21
2.1.2 Картаж сопротивлений.....	24
2.2 Боковой картаж .....	27
2.3 Микрозондирование .....	30
2.4 Индукционный картаж (ИК).....	32
2.5 ВИКИЗ .....	34
2.6 Ядерно-геофизический картаж.....	35
2.6.1 Гамма картаж .....	35
2.6.2 Плотностной гамма-гамма картаж ГГК-П .....	39
2.6.3 Нейтрон-нейтронный картаж по тепловым нейтронам ННК-Т.....	42
2.7 Акустический картаж АК.....	43
2.8 Кавернометрия .....	49
<b>3 МЕТОДИКИ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН, ВЫДЕЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ.....</b>	<b>51</b>
3.1 Литологическое расчленение разрезов скважин.....	51
3.2 Выделение коллекторов .....	52
3.2.1 Качественные критерии .....	53
3.2.2 Количественные критерии.....	54
3.3 Определение глинистости.....	55
3.4 Определение пористости.....	56
3.4.1 Определение пористости по данным картажа ПС .....	57
3.4.2 Определение пористости по данным картажа ГГК-П.....	59
3.4.3 Определение пористости по данным картажа ННК-Т.....	59
3.4.4 Определение пористости по данным картажа АК .....	61
3.5 Определение проницаемости.....	64

3.6	Определение нефтенасыщенности.....	64
4	РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА МЕТОДОВ КАРОТАЖА НА ТАЙЛАЙКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	66
4.1	Выделение коллекторов .....	66
4.2	Определение пористости.....	73
4.3	Определение проницаемости.....	83
4.4	Определение нефтенасыщенности.....	88
	Заключение.....	94
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	96

## Аннотация

Изучены возможности и особенности применения комплекса методов каротажа при определении параметров продуктивных коллекторов Тайлаковского месторождения ХМАО. Рассмотрены методы каротажа и методики определения фильтрационно-емкостных параметров продуктивных отложений месторождения. На основе общих методик и наличия керновых данных выполнены анализ и интерпретация данных по четырем скважинам с помощью программного обеспечения Techlog. По результатам работ выделены продуктивные отложения и определены такие параметры, как глинистость, пористость, проницаемость, нефтенасыщенность коллекторов.

Работа состоит из 97 страниц, содержит 4 главы, включает в себя 50 рисунков, 1 таблицу, 53 формулы и 19 источников информации.

Ключевые слова: Тайлаковское месторождение, каротаж, параметры коллекторов, Techlog,



## Введение

Ханты-Мансийский автономный округ (ХМАО) - основной нефтегазоносный район России. Он занимает второе место в стране по объему добычи газа и первое место по добычи нефти. Каждая пятнадцатая тонна нефти, добытая в мире - Ханты-Мансийская. Из недр округа уже извлечено более 10 миллиардов тонн сырья. Прогнозируемые запасы специалисты оценивают в 35 миллиардов тонн. Одним из объектов ХМАО является Тайлаковское месторождение.

Нефть на данном месторождении вязкая, запасы месторождения относятся к трудноизвлекаемым, тип коллекторов – терригенный, межзерновой.

Методы каротажа (геофизических исследований скважин – ГИС) – основной способ изучения геологических разрезов скважин, без которого сложно представить разработку любого месторождения. Основанные на разных физических принципах, они позволяют изучить параметры коллекторов месторождения. Главными задачами методов каротажа является определение литологии, коэффициента пористости, проницаемости, глинистости и нефтенасыщенности коллекторов. Актуальность применения методов каротажа связана с тем, что скважины на месторождениях углеводородов обычно бурят без керна.

**Цель работы** – изучить возможности и особенности применения комплекса методов каротажа при определении параметров продуктивных коллекторов Тайлаковского месторождения.

### **Задачи работы:**

- изучить геологическое строение и рассмотреть литолого-стратиграфические особенности и нефтегазоносность Тайлаковского месторождения
- рассмотреть методы каротажа, использовавшиеся для определения параметров коллекторов Тайлаковского месторождения
- рассмотреть методики использования данных каротажа при определении параметров коллекторов
- изучить программу обработки данных каротажа Techlog
- выполнить обработку данных каротажа и определить литологию, пористость, проницаемость, нефтенасыщенность коллекторов Тайлаковского месторождения.

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

# 1 ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТАЙЛАКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## 1.1 Общая характеристика района и Тайлаковского месторождения

Тайлаковское месторождение административно располагается в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа (рис. 1.1).

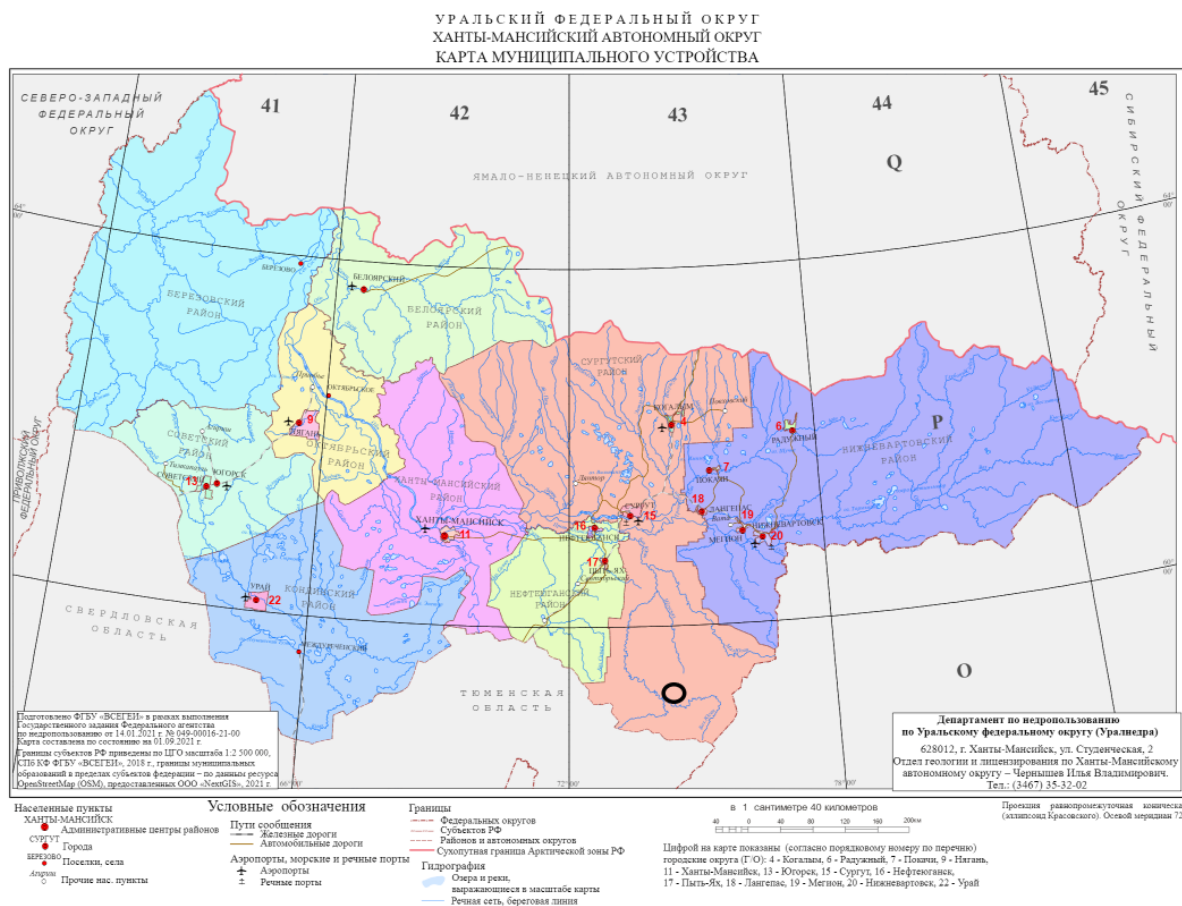


Рисунок 1.1 Карта муниципального устройства ХМАО. Черным кругом выделен участок с Тайлаковским месторождением

(<http://atlaspacket.vsegei.ru/#ad5343f6e54b70a318>)

Месторождение приурочено к северной части Каймысовской нефтегазоносной области, которая, в свою очередь, является самой южной областью в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рис.1.2).

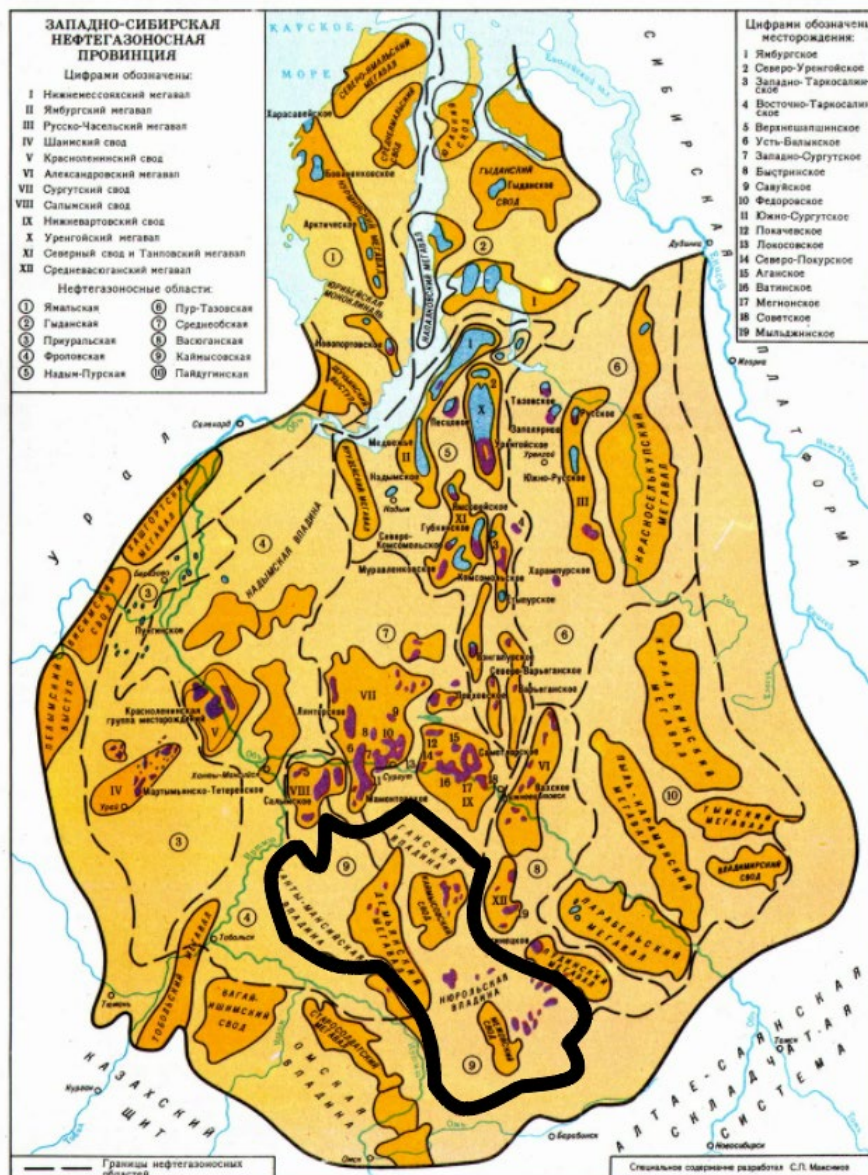


Рисунок 1.2 Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. Черным цветом выделена Каймысовская нефтегазоносная область (<http://www.mining-enc.ru/z/zapadno-sibirskaya-neftegazonosnaya-provinciya>).

Площадь Каймысовской нефтегазоносной области 32 тыс. км<sup>2</sup>. В составе Каймысовской области выделяется три нефтегазоносных района, приуроченные к структурным элементам: Демьянский мегавал (5 месторождений), Каймысовский свод (9 месторождений), Межовский свод (8 месторождений). Скопления углеводородов

сосредоточены в стратиграфическом интервале от ачимовской толщи до нижнеюрских отложений. Тайлаковское месторождение относится к Демьянскому району.

В Ханты-Мансийском автономном округе было открыто всего 504 месторождения (рисунок 1.3), 429 из которых – нефтяные. Нефтедобыча в ХМАО составляет примерно 57% всей нефтедобычи РФ.

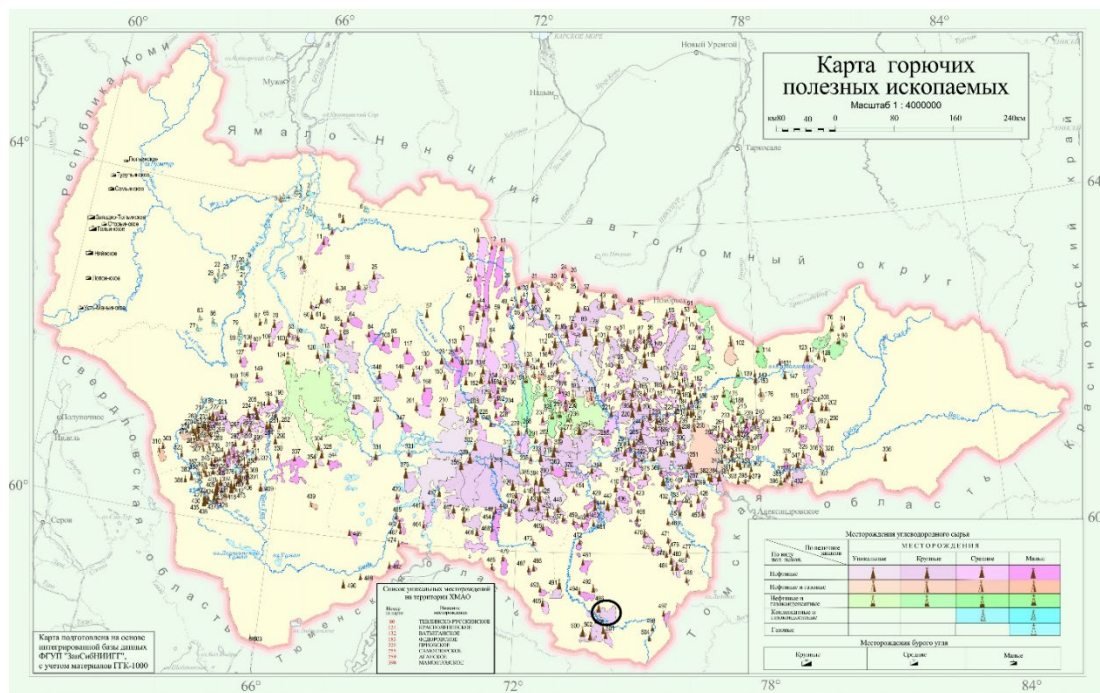


Рисунок 1.3 Месторождения горючих полезных ископаемых Ханты-Мансийского автономного округа. Черным кругом выделен участок с Тайлаковским месторождением. ([https://vsegei.ru/ru/info/gisatlas/ufo/khanty-mansiysky\\_a/](https://vsegei.ru/ru/info/gisatlas/ufo/khanty-mansiysky_a/))



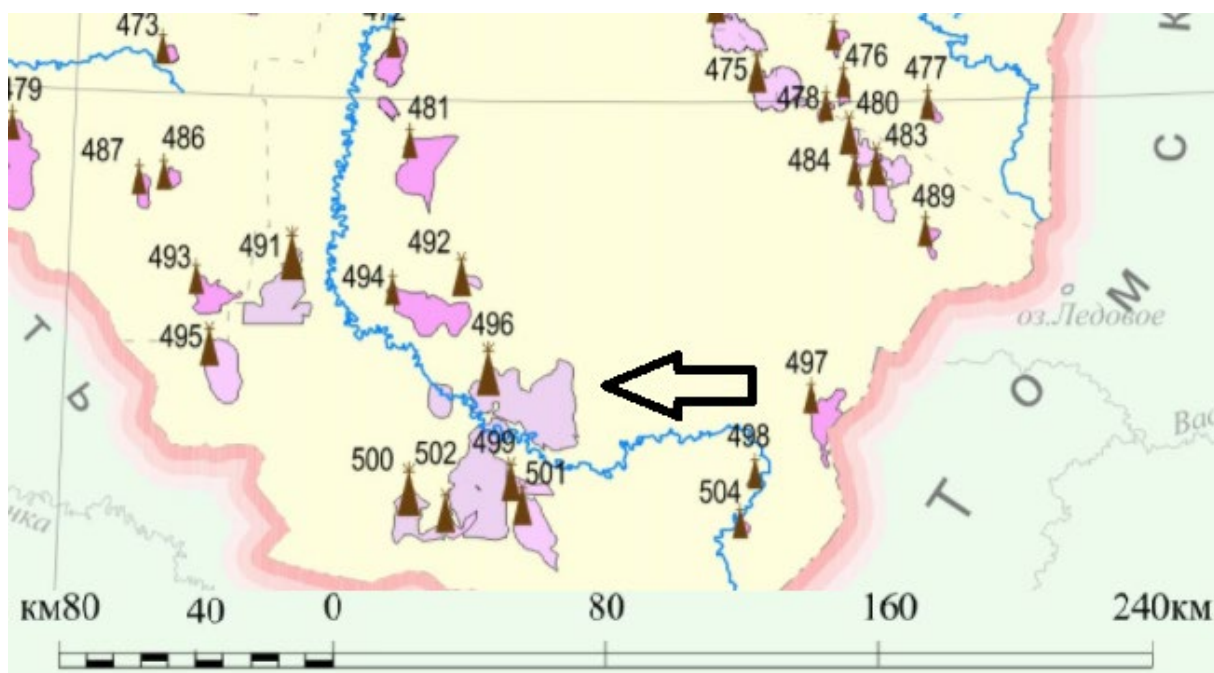


Рисунок 1.4 Увеличение южной части карты месторождений ХМАО. Номер 496 - Тайлаковское месторождение.

С момента утвержденного подсчета запасов Тайлаковского месторождения, которое проводилось в 2009 году, существующие представления о его литолого-стратиграфической характеристике принципиально не изменились. Максимальная вскрытая глубина разреза зафиксирована составляет 3102 м.

Месторождение имеет сложное геологическое строение, обусловленное интенсивными тектоническими движениями, происходящими на площади изучаемого участка, а также резкими литологическими замещениями. Геологический разрез изучен по данным бурения, материалам геофизических исследований скважин и результатам интерпретации сейсморазведочных работ (Шахов, 2018).

Суммарные извлекаемые запасы Тайлаковского месторождения составляют свыше 116 млн тонн. Перспективные планы годовой добычи – более 2,5 млн тонн нефти в год. Недропользователем Тайлаковского месторождения является ОАО "Обьнефтегазгеология" (дочерняя компания ОАО "НГК "Славнефть") ([http://www.nftn.ru/oilfields/russian\\_oilfields/khanty\\_mansijskij\\_ao/tajlakovskoe/6-1-0-22](http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/khanty_mansijskij_ao/tajlakovskoe/6-1-0-22)).

## **1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза Тайлаковского месторождения**

В геологическом строении района работ принимают участие два структурно-тектонических этажа: доюрское основание и мезозойско-кайнозойский платформенный чехол (рис. 1.5).

Доюрское основание включает в себя палеозойский складчатый фундамент и триасовый комплекс. В пределах Западной Сибири он представляет собой вулканогенно-осадочную формацию, которая имеет локальное развитие и выполняет наиболее погруженные грабенообразные прогибы и рифты Западной Сибири.

Мезозойско-кайнозойские отложения, образующие платформенный чехол, с угловым несогласием залегают на поверхности доюрского основания и представлены циклично построенными терригенными отложениями различного генезиса.

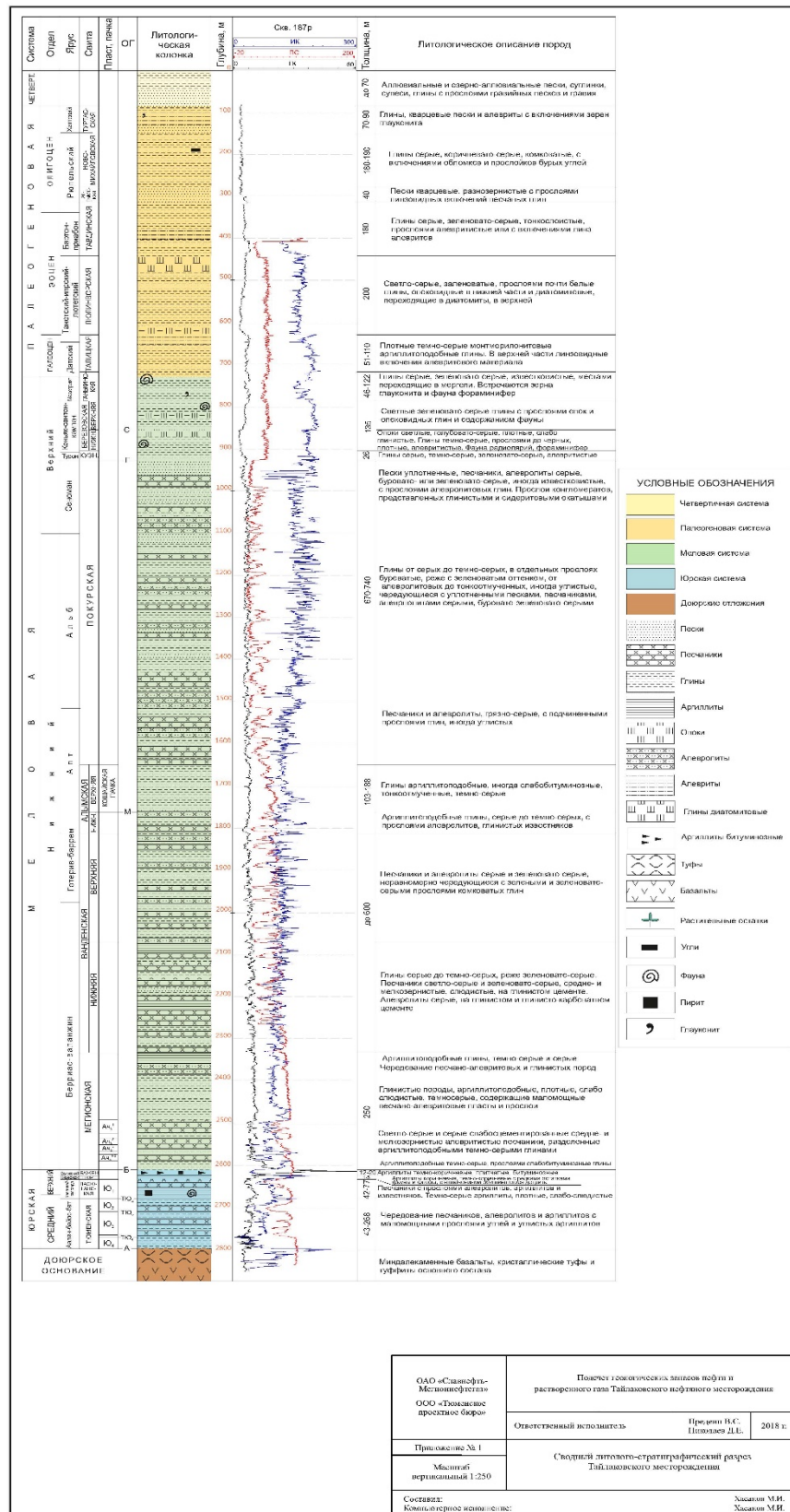


Рисунок 1.5 Сводная литолого-стратиграфическая колонка по Тайлаковскому месторождению (Шахов, 2018)

## **Доюрское основание**

Глубины залегания доюрского основания составляют 2561-2889 м. Отложения, по данным кернового материала, представлены базальтами серовато-зеленого цвета, плотными, крепкими с отдельными включениями кварца; туфами с включениями вулканогенного материала. Вещественный состав фундамента изучался в шлифах, где он представлен измененными миндалекаменными базальтами, кристаллическими туфами и туффитами базальта.

В кровельной части доюрских отложений многие скважины вскрывают кору выветривания, которая представлена в основном продуктами метаморфизма эффузивных пород. Мощность коры выветривания составляет от 4 до 40 м.

На юге изучаемой площади доюрские образования представлены порфиритами андезитовыми, заметно метаморфизованными, базальтами, гранитами, туфами, а в некоторых скважинах вскрыт известняк серый, плотный, с включениями глауконита.

## **Платформенный чехол**

Осадочная толща, образующая платформенный чехол, сложена терригенными породами юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возраста.

## ***Юрская система***

Отложения юрского возраста, слагающие нижние горизонты осадочного чехла, с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают поверхность доюрского основания. В составе юрских отложений выделяются осадки всех трех отделов: нижнего, среднего и верхнего.

### **Нижний отдел**

Осадки нижнего и низы среднего отделов объединяются в шеркалинскую свиту, которая залегает в основании платформенного чехла и подразделяется на две подсвиты.

Свита представлена переслаиванием песчаных и глинистых пород со сравнительно редкими прослоями углей и углистых глин. Разрез свиты характеризуется четкой цикличностью и включает четыре пачки: пачка песчаников, пачка глин (аналог



тогурской свиты), составляющие нижнюю подсвиту, и в верхней подсвите – пласт песчаников и пачка углистых глин. Глины нижней подсвиты аргиллитоподобные, темно-серые, преимущественно тонкоотмученные. Песчаник темно-серый, сильноцементированный, окремнелый. В верхней подсвите глины аргиллитоподобные, темно-серые, прослоями битуминозные.

#### Средний отдел

Средний отдел представлен преимущественно континентальными, реже прибрежно-морскими отложениями тюменской свиты. Тюменская свита представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с маломощными прослоями углей и углистых аргиллитов, у выступов фундамента отмечаются гравелиты. Мощность свиты сильно изменяется: от 33 м на выступах фундамента до 268 м и, возможно, более во впадинах. В целом отложения тюменской свиты можно разделить на три части: нижнюю – существенно песчаную, среднюю – преимущественно глинистую, верхнюю – песчано-глинистую.

В составе нижней преобладают песчаники серые, мелкозернистые, крепкоцементированные, с остатками растительного детрита, с тонкими глинистыми прослоями.

Средняя подсвита характеризуется преобладанием глинистых пород. Аргиллиты коричневато-серые, плотные, с остатками растительного детрита, с включениями линз пирита. В породах много обугленного детрита, отмечаются прослойки и линзы угля.

В верхней части тюменской свиты выделяется толща алевроито-песчаных пород с маломощными прослоями аргиллитов. Песчаники и алевролиты коричневато-серые, средне и мелкозернистые, известковистые.

К отложениям тюменской свиты приурочены основные продуктивные интервалы месторождения: пласты групп Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>2</sub>. Кровля свиты соответствует сейсмическому отражающему горизонту, который в работах по интерпретации сейсморазведки индексируется как ТЮ<sub>2</sub>.

#### Верхний отдел

В разрезе прибрежно-морских и более глубоководных верхнеюрских отложений выделяются три свиты: васюганская, георгиевская и баженовская.

Васюганская свита. Отложения свиты представлены аргиллит-, алеврито-песчаными породами. Свита делится на нижнюю (глинистую) и верхнюю (песчано-глинистую) части.

Нижняя подсвита сложена темно-серыми аргиллитами, местами алевритистыми. Отмечаются включения пирита, детрита с остатками фауны фораминифер, радиолярий. Подсвита является региональным флюидоупором, разделяющим ниже-среднеюрский и верхнеюрский нефтегазоносные комплексы.

Верхняя подсвита сложена, в основном, песчаниками с прослоями карбонатных разностей, алевролитов и аргиллитов. Алевролиты темно-серые, слюдистые, плотные. Песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые на глинистом цементе, иногда известковистые.

Песчаники верхневасюганской подсвиты регионально нефтеносны, к ним приурочен пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, который на изучаемой территории является подсчетным объектом.

Мощность свиты изменяется от 42 до 77 м.

Георгиевская свита литологически представлена аргиллитами коричневыми, темно-коричневыми, битуминозными с редкими остатками фауны и флоры, с включениями детрита. Мощность георгиевской свиты изменяется от 1 м до 5 м.

Баженовская свита завершает разрез юрской системы. Свита сложена аргиллитами темно-коричневыми, плитчатыми. Для пород характерно присутствие пирита, включения обуглившегося детрита. В аргиллитах встречаются редкие отпечатки фауны. Возраст аргиллитов – волжский. Мощность свиты составляет 12-20 м.

Повсеместное распространение битуминозных аргиллитов баженовской свиты, их выдержанный литологический состав позволили считать эту свиту наиболее характерным корреляционным репером, к кровле которого приурочен отражающий сейсмический горизонт Б.

### ***Меловая система***

Меловая система представлена нижним и верхним отделами.

#### **Нижний отдел**

Нижнемеловые образования включают в себя осадки мегинской, ванденской, алымской и большую часть покурской свиты.

Мегионская свита берриас-валанжинского возраста представляет собой глинистую пачку мощностью до 25 м, сложенную глубоководными глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, прослоями слабобитуминозными, с горизонтальной слоистостью.

Выше спорадически залегают светло-серые и серые песчаники ачимовской толщи, поступившие по склоновым каналам к подножию шельфового склона. Они образуют линзообразные тела, разделенные аргиллитоподобными темно-серыми глинами. С ачимовской толщиной этой части разреза связана промышленная нефтеносность (пласты Ач<sub>1</sub>-Ач<sub>5</sub>). В пределах Тайлаковского месторождения пласты Ач<sub>3</sub>-Ач<sub>4</sub> являются подсчетными объектами. Песчаники продуктивных пластов серые, светло-серые, среднесцементированные, средне- и мелкозернистые, алевритистые, полимиктового состава с преобладанием полевых шпатов.

Выше залегают мощная толща преимущественно глинистых пород, аргиллитоподобных, плотных, слабо слюдястых, темно-серых, содержащих маломощные песчано-алевритовые пласты и прослои.

Верхняя часть мегионской свиты сложена ритмично чередующимися пластами песчано-алевритовых и глинистых пород и представляет собой типичную мелководно- и прибрежно-морскую сероцветную формацию.

Песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, с глинистым и местами карбонатно-глинистым цементом. Здесь выделяются серии песчаных пластов, непродуктивные на рассматриваемой территории.

В самой кровле свиты залегают пачка аргиллитоподобных глин, темно-серых и серых, с разными типами слоистости, иногда с текстурами оползания.

Мощность мегионской свиты составляет 250 м.

Ванденская свита (валанжин-баррем) представлена ритмичным чередованием преимущественно песчаных и глинистых пачек, формировавшихся в мелководно-морских и паралических обстановках седиментации, и делится на две подсвиты.

Нижняя подсвита состоит из четырех пачек. Две глинистые перекрывают сугубо песчаные пачки с пластами, непродуктивными на Тайлаковском месторождении.

Глины серые до темно-серых, реже зеленовато-серые. Песчаники светло-серые и зеленовато-серые, средне- и мелкозернистые, слюдястые, на глинистом цементе. Алевриты серые, на глинистом глинисто-карбонатном цементе.

Верхняя подсвита представлена песчаниками и алевролитами, серыми и зеленовато-серыми, которые неравномерно чередуются с прослоями комковатых зеленых и зеленовато-серых глин.

Мощность свиты достигает 600 м.

Алымская свита мощностью 103-188 м имеет двучленное строение. Нижняя подсвита сложена аргиллитоподобными глинами, серыми до темно-серых, с прослоями алевролитов, глинистых известняков. Низы подсвиты на отдельных участках опесчаниваются. В основании верхней подсвиты залегает пачка кошайских глин. Глины темно-серые, аргиллитоподобные, тонкоотмученные, иногда слабобитуминозные. Их образование связано с максимумом раннеаптской трансгрессии. Кошайские глины имеют широкое площадное распространение, выдержанную мощность, четко диагностируются по кривым ГИС. К подошве подсвиты приурочен отражающий горизонт М.

Покурская свита завершает разрез нижнего мела. Граница между верхним и нижним отделами меловой системы проводится условно, так как она проходит внутри покурской свиты.

Покурская свита апт-альб-сеноманского возраста представляет собой мощную толщу (670-740 м) континентального генезиса, сложенную песками, песчаниками, алевролитами и глинами, чередующимися в сложном сочетании. В свите условно, по характеру осадков, выделяется три подсвиты.

Нижняя подсвита сложена песчаниками и алевролитами, грязно-серыми, с разнообразными типами слоистости с подчиненными прослоями глин, иногда углистых. Характерен растительный детрит, пласты бурых углей.

Средняя подсвита представлена крупными пачками глин от серых до темно-серых, в отдельных прослоях с буроватым, реже с зеленоватым оттенком, иногда углистых, чередующихся в сложном сочетании с уплотненными песками, песчаниками, алевролитами серыми, реже буровато-зеленовато-серыми, с разнообразными типами слоистости с окатышами глин в основании отдельных пластов.

Верхней подсвите соответствуют пески уплотненные, песчаники, алевролиты серые, буровато- или зеленовато-серые, с разнообразными типами слоистости, иногда известковистые, с прослоями алевролитовых глин. Отмечаются прослои конгломератов, представленных глинистыми и сидеритовыми окатышами.

### Верхний отдел

Верхний отдел меловой системы состоит из верхней части покурской свиты, кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

Кузнецовская свита имеет четырехчленное строение. Начинается разрез морских осадков верхнего мела темно-серыми, почти черными аргиллитоподобными глинами туронского яруса. Вверх по разрезу глины постепенно меняют окраску от темно-серых до серых. На глинах зеленовато-серых, алевритистых, составляющих вторую пачку, залегают алевролиты глауконитовые (пачка 3), которые сменяются глинами серыми, с редкими включениями глауконита (пачка 4).

Туронские глины обогащены фауной фораминифер, иноцерамов, бакулитов и т.д. встречается рассеянный пирит.

Мощность свиты меняется от 5 до 26 метров.

Березовская свита разделяется на две подсвиты. Нижняя сложена преимущественно опоками и глинами. Опоки светлые, голубовато-серые, плотные, слабо глинистые. Глины темно-серые, прослоями до черных, плотные, алевритистые. В породах встречается фауна радиолярий и фораминифер коньяк-сантонского яруса. Диапазон изменения мощности нижней подсвиты – 45-64 м.

Верхняя подсвита сложена светлыми зеленовато-серыми глинами с прослоями опок и опоквидных глин, в которых содержится фауна кампанского яруса. Мощность верхней подсвиты изменяется от 55 до 73 м.

Мощность отложений березовской свиты изменяется в небольших пределах от 112 до 135 м.

С отложениями сантон-кампа связан отражающий горизонт С.

Ганькинская свита завершает разрез отложений меловой системы. Сложена свита глинами серыми, зеленовато-серыми, известковистыми, местами переходящими в мергели. В породах встречаются зерна глауконита. Фауна фораминифер маастрихт-датского яруса. Мощность свиты изменяется от 46 до 122 м.

### ***Палеогеновая система***

Палеогеновая система представлена толщей существенно глинистого состава, которая согласно залегает на меловых отложениях и образует самостоятельный

покровный комплекс слабо литифицированных отложений. В объеме палеогеновой системы выделяют три отдела: палеоценовый, эоценовый и олигоценовый.

#### Палеоценовые отложения

Отложения представлены морскими осадками талицкой свиты. Талицкая свита литологически представлена монтмориллонитовыми глинами темно-серого цвета, плотными, аргиллитоподобными, иногда тонколистоватыми. В верхней части глины обогащены линзовидными включениями алевритового метериала. Мощность свиты изменяется от 51 м до 110 м.

#### Эоценовые отложения

Отложения эоцена выделяют в объеме люлинворской и большей части тавдинской свит. Люлинворская свита представляет собой толщу светло-серых, зеленоватых, прослоями почти белых глин морского генезиса. В нижней части опоковидных, в верхней диатомитовых, переходящих в диатомиты. Мощность свиты достигает значения 200 м.

Тавдинская свита сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, тонкослоистыми до листоватых, прослоями алевритистыми или с включениями линз алевритов. Мощность свиты составляет 180 м. Возраст свиты – верхний эоцен–нижний олигоцен.

#### Олигоценовые отложения

Отложения олигоцена кроме пород верхов тавдинской свиты включают в себя континентальные осадки атлымской, новомихайловской и туртаской свит.

Атлымская свита представлена песками кварцевыми, разномерными с прослоями линзовидных включений песчаных глин. Мощность свиты достигает 40 метров.

Новомихайловская свита сложена глинами серыми, коричневато-серыми, часто комковатыми, с включениями обломков и прослойков углей. Мощность свиты составляет 180-190 м.

Туртаская свита мощностью 70-90 м, представлена глинами, кварцевыми песками и алевритами с включениями зерен глауконита.

## *Четвертичная система*

На размытой поверхности олигоценых отложений залегают осадки четвертичной системы. Литологически они представлены аллювиальными и озерно-аллювиальными песками, супесями, суглинками и глинами с прослоями гравийных песков и гравия. Мощность четвертичных отложений до 70 м.

### **1.3 Нефтегазоносность Тайлаковского месторождения и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов**

На основании данных о геологическом строении и нефтегазоносности юрско-меловых отложений в разрезе выделяются 3 нефтегазоносных комплекса (НГК): среднеюрский, верхнеюрский (келловей-кимериджский) и неокомский (берриас-валанжинский). Коллекторы на месторождении имеют терригенный состав.

Среднеюрский НГК, выделяемый в объеме тюменской свиты. С ним связана основная часть запасов УВ Тайлаковского месторождения (пласты Ю<sub>4</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>4</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>3</sub>, (Ю<sub>3</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>2</sup> Ю<sub>3</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>).

Отложения комплекса представлены континентальными отложениями - песчаниками, алевролитами, аргиллитами, углистыми аргиллитами и углями. Особенности НГК являются сильная литологическая изменчивость по вертикали и латерали, обусловленная условиями осадконакопления, а также значительные вариации мощности с выклиниванием нижних горизонтов на выступах фундамента, что создает благоприятные условия для развития литологических и стратиграфических ловушек.

Выявленные в среднеюрских отложениях (пласты Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub>) нефтяные залежи пластово-сводовые, тектонически- и литологически экранированные. Мощность Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub> варьирует от 43-268м.

Региональной покрывкой является глинистая толща нижневасюганской подсвиты мощностью до 40 м.

Верхнеюрский НГК (пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) образован резервуарами верхневасюганской подсвиты и флюидоупором георгиевской и баженовской свит и является регионально нефтеносным на большей части Каймысовской НГО. Тип залежей – пластовые сводовые

и тектонически экранированные. Резервуары сложены мелководно-морскими и прибрежно-морскими образованиями. Мощность пласта от 42-77м. Покрышкой нефтегазонасного комплекса служит мощная толща аргиллитов и глин, включающая отложения георгиевской и баженовской свит, а также подачимовскую пачку.

Неокомский НГК (пласты Ач<sub>4</sub><sup>3</sup>, Ач<sub>4</sub><sup>2</sup>, Ач<sub>4</sub><sup>1</sup>, Ач<sub>3</sub><sup>3</sup>, Ач<sub>3</sub><sup>2</sup> и Ач<sub>3</sub><sup>1</sup>) имеет клиноформное строение. В нём выявлено несколько небольших залежей УВ, приуроченных к линзовидным резервуарам ачимовской толщи. Залежи пластово-сводового, литолого-стратиграфического и литологически экранированного типов. Мощность продуктивных пластов <100м. Флюидоупором для них служат вмещающие глинистые отложения мегионской свиты.

Нефтеносность залежей Тайлаковского месторождения установлена по данным опробований, ГИС, керна.

По фильтрационно-емкостным свойствам проницаемые породы относятся к IV-VI классам (Ханин, 1973). То есть породы с коэффициентом открытой пористости от 0.5-20.5%, а также низкими значениями абсолютной проницаемости (<40 мД).



## 2 МЕТОДЫ КАРОТАЖА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА ТАЙЛАКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ

### 2.1 Стандартный электрический каротаж

#### 2.1.1 Каротаж самопроизвольной поляризации ПС

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

Самопроизвольная поляризации может возникать по следующим причинам:

- диффузия (свободный диффузионный потенциал)
- адсорбция ионов (диффузионно-адсорбционный или мембранный потенциал)
- фильтрация жидкости в пласт (фильтрационный потенциал)

1) Свободный диффузионный потенциал образуется в результате различной минерализации контактирующих растворов. Ионы солей переходят из более концентрированных растворов в менее концентрированные. Стоит отметить, что ионы разных знаков имеют разные скорости, это приводит к тому, что происходит накопление анионов в одном растворе и катионов в другом растворе. Между этими растворами образуется э.д.с.-  $E_c$ .

Свободный диффузионный потенциал для контакта двух растворов одинакового химического состава определяется формулой Нернста:

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

где:  $k_c$  – коэффициент свободного диффузионного потенциала ( $k_c = - 11.6$  мВ);

$\rho_1$ ,  $\rho_2$  – удельные сопротивления более концентрированного и менее концентрированного растворов соответственно, значение  $E_c$  выражено в мВ.

2) Диффузионно-адсорбционный потенциал или мембранный диффузионный потенциал образуется, если два раствора соли различной концентрации разделены

перегородкой (мембраной) из горной породы. Мембранный диффузионный потенциал имеет положительный знак и его величина 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 (Сараев, 2019).

3) Фильтрационный потенциал образуется при проникновении бурового раствора в проницаемые пласты (это происходит из-за того, что давление в скважине обычно выше, чем в пласте). Фильтрация бурового раствора по порам и трещинам приводит к тому, что между началом и концом потока возникает фильтрационный потенциал (стенки капилляров способны адсорбировать ионы, зачастую отрицательные, положительные ионы продолжают мигрировать). Фильтрационный потенциал определяется по следующей формуле:

$$E_f = k_f \frac{\rho_f \Delta P}{\mu_f} \quad (2.3)$$

где:  $k_f$  – коэффициент фильтрационного потенциала;

$\rho_f$  – удельное сопротивление фильтрата бурового раствора, Ом\*м;

$\mu_f$  – вязкость фильтрата бурового раствора Па\*с;

$\Delta P$  – перепад давления, Ра.

Наибольшее значение для практики в нефтяных и газовых скважинах имеют электрические поля ПС, создаваемые в результате процессов диффузии, а в некоторых случаях фильтрации. Наиболее резкие изменения потенциала ПС обычно наблюдаются около контактов глинистых и песчанистых пород.

Аномалии в каротаже самопроизвольной поляризации  $\Delta U_{пс}$  отсчитываются от условной “линии глин”. Полное значение аномалии  $\Delta U_{пс} - E_{smax}$  представляет из себя сумму модулей мембранного и свободного диффузионного потенциалов. Значения фильтрационного потенциала невелики, поэтому они играют лишь дополнительную роль.

Таким образом, полная аномалия ПС является суммой модулей  $E_s$  и  $E_m$ .

Коэффициент аномалии  $k_c$  и  $k_m$  в сумме равны 69.6 мВ. Отсюда следует, что:

$$E_{\text{max}} = -69.6 \lg \frac{\rho\phi}{\rho\nu} \quad (2.4)$$

где:  $\rho\nu$  - удельное сопротивление пластовых вод, Ом\*м

Форма кривых метода ПС в пластах различной мощности имеют следующий вид (рис.2.1):

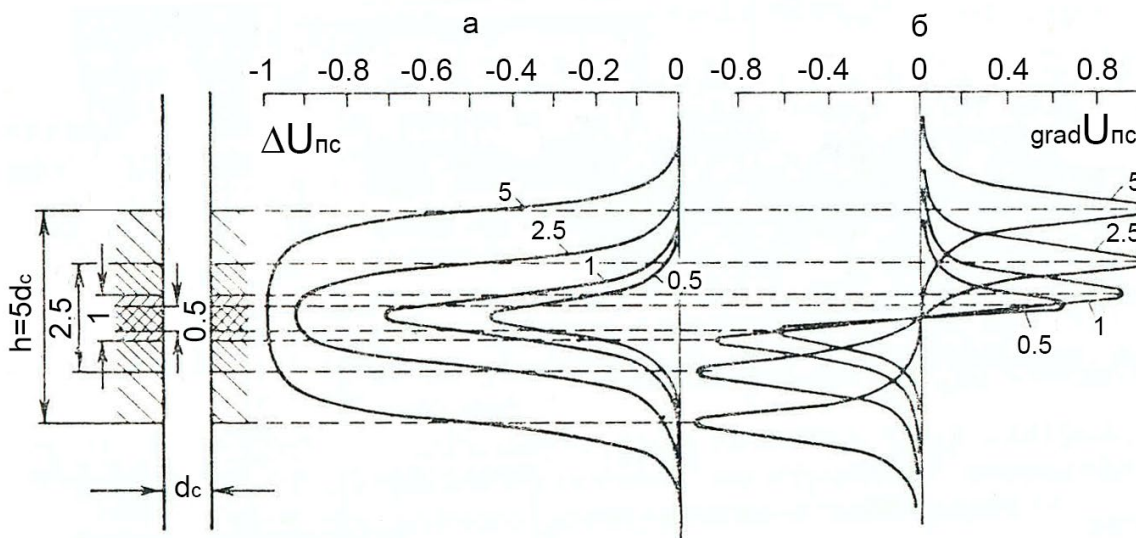


Рисунок 2.1. Кривые  $\Delta U_{\text{пс}}$  (а) и  $\text{grad } U_{\text{пс}}$  (б). Шифр кривых –  $h/d_c$  (Дахнов, 1982)

Каротаж самопроизвольной поляризации применяется для решения следующих задач:

- 1) Литологическое расчленение разреза.
- 2) Определение минерализации пластовых вод в чистых песчаниках и карбонатных отложениях.
- 3) Изучение условий осадконакопления
- 4) Определение пористости

### 2.1.2 Картаж сопротивлений

Картаж сопротивлений (КС) предназначен для определения удельного электрического сопротивления (УЭС) пород, пересекаемых скважиной. Схемы зондов разнообразные, они зависят от количества, соотношения, расположения электродов. Всего в КС используют 2 питающих электрода А, В (через которые пропускают ток) и два приемных электрода М, N (с помощью которых измеряется потенциал в зонде). Один из этих электродов расположен на поверхности у устья скважины, обычно это электрод В или N. Зонд перемещают вдоль скважины и производят замеры УЭС, при этом расстояние между электродами остается постоянным.

На практике используют либо потенциал-зонд, либо градиент-зонд (рис.2.2). Схема потенциал-зонда состоит из электродов А и М, где электроды В и N располагаются у поверхности. Замер разности потенциалов  $\Delta U_{MN}$  в таком случае подвержен воздействию промышленных помех, поэтому в современных реалиях электрод N принято располагать также в скважине, но на расстоянии гораздо большем, чем расстояние между А и М, то есть должно соблюдаться условие  $AM \ll MN$  (обычно разница в 10 раз). Длина зонда в данном случае равна расстоянию  $L=AM$  (рис. 2.2а).

Схема градиент-зонда состоит из электродов А, М и N, где в данном случае расстояние между электродами MN должно быть меньше, чем AM, то есть  $AM \gg MN$ . Длина градиент-зонда равна  $L=AO$ , где AO – расстояние между электродом А и серединой между электродами М и N (рис. 2.2б).

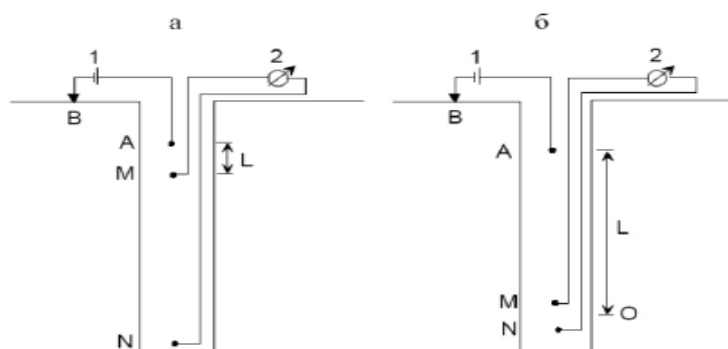


Рисунок 2.2. Схема потенциал-зонда (а) и градиент-зонда (б). 1 -источник тока, 2 - измеритель разности потенциалов. АВ – токовые (питающие) электроды, MN – приемные (измерительные) электроды.  $AM = L$  - длина потенциал-зонда,  $AO = L$  – длина градиент-зонда (Сараев, 2021).

Помимо этого, зонды отличаются по:

-количеству питающих электродов. Зонд с одним электродом называют *однополюсным*, с двумя – *двухполюсным*.

-расположению электродов. Бывают *обращенные* и *последовательные* зонды.

В обращенном зонде одиночный электрод (А или М) находится ниже парных электродов (АВ или MN). Если одиночный находится выше парных – последовательный. Так как максимум кривой последовательного зонда приходится на подошву пласта, а обращенного на кровлю, то их могут называть подошвенными и кровельными соответственно. Также стоит отметить, что смена назначений электродов, при неизменном расстоянии между ними, не изменит результаты исследования. Такое возможно благодаря соблюдаемому *принципу взаимности*.

Удельное электрическое сопротивление для потенциал- и градиент-зонда рассчитывается по следующим формулам.

УЭС для потенциал-зонда:

$$\rho = 4\pi L * \frac{\Delta U}{I} \quad (2.8)$$

где:  $\Delta U$  - разность потенциалов между электродами,

$I$  – сила тока источника.

УЭС для градиент-зонда:

$$\rho = 4\pi L^2 * \frac{E}{I} \quad (2.9)$$

где:  $E$  – измеряемая напряженность поля

Важно понимать, что вычисляемые значения УЭС не равняются  $\rho$  породы. Дело в том, что на результаты измерений оказывает влияние сама скважина: УЭС бурового раствора и зоны его проникновения, мощность пласта, диаметр скважины, глубина проникновения раствора, тип и размер применяемого зонда (Добрынин, 2004).

Соответственно зонды производят расчет  $\rho_K$  – кажущегося удельного сопротивления (рис.2.3).

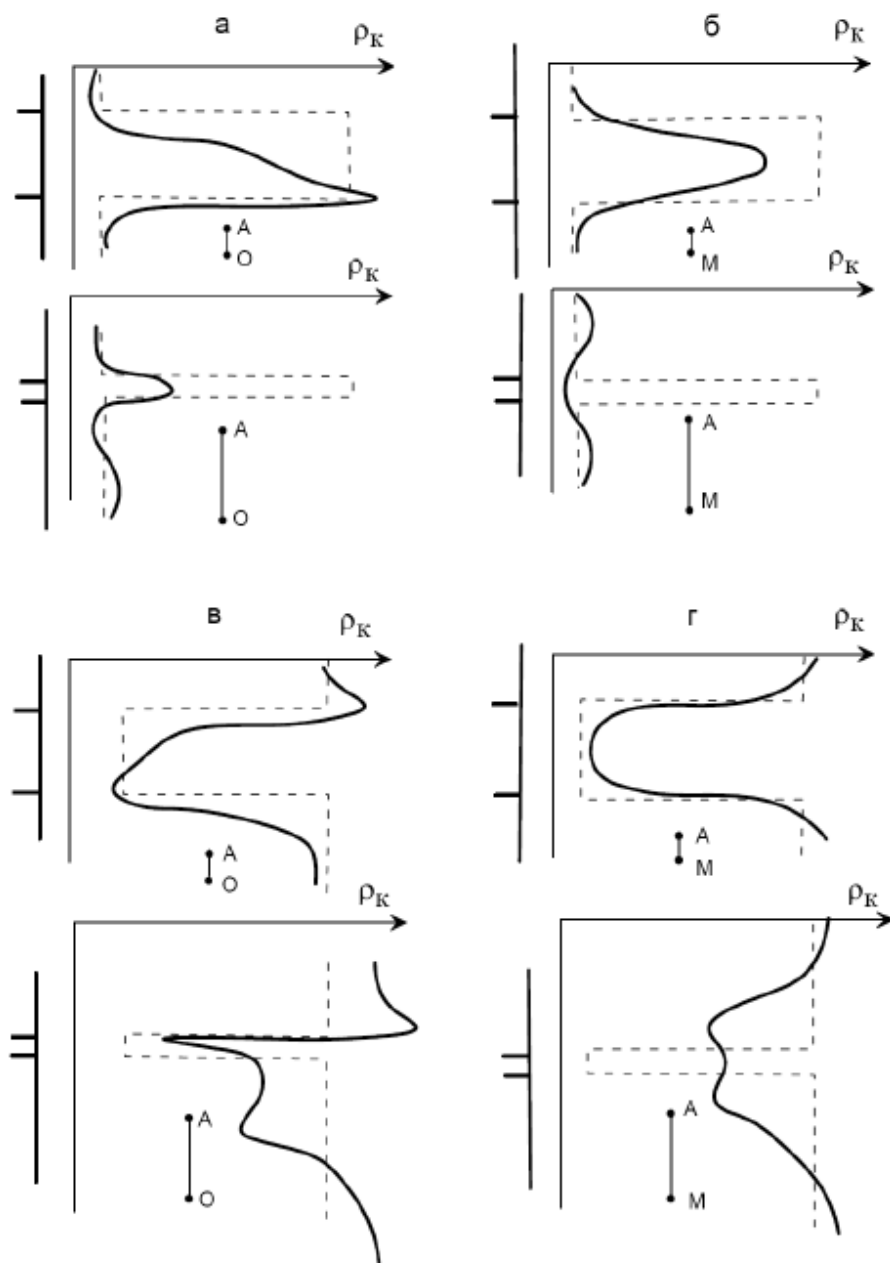


Рисунок 2.3 Кривые кажущегося сопротивления градиент- (а,в) и потенциал-зондов (б,г) для пластов с высоким (а,б) и низким (в,г) удельным сопротивлением (Комаров, 1973)

На рис. 2.3 показаны реальные кривые градиент- и потенциал-зонда для пластов большой и малой мощности. При этом рассматриваются как высокоомные, так и проводящие пласты. За счет влияния скважины, заполненной проводящим буровым раствором, эти кривые отличаются от идеальных кривых более сглаженным видом. Из

рисунка видны преимущества градиент-зонда при выделении высокоомных пластов малой мощности. Для проводящих пластов малой мощности эффективность градиент- и потенциал-зонда примерно одинаковая.

Метод играет важную роль в расчленении разреза по литологическому составу, определении мощности слоев, а также оценке ФЕС пород.

## 2.2 Боковой каротаж

Боковой каротаж (БК) представляет из себя модификацию метода КС, предназначенную для снижения влияния скважины и вмещающих пород на результаты измерений. Смысл метода в том, что помимо основного питающего электрода в схеме присутствуют два дополнительных, которые называются экранными или фокусирующими. Поддержание одинакового потенциала на основном и дополнительных электродах приводит к тому, что ток, проходящий через основной электрод, фокусируется и имеет направление, перпендикулярное скважине, что в конечном итоге приводит к меньшему ее влиянию на результаты. Другими словами, дополнительные питающие электроды необходимы, чтобы экранировать электрические поля снизу и сверху, тем самым увеличив долю тока в радиальном направлении. Наиболее распространенными являются схемы трех- и семиэлектродных зондов (рис.2.4)

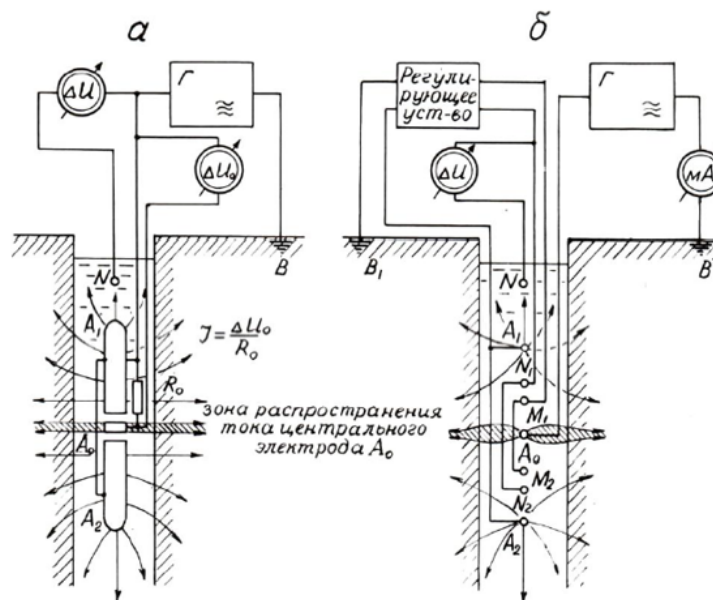


Рисунок 2.4 Схемы бокового каротажа с трехэлектродным (а) и семиэлектродным (б) зондами (Сковордников, 2018)

### *Семиэлектродный зонд с точечными электродами*

Ток  $J_0$  проходящий через питающий электрод А0 создает измеряемое электрическое поле. Для того, чтобы создать экранирующий эффект сверху и снизу, необходимо подать ток  $J_3$  синфазный току  $J_0$  через дополнительные электроды А1, А2. Сила тока  $J_3$  должна быть установлена так, чтобы потенциалы на всех питающих электродах были одинаковые. Такое условие соблюдается если разность потенциалов между электродами М1 и N1, а также М2 и N2 будут равны 0.

Если потенциалы на питающих электродах будут равны, ток не сможет течь вниз и вверх, то есть мы будем иметь сфокусированный ток. Во время измерений, первоначальное значение  $J_3$  может нарушаться, данная проблема решается автоматическим регулированием силы тока  $J_3$ .

В методе БК измеряется потенциал поля в точках М1, М2. Вычисление кажущегося удельного сопротивления  $\rho_k$  осуществляется по следующей формуле:

$$\rho_k = k * \frac{\Delta U}{J_0} \quad (2.10)$$

где:  $k$  – коэффициент зонда, зависящий от расстояния между электродами.

Результаты измерений относят к точке А0. Для характеристики семиэлектродного зонда вводят параметр фокусировки:

$$q = \frac{L_{\text{общ}} - L}{L} \quad (2.11)$$

где:  $L_{\text{общ}}$  – расстояние между дополнительными питающими электродами, м;  $L$  – длина зонда, м

Чем больше  $L_{\text{общ}}$ , тем лучше фокусировка тока и меньше влияет скважина. Влияние скважины и зоны проникновения тем меньше, чем больше длина зонда  $L$ . Однако чрезмерно  $L$  увеличивать не следует, т.к. при этом ухудшается выделение тонких пластов.

На практике обычно применяют с электродные зонды с  $L_{\text{общ}} = 3$  м,  $L=0.5-0.8$  м и  $q \sim 3-5$  (при наличии зоны проникновения), и с  $L_{\text{общ}} = 2$  м,  $L=0.8$  м и  $q=1.5$  (без зоны проникновения) (Сараев, 2020).



### *Трехэлектродный зонд с линейными экранирующими электродами*

Схема трехэлектродного зонда состоит из основного питающего электрода А0 и двух экранирующих, вытянутых электродов А1 и А2, соединенных между собой. Электроды между собой разделяются изолирующими прокладками. Через данные электроды пропускают ток таким образом, чтобы потенциал на трех электродах был одинаковый.

В трехэлектродном зонде производят замер потенциала на любом питающем электроде, однако измерения потенциала дополнительных электродов более помехоустойчивые. Формула для кажущегося удельного сопротивления такая же, как (2.8) однако отличается коэффициент зонда  $k$ .

$$k = \frac{2\pi L}{\ln \left[ \frac{L_{\text{общ}} + c}{d_3} \right]} \quad (2.12)$$

где:  $d_3$  - диаметр зонда

$$c = \sqrt{L^2_{\text{общ}} - d^2_3} \quad (2.13)$$

Каждая схема обладает своими преимуществами и недостатками. Трехэлектродный зонд имеет более простую конструкцию, легче проводить измерения. Форма кривых кажущегося УЭС для обоих зондов в целом имеют схожую форму (рис.2.5).

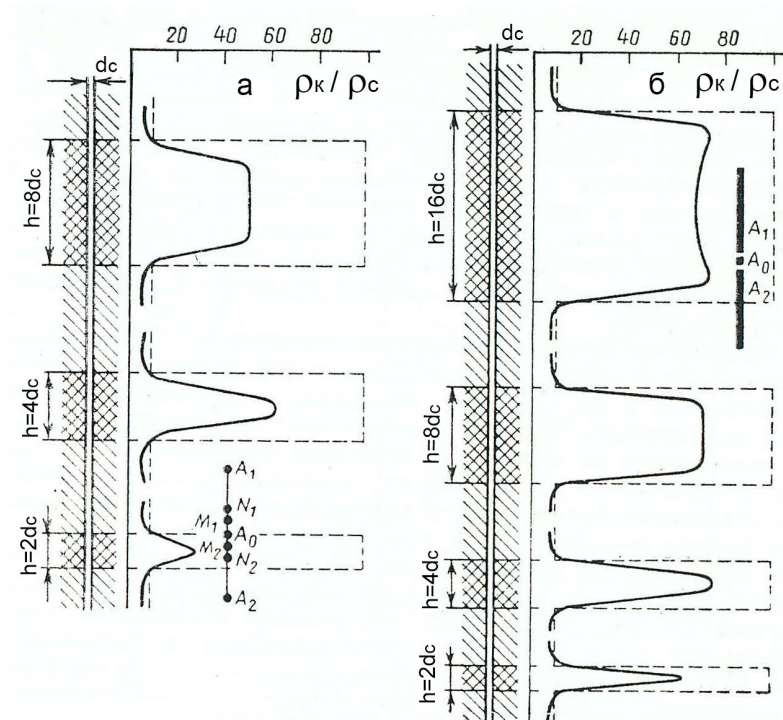


Рисунок 2.5 Формы кривых БК для семиэлектродного (а) и трехэлектродного (б) зондов (Комаров, 1973).

БК обладают большей радиальной глубиной, позволяет производить отбивку контактов пластов, более информативен при работе с высокоомными пластами. А значения  $\rho_k$  будут более близкие к значениям  $\rho_{пл}$ , чем при работе с обычными зондами КС.

### 2.3 Микронзондирование

Микронзондирование – разновидность электрических методов исследования скважин. Для данного метода используются зонды маленьких размеров, электроды которых находятся друг от друга также на небольшом расстоянии. Зонд состоит из трех электродов из которых для проведения работ собираются МПЗ – микропотенциал зонд (А0.05М) и МГЗ – микроградиент зонд (А0.025М0.025N). Из-за того, что схема устройства очень маленькая глубинность измерения составляет первые сантиметры, соответственно микронзондирование предназначено для изучения УЭС пород, прилегающих к скважине. Для того, чтобы получить информацию при такой небольшой

глубинности исследования, зонды помещают в “башмак”, плотно прилегающий к стенке скважины (рис. 2.6).

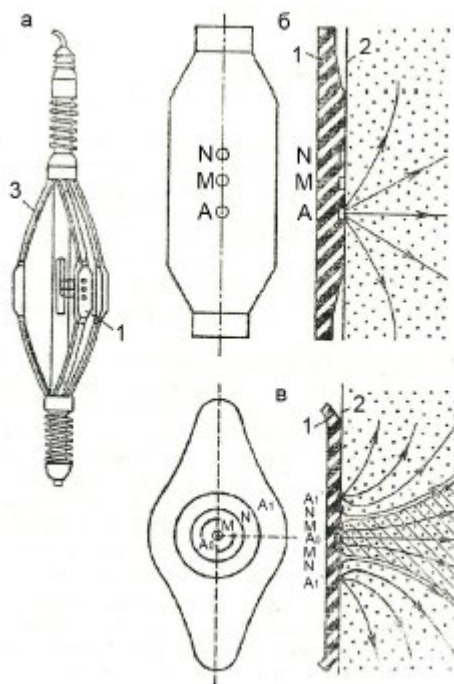


Рисунок 2.6 Общий вид микрозонда с прижимным устройством (а) и схемы обычного (б) и бокового (в) микрозонда (Комаров, 1973)

Реализация метода подразумевает одновременное измерение КС по двум микрозондам. Дело в том, что МПЗ и МГЗ обладают разной глубиной исследований, где глубинность МПЗ в 2-5 раз выше. Отсюда следует, что МПЗ измеряет УЭС пород  $\rho'$ , прилегающих к стенке скважины, а МГЗ в основном измеряет УЭС глинистой корки  $\rho_{гк}$ .

Наличие проницаемых пород определяется повышенным значением  $\rho_{к}^{МПЗ}$  над  $\rho_{к}^{МГЗ}$ , то есть  $\rho_{к}^{МПЗ} - \rho_{к}^{МГЗ} > 0$ , так как  $\rho'$  промытой зоны больше, чем  $\rho_{гк}$ . Если к стенкам скважины прилегают глины, то буровой раствор БР не образует глинистой корки, и оба микрозонда измеряют УЭС глин, то есть приращения не будет. В случае карбонатных пород глинистой корки также нет, а разница между УЭС карбонатов и бурового раствора велика – увидим повышенные значения  $\rho'$  относительно участков с глинами. Стоит отметить, что наличие трещин в карбонатных породах приводит к неоднородности показаний, кривые МПЗ и МГЗ могут пересекаться друг с другом.

Качественное расчленение разреза с помощью микрозондирования эффективно, однако глинистая корка отрицательно сказывается на количественных измерениях

рк, кроме того, если толщина глинистой корки больше 1.5 см, то микрозонды дают близкие значения. Для решения этой проблемы применяется МБК – микробоковой каротаж, который устроен по тому же принципу, что был описан ранее. Ток фокусируется и глубинность исследований увеличивается.

## 2.4 Индукционный каротаж (ИК)

В индукционном каротаже электрическое поле в породах создается не постоянным током, стекающим с зондов, а переменным током, образованным в генераторной катушке.

Катушки бывают генераторные и приемные, расстояние между ними называют *длиной зонда*. Ток, который пропускают через генераторную катушку частотой <60 кГц, создает первичное магнитное поле, которое, в свою очередь, индуцирует вихревые токи в породах, прилегающих к стенкам скважины. Токи в породах образуют вторичное магнитное поле. Приемная катушка фиксирует как первичное, так и вторичное магнитные поля. Однако нас интересует вторичное магнитное поле, так как оно связано с прилегающими породами и зависит от их электропроводности. Соответственно данный метод измеряет электропроводность пород  $\sigma = 1/\rho$ , выражается в сименсах на метр См/м или мСм/м. Вторичное магнитное поле имеет линейную зависимость с электропроводностью, однако только для пород с  $\rho > 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ . Для более проводящих пород линейность теряется за счет проявления скин-эффекта.

Однако учет скин-эффекта усложняет наглядность объяснения принципа работы аппаратуры ИК. Без учета скин-эффекта амплитуда плотности тока определяется пространственным фактором и удельной электропроводностью участка среды.

Согласно теории Долля измеряемая э.д.с. равна сумме э.д.с., обусловленных токами, протекающими по элементарным кольцам, на которые разбиваются все окружающее зонд пространство. Кажущееся сопротивление учитывает вклад каждого кольцевого участка, ее можно выразить следующим образом (Сараев, 2021):

$$\Sigma_{\kappa} = \sum_{i=1}^S \sigma_i * G_i \quad (2.14)$$

где:  $\sigma_i$  – удельная проводимость  $i$ -го кольцевого участка,  $S$  – число кольцевых участков,  $G_i$  – геометрический фактор одного кольца

Зависимость сигнала зонда ИК от геометрии среды в радиальном направлении характеризуется радиальными геометрическими факторами – элементарного кольца  $q_r$  и интегральным  $Q_r$ . По рисунку 2.7 наибольший вклад  $q_r$  имеет при радиусе цилиндра  $L/2$ , а  $Q_r$  близок к максимальному значению при радиусе цилиндра  $5L$ .

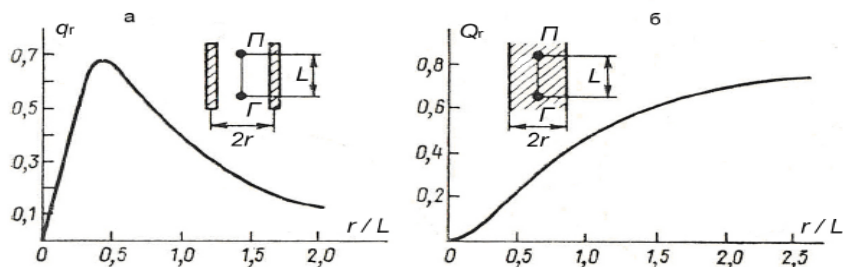


Рисунок 2.7 Радиальные геометрические факторы элементарного кольца (а) и интегральный (б) (Плюснин, 1976).

В вертикальном направлении играют роль вертикальные факторы – элементарного пласта  $q_z$  и интегральный  $Q_h$  (рис. 2.8). По графику  $q_z$  заметен характер влияния вмещающих пород на значения  $\sigma_k$  (чем ближе к пласту, тем выше  $\sigma_k$ ). По графику  $Q_h$  можно сделать вывод о насыщении сигнала в пласте большой мощности - равной  $5L$ .

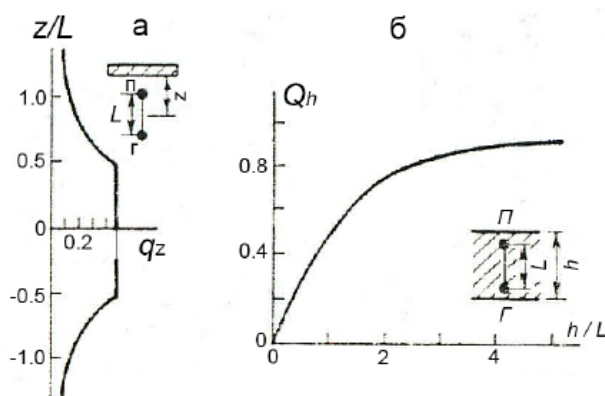


Рисунок 2.8 Вертикальные геометрические факторы элементарного пласта (а) и интегральный (б). (Плюснин, 1976).

В данном методе также можно улучшать свойства зонда путем использования фокусированных зондов. Фокусированные зонды ИК состоят из нескольких генераторных и приемных катушек, последовательно соединенных между собою. По принципу наибольшего числа витков различают главные и фокусирующие катушки. Подбирая число витков фокусирующих катушек и изменяя взаимное расположение

катушек в зонде, добиваются наименьшего влияния скважины и вмещающих пород (Сараев, 2021).

## 2.5 ВИКИЗ

ВИКИЗ - высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование. Это разновидность ИК с применением 5 зондов, состоящих из 3 катушек (1 генераторная и 2 приемные), где две приемные катушки позволяют уменьшить воздействие самой скважины на результаты исследований. Каждый зонд работает на своей длине зонда и частоте тока. Глубинность в данном случае увеличивается при увеличении длины зонда и уменьшении частоты тока. В данном методе измеряется разность фаз на двух приемных катушках  $\Delta f$ , которая зависит от электропроводности среды.

Изопараметричность в данном случае определяется, как сохранение показаний в одинаковой среде при разных характеристиках зонда. Она соблюдается следующим образом (Сковородников, 2018):

$$1) L * \sqrt{f} = const1$$

где:  $L$  – длина зонда

$f$  – частота

$$2) \frac{\Delta L}{L} = const2$$

где:  $\Delta L$  – база зонда

Характеристики зондов ВИКИЗ приведены в таблице 2.1, где И – измерительные катушки, Г – генераторные катушки.

Таблица 2.1 Частотно-геометрические характеристики зондов ВИКИЗ  
(Сковородников, 2018)

№ п/п	Символ зонда	Длина зонда, м	База зонда, м	Частота, МГц
1	И <sub>2</sub> 0.10И <sub>1</sub> 0.40Г <sub>1</sub>	0.50	0.10	20
2	И <sub>3</sub> 0.14И <sub>2</sub> 0.57Г <sub>2</sub>	0.71	0.14	8
3	И <sub>4</sub> 0.20И <sub>3</sub> 0.80Г <sub>3</sub>	1.00	0.20	4
4	И <sub>5</sub> 0.28И <sub>4</sub> 1.13Г <sub>4</sub>	1.41	0.28	2
5	И <sub>6</sub> 0.40И <sub>5</sub> 1.60Г <sub>5</sub>	2.00	0.40	0.8

Как мы видим частоты используемых зондов значительно превышают частоты в ИК. Каждый зонд обладают своей глубиной, превышение показаний по данным ближнего зонда над показаниями дальнего зонда может говорить о проникновении бурового раствора в пласт, так как показания дальнего зонда затрагивает неизменную часть пласта.

## 2.6 Ядерно-геофизический каротаж

### 2.6.1 Гамма каротаж

Данный метод геофизических исследований скважин основан на изучении естественной радиоактивности пород, которая в свою очередь связана с наличием в породах радиоактивных элементов, таких как U<sup>238</sup>, Th<sup>232</sup>, K<sup>40</sup>. А также продукта распада урана – Ra<sup>226</sup>.

Породы различного генезиса обладают разной радиоактивностью. Магматические породы имеют максимальную радиоактивность (среди них кислые породы наиболее радиоактивны, а ультраосновные наименее), метаморфические - среднюю, осадочные – минимальную (среди осадочных пород глины наиболее радиоактивны). Радиоактивность осадочных отложений пропорциональна их глинистости. Таким образом, данный вид каротажа отлично подходит для литологической дифференциации разрезов. Стоит отметить, что каротаж ГК можно проводить как в необсаженных, так и обсаженных металлическими трубами скважинах.

В аппаратуре ГК в качестве детектора используют сцинтилляционные счетчики на основе монокристаллов NaJ(Tl) в сочетании с фотоэлектронным умножителем (ФЭУ).

На Тайлаковском месторождении применяются сцинтилляционные счетчики NaI(Fe). Блок-схема аппаратуры ГК показана на рисунке 2.9. Измеряется скорость счета, т.е. количество  $\gamma$ -квантов, зарегистрированных детектором за определенный промежуток времени. Пороговый дискриминатор не пропускает импульсы малой амплитуды, связанные с шумами детектора и электронной схемы. Переход от скорости счета к естественной радиоактивности выполняется с использованием данных эталонирования (Сараев, 2021).

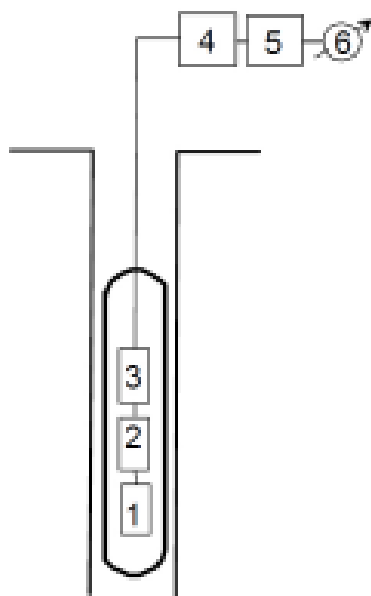


Рисунок 2.9 Схема измерений в методе ГК (Сараев, 2021).

1 - детектор гамма-излучения, 2 – ФЭУ, 3 - высоковольтный источник, 4 – пороговый дискриминатор, 5 - измеритель скорости счета, 6 – регистратор.

Результаты измерений записываются в мкР/ч (внесистемная единица) или А/кг (ед. СИ).  $1 \text{ мкР/ч} = 7.167 \cdot 10^{-14} \text{ А/кг}$ .  $1 \text{ пкА/кг} = 13.97 \text{ мкР/ч}$ .

Стоит понимать, что на показания ГК также влияют некоторые другие характеристики, например: радиоактивность среды, заполняющей ствол скважины; диаметр скважины, который в свою очередь влияет на поглощение гамма-квантов.

Современные приборы позволяют помимо интегральной интенсивности определять энергию поступающих гамма-квантов от разных элементов (спектральная модификация ГК). То есть они способны определять какой ЕРЭ вызывает радиоактивность породы.



Модельные кривые ГК в пластах, выраженные в отношениях интенсивности излучения исследуемого пласта к интенсивности излучения пласта большой мощности  $J_{\infty}$  приведены на рис. 2.10 и представляют собой симметричные максимумы. Мощность пласта определяется следующим образом: расстояние по линии, проведенной по уровню половины максимума аномалии. Для пластов малой мощности линия проводится по уровню 80% максимума аномалии. После чего для перехода к истинной мощности используются поправочные графики (Сараев, 2021).

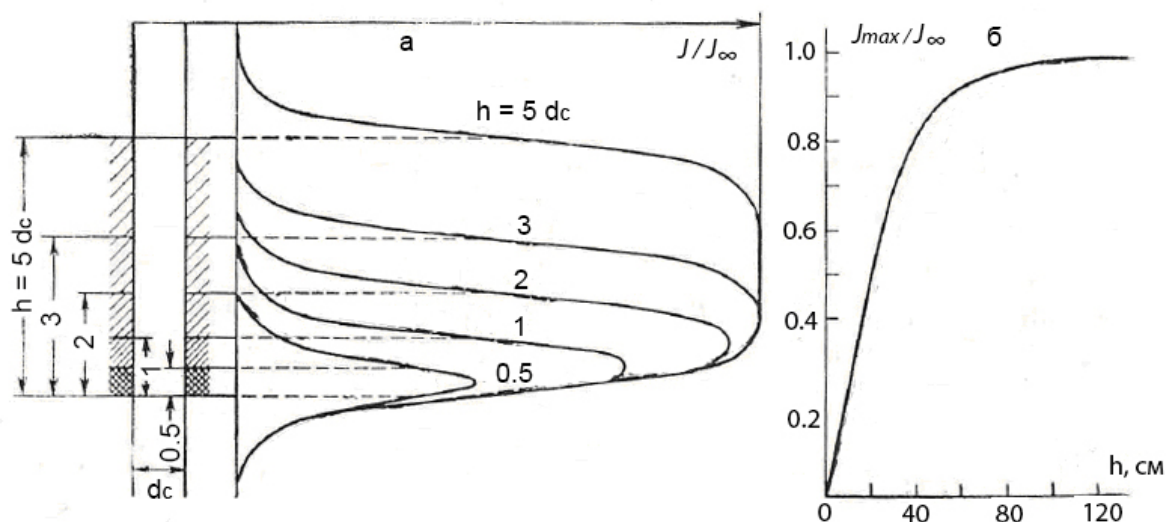


Рисунок 2.10 Кривые ГК для пластов разной мощности (а) и вертикальная характеристика зонда (Мейер, 1980)

Как видно из рис. 2.10, при малой мощности пласта не удастся определить истинное значение гамма активности. В таком случае  $J_{ист}$  находится либо по отношению площади под аномалией к мощности пласта с учетом масштаба регистрации, либо с использованием значения гамма-активности в максимуме кривой  $J_{max}$  через вертикальную характеристику зонда:

$$g = \frac{J_{max}}{J_{\infty}} \quad (2.15)$$

$$J_{ист} = \frac{J_{max}}{g} \quad (2.16)$$

При проведении измерений скважинным прибором необходимо подобрать оптимальную скорость перемещения снаряда в скважине. Дело в том, что все

радиометры обладают индивидуальными значениями постоянной времени интегрирующей ячейки. Необходимо, чтобы перемещение прибора осуществлялось так, чтобы аппаратура успела зафиксировать максимальные значения интегральной интенсивности.

При увеличении скорости показания радиометра будут меньше, чем они есть на самом деле. Графически это можно представить следующим рисунком (рис 2.11):

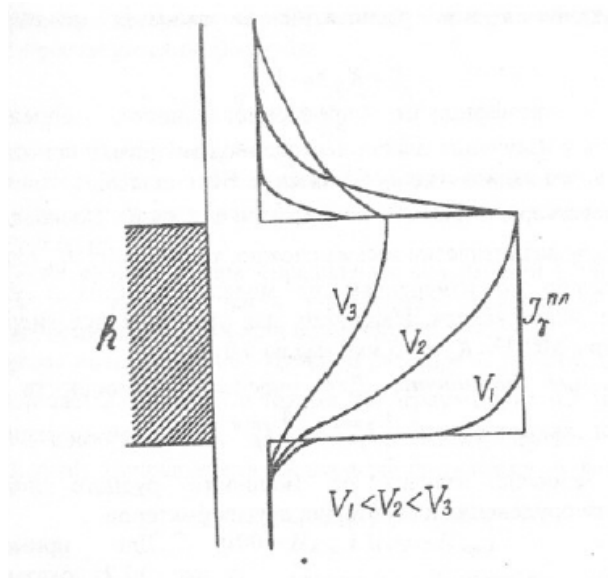


Рисунок 2.11 Зависимость конфигурации аномалии ГК над пластом повышенной радиоактивности в зависимости от скорости каротажа (Сковородников, 2018)

Для того, чтобы подобрать оптимальную скорость существует формула:

$$V_{\text{опт}} = \frac{1800h}{\tau} \quad (2.17)$$

где:  $h$ -мощность исследуемого пласта, м;

$\tau$  – постоянная времени, час

В среднем скорость не превышает 400 м/час.

Метод ГК входит в стандартный комплекс, применяемый при работах ГИС. Помимо литологического расчленения разреза, о котором я указал выше, проводятся поиски полезных ископаемых: солей (из-за наличия радиоактивного  $K_{40}$  в сильвините), углей и слюд. Также метод является ключевым в определении глинистости отложений, что является информацией о коллекторских свойствах пластов.

## 2.6.2 Плотностной гамма-гамма каротаж ГГК-П

В отличие от ГК, в методе ГГК происходит искусственное облучение горных пород гамма-квантами и измеряются показания рассеянного излучения пород. Соответственно аппаратура ГГК выглядит немного иначе, в ней помимо детектора присутствует источник гамма-излучения, но чтобы прямое излучение от источника не попадало на детектор, между ними помещают свинцовую пластину.

В методе ГГК применяют как  $2\pi$ , так и  $4\pi$  зонды. Энергия рассеянного излучения ниже, чем прямого, поэтому, чтобы буровой раствор не поглощал энергию, в  $2\pi$  зонде источник и детектор помещают на стенках скважины, а в  $4\pi$  зонде прибор центрирован и располагается на оси скважины.

Зонды в методе ГГК обладают следующей характеристикой - зависимостью интенсивности рассеянного  $\gamma$ - излучения  $\Psi(\xi)$  от параметра  $\xi$ , который, в свою очередь, зависит от длины зонда  $L$  и плотности  $\delta$  (рис 2.12) (Сараев, 2021).

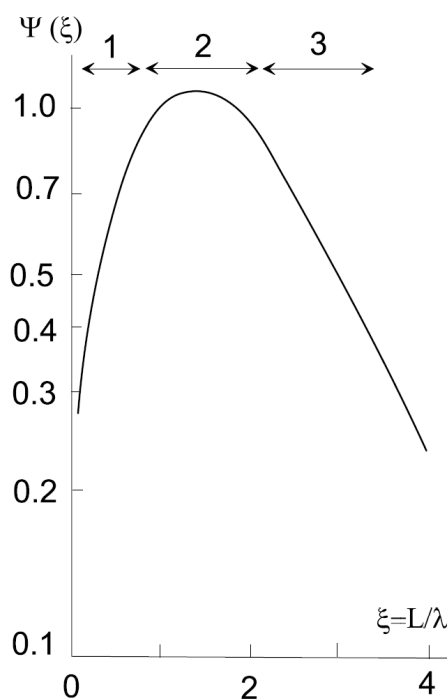


Рисунок 2.12 Функция рассеяния  $\gamma$ - излучения для  $2\pi$ -зонда. Области 1- доинверсионная, 2-инверсионная, 3- заинверсионная (Мейер, 1982)

Как видно из рисунка график можно поделить на 3 области, 1 – значения зависимости увеличиваются с увеличением длины зонда  $\xi < 1$  (доинверсионная область),

2 – остаются неизменными  $1 < \xi < 2$  (область инверсии), 3 – падение значений зависимости  $\xi > 2$  (заинверсионная область)

Горные породы по-разному воздействуют на гамма-излучение:

- Фотоэффект

Поглощение энергии атомом и высвобождение за счет этого электрона. Энергия  $< 0.2$  МэВ.

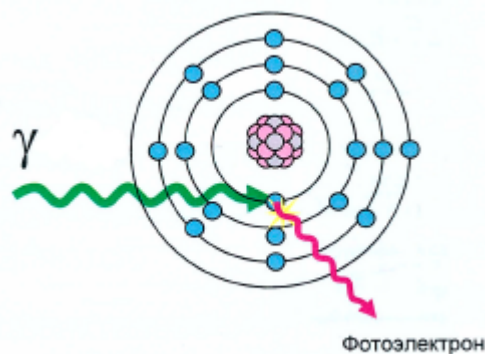


Рисунок 2.13 Взаимодействие  $\gamma$ -квантов низкой энергии ( $E < 0.2$  МэВ) с веществом (фотоэффект)

- Комptonовское рассеяние

Взаимодействие гамма-квантов с атомом, в результате которого гамма-квант отдает часть своей энергии и меняет свое направление на некоторый угол.

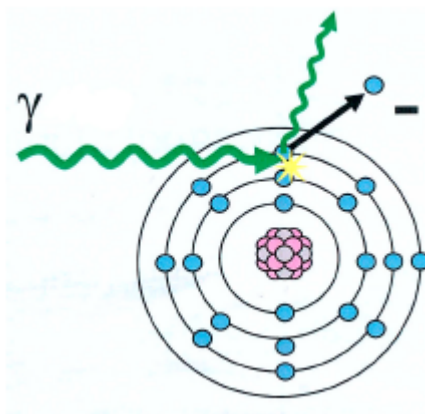


Рисунок 2.14 Взаимодействие  $\gamma$ -квантов средней энергии ( $E = 0.3-5$  МэВ) с веществом (комptonовское рассеяние)

- Образование электрон-позитронных пар

Взаимодействие гамма-квантов с ядром атома, в результате которого гамма-квант поглощается, и образуется электрон и позитрон, которые вылетает под некоторым углом.

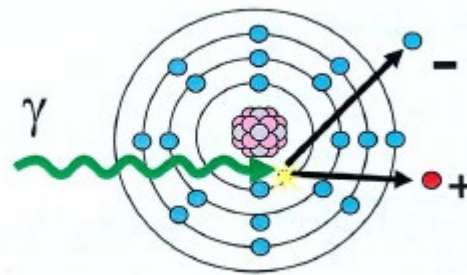


Рисунок 2.15 Взаимодействие  $\gamma$ -квантов большой энергии ( $E > 5$  МэВ) с веществом (образование электрон-позитронных пар)

Модификацию метода ГГК, основанную на использовании источников с энергией  $E > 0.3$  МэВ и реализующую определение плотности, называют плотностным ГГК (ГГК-П). В ГГК-П изучается комптоновское рассеивание и используются заинверсионные зонды  $\xi > 2$ . Так как для комптоновского рассеивания необходимо большие значения энергии, то источником принято использовать изотопы Со-60, испускающие кванты с энергией 1.17 и 1.33 МэВ или Cs-137, испускающий кванты с энергией 0.66 МэВ. Применяется как в обсаженных, так и не в обсаженных скважинах. Положительной аномалией выделяются пласты с малой плотностью, отрицательной с высокой.

Применение данного вида каротажа находит для решения таких задач, как:

- изучение разрезов рудных, угольных и нефтегазовых скважин
- определение пористости
- литологическое расчленение разрезов по плотности
- цементометрия скважин (поиск пустот в затрубном пространстве) (Сковородников, 2018)

### 2.6.3 *Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам ННК-Т*

В нейтронных методах каротажа используется воздействие нейтронов на горные породы. Нейтроны обладают самой большой проникающей способностью, они по показателям энергии делятся на:

- холодные 0.001 эВ
- тепловые 0.025 эВ
- надтепловые > 0.025 эВ

В качестве источника нейтронов обычно используют ампулы, заполненные смесью порошкообразного бериллия и какой-либо соли полония. Под воздействием альфа-частиц, спускаемых ядрами полония, происходит реакция:  $\text{Be}_4^9 + \text{He}_2^4 = \text{C}_6^{12} + n_0^1 + \gamma$  Po-Be источник дает около  $2 \cdot 10^6$  нейтронов в секунду на 1 г полония и примерно столько же гамма-квантов (Сковородников, 2018).

Нейтронные методы каротажа различаются измеряемыми величинами. В результате воздействия нейтронов на горную породу нейтрон теряет свою энергию и после примерно 25 столкновений замедляется до тепловой энергии. В таком состоянии нейтрон диффундирует пока не захватится ядром атома, приведя его в возбужденное состояние, которое снимается испусканием гамма-квантов, и они фиксируются детектором. Такое излучение называется гамма-излучение радиационного захвата (ГИРЗ). ГИРЗ изучается в методе НГК. В методе ННК-Т исследуется интенсивность тепловых нейтронов. Играть роль поглощающие и замедляющие свойства среды, где наиболее активное влияние имеет водород.

Зависимость интенсивности тепловых нейтронов от водородсодержания различна на разных расстояниях до источника и представлена на рисунке 2.16.

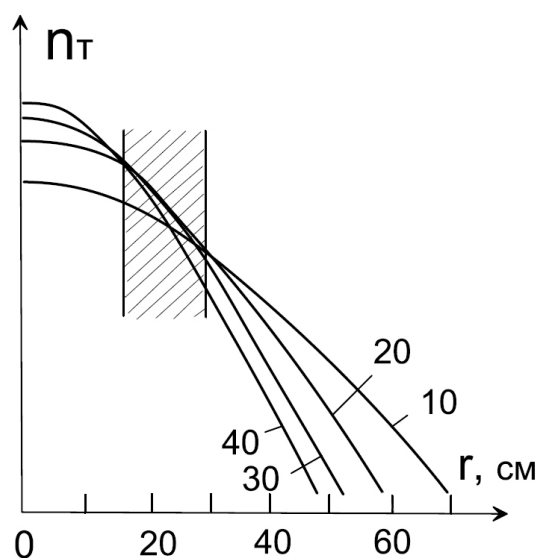


Рисунок 2.16 Зависимость плотности тепловых нейтронов  $n_T$  от расстояния  $r$  до источника (Комаров, 1973)

Как видно из рисунка график можно поделить на 3 области, 1 – значения  $n_T$  увеличиваются с увеличением водородсодержания  $r < 15$  см (доинверсионная область), 2 – остаются неизменными  $15 < r < 30$  (область инверсии), 3 – значения  $n_T$  уменьшаются  $r > 30$  (заинверсионная область). В методе ННК-Т применяют заинверсионные зонды с  $L = 30$ -50 см.

Метод чувствителен к  $Cl$ ,  $V$ ,  $C$ , поэтому помимо определения пористости, ННК-Т применяется для отбивки ВНК по  $Cl$ , отбивки ГНК и ГВК по  $H$ . Метод НГК применяется для решения тех же задач (Сараев, 2021).

## 2.7 Акустический каротаж АК

Акустический каротаж – один из основных методов изучения геологических разрезов скважин, основным принципом которого является изучение скоростных характеристик горных пород при воздействии на них упругих волн.

Если элементарный объем породы в определенный момент времени будет находиться под влиянием внешней движущей силы, это приведет к смещению частиц в его непосредственной близости и в будущем вызовет смещение других, более отдаленных. Если возбуждающие силы являются переменными или кратковременными, то под их воздействием в породе возникают упругие колебания (деформации).

Периодический процесс, который происходит в среде, когда упругие колебания передаются от точки к точке в ней, называется упругой волной.

Акустический сигнал характеризуют такие параметры волны, как период, амплитуда, длина волны, частота. Поэтому стоит обратить на них особое внимание. Период ( $T$ ) волны определяется как продолжительность одного цикла и измеряется в секундах. Период волны соответствует времени, которое необходимо волне для прохождения расстояния между двумя соседними волновыми максимумами (минимумами) (рис. 2.17).



Рисунок 2.17 Параметры волны ([http://fizmat.by/kursy/kolebaniya\\_volny](http://fizmat.by/kursy/kolebaniya_volny))

Частота ( $f$ ) соответствует числу полных циклов в единицу времени и измеряется в герцах (Гц). Частота обратно пропорциональна периоду:

$$f = \frac{1}{T} \quad (2.18)$$

Длина волны ( $\lambda$ ) – расстояние, которое проходит волна за один цикл. Длина волны выражается следующим образом:

$$\lambda = V \times T \quad (2.19)$$

где:  $V$  – скорость волны, м/с.

Амплитуда волны ( $A$ ) – максимальное отклонение волны от положения равновесия (рис.2.17). В горной породе волна постепенно затухает, т.е. уменьшается ее амплитуда.



Волны, регистрируемые приемником, напрямую зависят от условий измерения в акустическом каротаже (рис.2.18).

1) Волна  $P_0$ . Прямая продольная волна, которая регистрируется при прохождении бурового раствора.

2) Отраженная волна  $P_0P_0$ . Распространяется на границе бурового раствора и стенки скважины, на контакте пластов горных пород, на плоскостях трещин и других неоднородностях среды. В связи с высоким углом падения данный тип волн не регистрируется скважинным прибором.

3) Головные волны. Данные волны регистрируется только в том случае, если прямая волна, падающая на стенку под критическим углом, формирует вслед за ней поперечную скользющую и продольную волны.

Из головных волн наиболее важными являются волны типа  $P_0P_1P_0$  – головная продольная волна и  $P_0S_1P_0$  – обменная волна.

$P_0P_1P_0$  – волны продольные на всем пути распространения (участке падения, скольжения, выхода).

$P_0S_1P_0$  – обменные волны - волны продольные на участке падения и выхода и поперечные на участке скольжения. Амплитуда данных волн выше амплитуды волн  $P_0P_1P_0$  (рис.2.18)

Стоит отметить, что данные волны распространяются только если их скорость при прохождении горных пород больше, чем при прохождении через буровой раствор.

4) Существуют еще рефрагированные волны. Такой тип волн характерен тем, что возникает положительный градиент (плавное возрастание) скорости в радиальном направлении.

5) Волны Лемба – Стоунли (L и St)– каналовые волны, возникающие на границе твердой фазы (породы) и жидкости (бурового раствора). При удалении от контакта амплитуды волн быстро затухают.

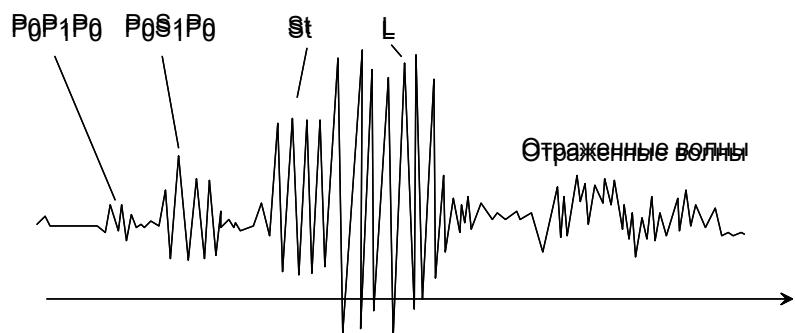


Рисунок 2.18 Волновая картина, полученная при записи упругих колебаний приемниками трехэлементного зонда; L, St – каналовые волны Лемба и Стоунли (Сараев, 2021).

После того как излучатель испускает импульс упругих колебаний, возникает только прямая продольная волна. Когда  $P_0$  достигает стенки скважины она формирует каналовые волны Лемба и Стоунли (L и St). Через определенный промежуток времени фронт продольной волны начинает двигаться вдоль этой границы по принципу внутреннего отражения (волна движется параллельно оси стенки скважины). В дальнейшем движении образуется головная волна, которая первой достигнет приемника (рис.2.19). В то же время поперечная волна формирует головную волну  $P_0P_1P_0$ , которой в данном случае характерны свойства именно продольных волн, так как поперечные волны распространяются только в твердых телах (рис.2.19).

До самого приемника доходят только три типа волн:

- $P_0$
- $P_0P_1P_0$
- $P_0S_1P_0$

При большой длине зонда головные волны приходят к приемнику раньше, чем  $P_0$ , кроме того, продольная и поперечные волны приходят последовательно. Иначе волновая картина становится непригодной для чтения.

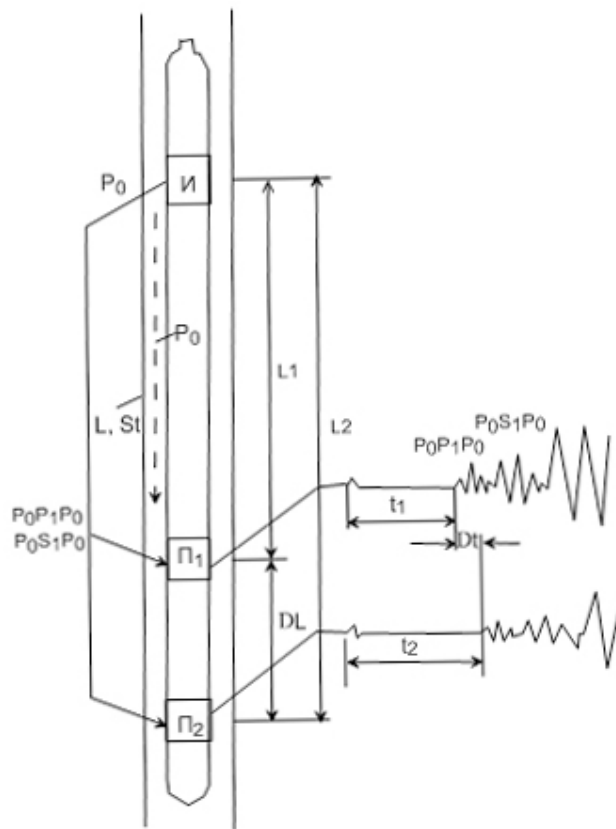


Рисунок 2.19 Схема измерений в методе АК (Дьяконов, 2016). И – излучатель, П<sub>1</sub>, П<sub>2</sub> – приемники акустического сигнала. t<sub>1</sub>, t<sub>2</sub> – времена прихода головной волны к первому и второму приемнику. Δt – разность времен прихода. L<sub>1</sub>, L<sub>2</sub> – расстояния от излучателя до первого и второго приемников, ΔL – база зонда

Модификации АК различаются по измеряемым величинам:

1) АК по скорости

Измеряется скорость распространения упругой волны, через разницу времени вступления P<sub>0</sub>P<sub>1</sub>P<sub>0</sub> волны до двух приемников, приведенную к базе зонда ΔL.

Данная величина называется удельное/интервальное время t<sub>уд</sub> и измеряется в мкс/м. Интервальное время выражается через следующую формулу:

$$t_{уд} = \frac{1}{V_p} \tag{2.20}$$

где: V<sub>p</sub> - скорость волны P<sub>0</sub>P<sub>1</sub>P<sub>0</sub>

2) АК по затуханию

Измеряется изменение амплитуды продольной или поперечной волны на расстоянии, равном базе зонда  $\Delta L$ , или так называемого эффективного коэффициента затухания (Добрынин, 2004):

$$a_{\text{эф}} = \frac{1}{\Delta L} \ln \frac{A_1}{A_2} \quad (2.21)$$

где:  $A_1, A_2$  – амплитуды продольной или поперечной волн

3) Волновой АК

Чаще всего в методе АК изучают характеристики головных волн, однако возможна регистрация полной волновой картины, которая влечет за собой высокую информативность, но сложную интерпретацию.

Кривые АК по скорости для трехэлементного зонда и пластов разной мощности показаны на рис. 2.20.

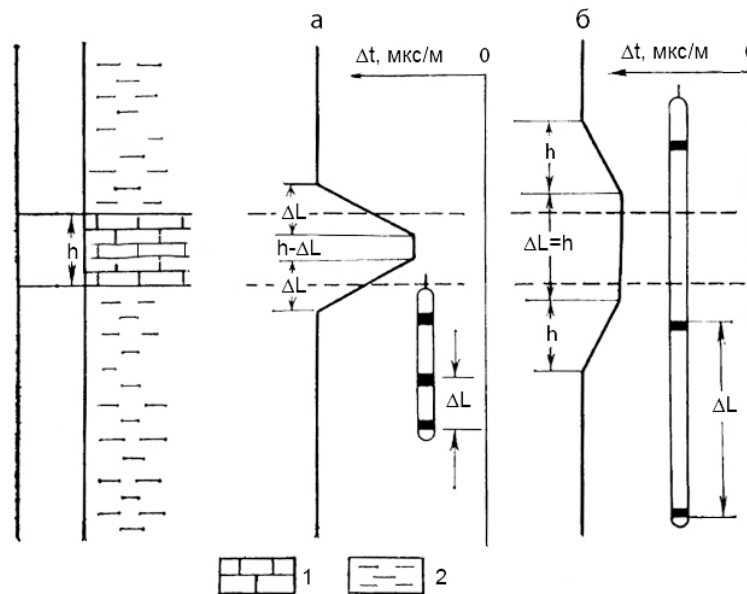


Рисунок 2.20 Кривые  $\Delta t$  для пластов разной мощности  $h > \Delta L$  (а) и  $h < \Delta L$  (б). 1 – известняки, 2 – глины (Итенберг, 1987)

Как видно из рисунка скорость прохождения волны через плотную породу выше, чем через глину, соответственно значения интервального времени ниже. Аномалия в обоих случаях равна  $h+\Delta L$ . Однако формула  $t_{уд}$  для случая (а) и (б) отличается на величину  $\frac{\Delta L-h}{V_{вм}}$ .

## 2.8 Кавернометрия

Данный метод изучения скважин основан на измерении диаметра бурового ствола скважины, который зачастую отличается от номинального по некоторым причинам. Во-первых, при бурении скважины возможно образование каверн в пластах углей, что увеличивает диаметр скважины. Во-вторых, увеличение диаметра скважины может быть также связано с размыванием пластов глин. В-третьих, буровой раствор (БР) во время контакта с проницаемой породой может образовывать глинистую корку на стенке скважины, которая уменьшает ее диаметр. Так как коллектор - это проницаемая порода, она также способна пропускать БР, однако ее пористость достаточно мала, поэтому порода вмещает только жидкую часть БР – фильтрат бурового раствора, в то время глинистая часть оседает на стенках скважины с образованием корки.

Таким образом, зная номинальный диаметр скважины  $d_n$ , помимо решения технических задач, связанных с установкой скважины, определением объема необходимого цемента для цементации затрубного пространства, можем сделать вывод о литологическом разрезе скважины.

Измерение диаметра скважины осуществляется каверномером (рис.2.21), данный прибор имеет несколько разновидностей, однако механизм везде схожий – прибор “скользит” по стенкам скважины считывая ее диаметр и преобразовывая данный сигнал в электрический (рис. 2.22), который передается на поверхность.

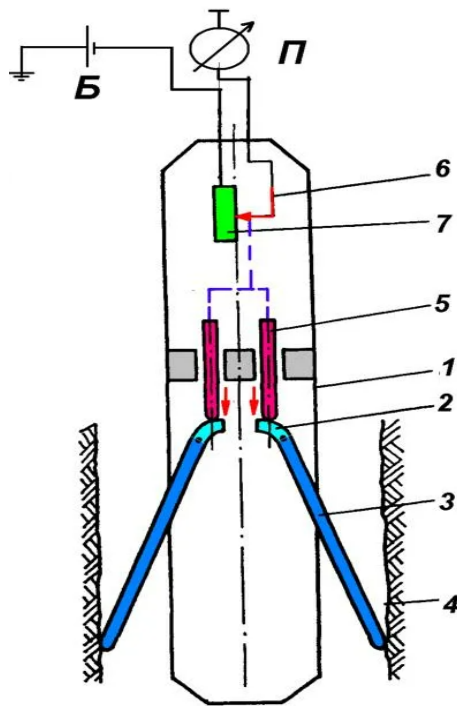


Рисунок 2.21 Каверномер рычажного типа. 1 – корпус, 2 – короткое плечо рычага, 3 – длинное плечо рычага, 4 – стенка скважины, 5 – шток, 6 – бегунок реостата, 7 – реостат, Б – батарея питания, П – регистрирующий прибор (Брылин, 1993).

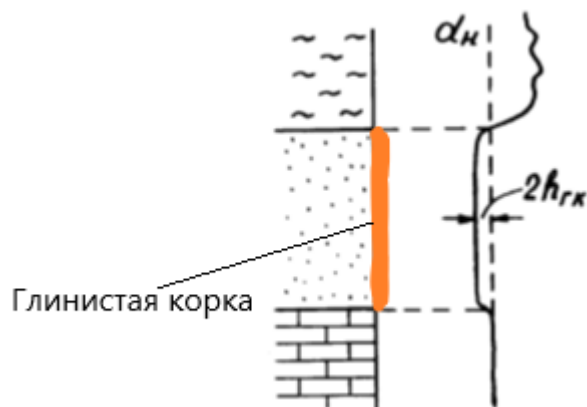


Рисунок 2.22 Зависимость среднего диаметра скважины от литологии разреза (Сковородников, 2018)

Как было сказано ранее, на уровне глин, диаметр скважины превышает  $d_n$ , на уровне песчаников диаметр скважины меньше  $d_n$ , а напротив плотных пород диаметр скважины не изменяется.

### 3 МЕТОДИКИ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН, ВЫДЕЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ

#### 3.1 Литологическое расчленение разрезов скважин

Производить дифференциацию пород по их литологическому составу в разрезе скважины первая и неотъемлемая задача, выполняемая комплексом ГИС. Каждый метод каротажа по своей сущности измеряет определенные характеристики породы, а совокупное применение этих методов отражает максимально полную картину, интерпретация которой приводит к решению данной задачи (рис.3.1). Таким образом нельзя полагаться на литологическое расчленение разреза, интерпретируя только АК или ГГК-П, например, лишь анализ всех методов одновременно может дать максимально информативный и точный результат. Краткая характеристика каждого метода:

- КС

Каротаж, определяющий УЭС пород, которое зависит от литологического состава пород и флюида, которым он насыщен. Карбонатные породы или породы, насыщенные нефтью, имеют высокие показатели кривых на диаграммах КС.

- ПС

Каротаж, определяющий наличие собственных электрических полей, образованных из-за миграции ионов. Чем выше содержание глиен в породах, тем выше показания кривой на диаграмме ПС.

- Микрозондирование

Определяется разница между показаниями МПЗ и МГЗ, которая зависит от наличия глинистой корки ( $\rho_k \text{ МПЗ} > \text{МГЗ}$ ) или ее отсутствия ( $\rho_k \text{ МПЗ} \approx \text{МГЗ}$ ).

- ГК

Гамма-каротаж напрямую связан с глинистостью породы из-за большого количества радиоактивных элементов в глинах. Соответственно, чем выше глинистость породы, тем выше показания кривых на диаграмме ГК.

- ГГК-П

По ГГК-П с помощью измерения вторичного  $\gamma$  излучения можно вычислить плотность, по которой, в свою очередь, можно расчленить разрез.

- НК

Показания нейтронного каротажа зависят от водородсодержания. Таким образом, породы, в которых удерживается вода, имеют отмечаются низкими значениями на диаграммах НК

- АК

В акустическом каротаже измеряется время прохождения упругих волн, чем плотнее порода, тем меньше времени необходимо волне для прохождения через породу. Соответственно в интервалах карбонатных пород кривая АК будет иметь низкие значения.

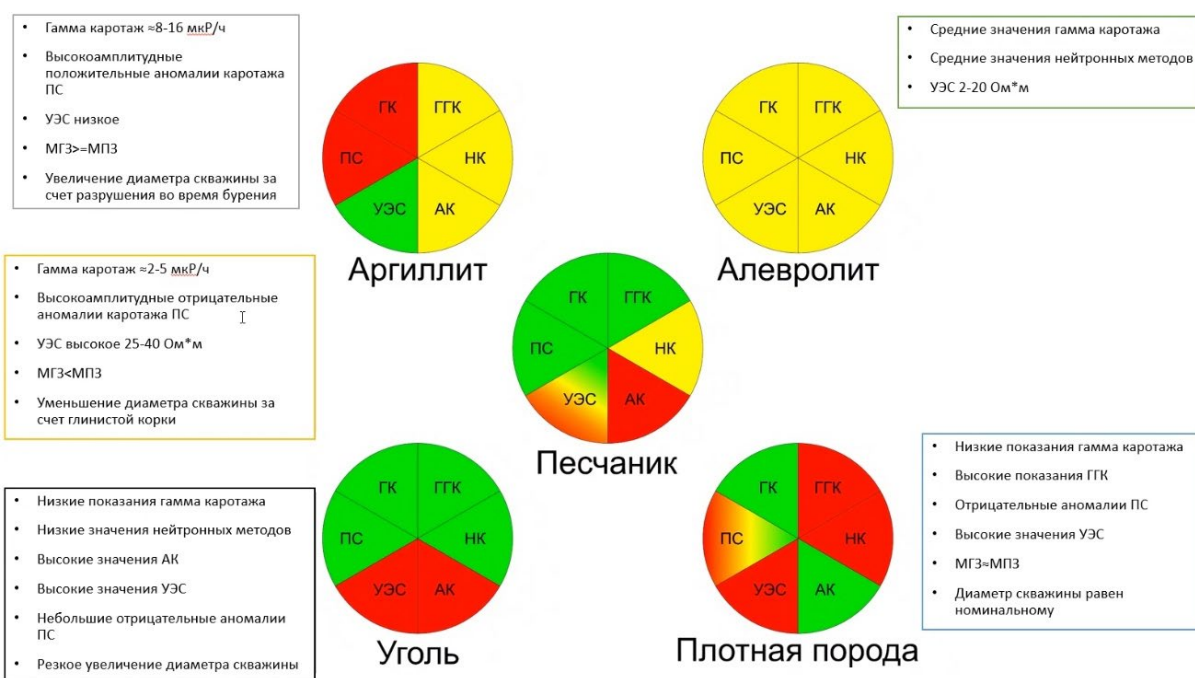


Рисунок 3.1 Характеристика основных пород по методам каротажа. Красный цвет – высокие значения кривых каротажа, зеленый цвет – низкие значения, желтый цвет – средние значения (Гомонов, 2021)

### 3.2 Выделение коллекторов

Коллекторы – породы, которые способны хранить в себе углеводороды и отдавать их при разработке. Соответственно выделение коллекторов осуществляется за счет наличия у пород определенных характеристик. Чтобы хранить в себе углеводороды, порода должна иметь определенные показатели пористости, а чтобы отдавать



углеводороды при разработке – показатели проницаемости. Не каждая пористая порода – коллектор (глины), и не каждая плотная порода – флюидоупор (карбонаты с трещинами). Также стоит отметить, что коллекторские свойства породы ухудшаются при увеличении содержания глинистого материала в ней. Соответственно для учета всех тонкостей и получения достоверных результатов необходим комплексный подход. При решении задачи выделения коллекторов используются качественные и количественные критерии.

### *3.2.1 Качественные критерии*

Геофизические исследования скважин на качественном уровне способны выделять толщи с высокой проницаемостью. Ниже представлены признаки наличия коллекторов:

- низкие значения кривых ПС и ГК, которые говорят о низких показателях глинистости в породах

- наличие приращения в микрозондах ( $\rho_k \text{МПЗ} > \text{МГЗ}$ )

- пониженные значения диаметра скважин по кривой кавернометрии (образование глинистой корки). Однако стоит отметить, что данный метод теряет актуальность при использовании полимерного бурового раствора

- наличие коллектора можно также диагностировать по данным КС. Показания каротажа КС будут изменяться во времени, что связано с изменением минерализации БР или изменением диаметра зоны проникновения в результате задавливания БР в пласт. Соответственно на водоносных (электропроводных) пластах отмечается повышение кажущегося сопротивления, а на нефтеносных (изоляторы) пластах отмечается уменьшение кажущегося сопротивления (Сараев, 2021)

- также наличие проникновения бурового раствора в пласт видно при сравнении показаний зондов КС разной длины

### 3.2.2 Количественные критерии

К количественным критериям относятся граничные значения ФЭС пород, вычисленные в лабораторных условиях, начиная с которых породу можно считать коллектором.

Нахождение количественных критериев осуществляется статистическим и корреляционным способами.

Статистический способ подразумевает выделение коллекторов по качественным признакам или испытаниям пластов, и дальнейшее определение таких свойств, как  $K_p$ ,  $\alpha_{ps}$  и др. для коллекторов и неколлекторов. В результате чего получаются два массива данных между которыми возможно провести граничную кривую. Данный метод построен на обработке прямой информации о коллекторах, полученных при работе со скважиной, что делает его более предпочтительным перед корреляционным способом.

Корреляционный способ представляет собой поиск граничных значений коэффициентов пористости и проницаемости с использованием связи «кern-кern». При определении граничных значений коэффициентов пористости и проницаемости однозначным и универсальным критерием нефтенасыщенного коллектора является наличие динамической пористости ( $K_{п}^{дин}$ ).

Для определения граничных значений ФЭС строятся корреляционные зависимости типа «кern-кern», связывающие коэффициенты динамической пористости ( $K_{п}^{дин}$ ), открытой пористости ( $K_p$ ) и проницаемости ( $K_{пр}$ ). Граничные значения петрофизических параметров  $K_{п}^{ГР}$ ,  $K_{пр}^{ГР}$  нефтенасыщенных коллекторов определяются по зависимостям  $K_{п} = f(K_{п}^{дин})$ ,  $K_{пр} = f(K_{п}^{дин})$  при  $K_{п}^{дин} = 0$ .

Породы, поры которых заполнены только остаточной водой и нефтью, относятся к неколлекторам ( $K_{п}^{дин} = 0$ ). Наличие в породах отличающейся от нуля динамической пористости ( $K_{п}^{дин} > 0$ ) свидетельствует о возможности появления подвижных флюидов. Поэтому значения  $K_{п}^{ГР}$  и  $K_{пр}^{ГР}$ , соответствующие  $K_{п}^{дин} = 0$ , характеризуют абсолютные границы коллекторов по пористости и проницаемости.

### 3.3 Определение глинистости

Глинистость пород – важная характеристика, определяющая содержание глинистого вещества в породе (частиц <0.01 мм). Очевидно, что наличие глинистой компоненты ухудшает ФЕС пород, так как маленькие частицы заполняют пустотное пространство, тем самым уменьшая значения пористости и ухудшая способность пропускать через себя флюиды. Также стоит сказать, что глина – сорбент, маленькие частицы породы обладают высокой удельной площадью, в результате чего глина способна удерживать связанную воду.

Определение глинистости осуществляется с помощью таких методов каротажа как ГК и ПС. Показания кривых ГК и ПС прямо коррелируют со значениями глинистости. Дело в том, что ГК, как я написал выше, определяет содержание радиоактивных элементов, которые в большом количестве содержатся в глинах как в минеральной (K40), так и в сорбированной форме (U, Th). Для определения глинистости по методу ГК используют следующую зависимость коэффициента объемной глинистости и двойного разностного параметра (Мараев, 2013):

$$K_{гл} = K_{гл0} * \Delta J_y \quad (3.1)$$

где:  $K_{гл0}$  – глинистость опорного пласта глин;

$\Delta J_y^b$  – двойной разностный параметр.

$$\Delta J_y = \frac{\Delta J_y - \Delta J_y^{min}}{\Delta J_y^{max} - \Delta J_y^{min}} \quad (3.2)$$

где:  $\Delta J_y$  - показания кривой ГК;

$\Delta J_y^{min}$  - минимальные значения кривой, приуроченные к линии песков;

$\Delta J_y^{max}$  - максимальные значения кривой, приуроченные к линии глин

По кривым каротажа ПС глинистость определяется по формуле ([https://wiki.aapg.org/Standard\\_interpretation#Application\\_2](https://wiki.aapg.org/Standard_interpretation#Application_2)):

$$K_{\text{гл}} = \frac{U_{\text{пс}} - U_{\text{псmin}}}{U_{\text{псmax}} - U_{\text{псmin}}} \quad (3.3)$$

Где:  $U_{\text{пс}}$  – показания кривой ПС;

$U_{\text{псmin}}$  – минимальные значения кривой, приуроченные к линии песков;

$U_{\text{псmax}}$  - максимальные значения кривой, приуроченные к линии глин

### 3.4 Определение пористости

Коэффициент пористости вычисляется отношением общего объема пустот породы ко всему объему породы.

$$k = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} \quad (3.4)$$

где:  $V_{\text{пор}}$  – объем пустот породы;

$V_{\text{обр}}$  – весь объем породы.

Пустотами называются межзерновые поры (мп.), трещины (тр.) и каверны (кав.), соответственно в общем случае пористость пород определяется суммой всех вышперечисленных пустот.

$$K_{\text{общ}} = K_{\text{мп.}} + K_{\text{тр.}} + K_{\text{кав.}} \quad (3.5)$$

Межзерновые поры, которые также называют первичными, формируются при образовании породы и характерны в первую очередь для терригенных пород.

По морфологии различают:

- структурные
- межкристаллические
- поры, появившиеся после разложения органического вещества (растений, животных и т.д.);
- поры, образованные пузырьками газа.

Трещины и каверны, как результат последующего преобразования породы, называют вторичной пористостью, которая характерна чаще для карбонатных пород.

По морфологии различают:

- поры, образованные в результате выщелачивания, дегидратации, доломитизации
- выветривания
- биохимических процессов

Значения пористости варьируют от 0 до 1 или от 0 до 100%. Однако важно понимать, что коэффициент пористости не определяет физические свойства породы. При одинаковых значениях пористости породы могут иметь разные размеры зерен, их распределение, сортировку, окатанность и упаковку. Так для карбонатных пород и песчаников возможен одинаковый коэффициент пористости 0,2. Однако очевидно, что поры в карбонатных породах по большей части изолированы и не сообщаются между собой, то есть проницаемость будет значительно ниже, чем у песчаников. В связи с этим выделяют 3 типа пористости:

Общая пористость - отношение общего объема пустот породы ко всему объему породы.

Открытая пористость – отношение связанных между собой пор ко всему объему пор.

Эффективная пористость – отношение сообщающихся между собой пор, по которым возможно движение флюидов, к общему объему пор.

Совершенно очевидно, что с глубиной порода уплотняется, а ее пористость уменьшается. Наличие соответствующих данных (наблюдения изменения пористости для соседних месторождений) позволяет вести прогнозирование пористости пластов, еще не вскрытых скважинами. Необходимо помнить, что такая зависимость характеризует лишь определенные геологические условия и не может быть произвольно применена для других регионов (Меркулов, 2008).

#### 3.4.1 *Определение пористости по данным каротажа ПС*

Каротаж самопроизвольной поляризации является самым распространенным для определения пористости на территории Западной Сибири. С помощью данного вида каротажа можно оценивать фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Для этого необходимо рассчитать относительную амплитуду ПС ( $\alpha_{ПС}$ ).

Для определения данного параметра используется общепринятая методика - степень уменьшения аномалии  $\Delta U_{пс}$  из-за наличия глинистости. Формула выглядит следующим образом (Мараев, 2013):

$$\alpha_{пс} = \frac{\Delta U_{пс}}{\Delta U_{пс(оп)}} \quad (3.6)$$

где:  $\Delta U_{пс}$  - амплитуда ПС исследуемого пласта;

$\Delta U_{пс(оп)}$  - амплитуда ПС опорного пласта.

В качестве нулевой линии, от которой производился отсчет амплитуды  $\Delta U_{пс}$ , используется линия глин, то есть линия с максимальными положительными значениями  $\Delta U_{пс}$ , соответствующим выдержанным по толщине и свойствам интервалам глин. Для вычисления  $\Delta U_{пс(оп)}$  используется пласт с минимальной глинистостью. После определения относительной амплитуды ПС ( $\alpha_{пс}$ ) для связи с коэффициентом пористости  $K_p$  применяется зависимость  $K_p=f(\alpha_{пс})$ , которая вычисляется лабораторным способом для каждого месторождения индивидуально.

Необходимые условия существования связи коэффициент пористости  $K_p$  и аномалии  $\alpha_{пс}$ :

- 1) Наличие статистической связи между  $K_p$  и массовой глинистостью  $S_{гл}$ .
- 2) Однородный состав глинистого цемента.
- 3) Различие в минерализации бурового раствора и пластовой воды (минерализация бурового раствора должна быть меньше).
- 4) Постоянство минерализации пластовых вод в изучаемом интервале коллектора.

Преимущество метода ПС при определении пористости - возможность определения коэффициента пористости нефтеносных пород (нефтенасыщение не влияет на величину аномалии ПС). Недостаток – нет возможности определять для чистых и слабоглинистых ( $S_{гл} < 2-3\%$ ) терригенных коллекторов по данным ПС, т.к. в этом случае  $\alpha_{пс} \approx 1$ . Кроме того, необходимо наличие четкой зависимости  $K_p$  от глинистости коллектора (Сараев, 2021).

### 3.4.2 *Определение пористости по данным каротажа ГГК-П*

Данный метод обладает важными преимуществами перед другими методами ГИС. В первую очередь это незначительное воздействие глинистости и структуры порового пространства пород на результаты определения коэффициента пористости.

Его можно рассматривать как основной метод ГИС для определения пористости пород. Это обусловлено практическим равенством величин минералогической плотности пород-коллекторов и глинистого цемента в них. Объемная плотность  $\sigma_{об}$  связана с коэффициентом  $K_{п}$  общей пористости пород соотношением:

$$K_{п} = \frac{\sigma_{м} - \sigma_{об}}{\sigma_{м} - \sigma_{ж}} \quad (3.7)$$

где:  $\sigma_{м}$  – минералогическая плотность;

$\sigma_{ж}$  – плотность флюида, заполняющего поровое пространство.

Данный метод является главным для определения пористости в скважинах, пробуренных с использованием биополимерного бурового раствора, когда метод ПС, теряет свою информативность.

### 3.4.3 *Определение пористости по данным каротажа ННК-Т*

Так как в порах может содержаться нефть, вода или газ, с помощью нейтронных методов можно определять водородсодержание  $W_{\Sigma}$ , которое также называется нейтронной пористостью  $K_{п,N}$ . Стоит отметить, что коэффициент пористости измеренный с помощью данного метода, отличается для глинистых и неглинистых пластов. В последнем случае, необходимо введение поправок для перехода от  $K_{п,N}$  к  $K_{п}$ .

Кривые, полученные с помощью методов ННК-Т могут интерпретироваться по-разному:

- зависимость интенсивности излучения, нормированных по показаниям в пресной воде от эквивалентной влажности (для песчанистого коллектора от коэффициента пористости  $K_{п}$  (Сараев, 2021) (рисунок 3.2)

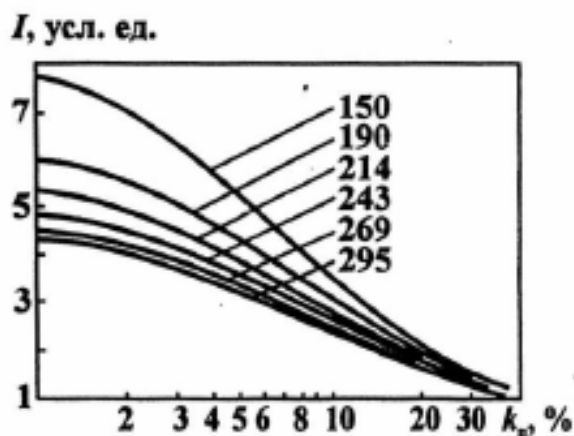


Рисунок 3.2 Зависимость интенсивности излучения  $J$ , нормированной по показаниям в пресной воде, от эквивалентной влажности (коэффициента пористости  $K_p$ ). Шифр кривых – диаметр скважины, мм. (Мараев, 2013)

- по двойному разностному параметру

$$\Delta J_{НК} = \frac{J_{НК} - J_{НКmin}}{J_{НКmax} - J_{НКmin}} \quad (3.8)$$

где:  $J_{НК}$ ,  $J_{НКmin}$ ,  $J_{НКmax}$  – показания в изучаемом интервале скважины и в интервалах опорных пластов с минимальными (глины) и максимальными (плотные известняки) значениями.

Определение пористости по нейтронному методу основывается на связи его показаний с суммарным водородосодержанием пород  $W_{\Sigma}$ . Масштабирование кривых НК в единицах водородосодержания выполнено способом двух опорных пластов. В качестве опорных пластов с высоким водородосодержанием принимаются пласты размытых глин (каверны), в качестве опорных пластов с низким водородосодержанием – прослой плотных пород.

Водородосодержание в размытых глинах принималось равным 30-40 % в зависимости от диаметра каверны. Водородосодержание плотного пласта составляет в среднем 3-6 %.

Суммарное водородосодержание связано с общей пористостью и глинистостью следующим уравнением:



$$K_{п} = W\Sigma - K_{гл} \omega_{гл} \quad (3.9)$$

Где:  $W\Sigma$  – суммарное водородосодержание или нейтронная пористость, определяется через зависимость с кривой нейтрон-нейтрон каротажа по тепловым нейтронам  $W=f(\text{ННК-Т})$ ;

$\omega_{гл}$  – водородный индекс глин, рассчитывался через глинистость по данным рентгеноструктурного анализа образцов керна;

$K_{гл}$  – объемная глинистость, рассчитывается по зависимости  $K_{гл}=f(\alpha_{пс})$ ;

#### 3.4.4 *Определение пористости по данным каротажа АК*

Применение акустического каротажа для определения пористости основано на измерении интервального времени пробега волн. Зависимость интервального времени и пористости представлена уравнением среднего времени (уравнением Вилли) (Мараев, 2013):

$$\Delta T = \Delta T_{фл} * K_{п} + \Delta T_{ск} * (1 - K_{п}) \quad (3.10)$$

где:  $\Delta T$  – интервальное время пробега волны, мкс/м;

$\Delta T_{фл}$  – интервальное время пробега упругой волны во флюиде, мкс/м;

$\Delta T_{ск}$  – интервальное время пробега упругой волны в скелете горной породы, мкс/м.

Из приведенной выше формулы можно выразить пористость:

$$K_{п} = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{фл} - \Delta T_{ск}} \quad (3.11)$$

Стоит отметить, что время пробега упругих волн в твердой фазе зависит от минерального состава.

Что касается времени прохождения волн через флюид, то в первую очередь важен его состав. А если принять во внимание тот факт, что глубина исследования с помощью акустического каротажа захватывает только промытую зону и немного зону проникновения, то  $\Delta T_{фл}$  зависит от минерализации, температуры и давления (рисунок

3.3). Г.И. Петкевич и Т.В. Вербицкий предложили эмпирическую зависимость для определения  $\Delta T_{фл}$  (Меркулов, 2008):

$$\Delta T_{фл} = \frac{1}{(1470 + k * C_n)} \quad (3.12)$$

где:  $C_n$  – минерализация бурового раствора кг/м<sup>3</sup>;

$k$ - коэффициент пропорциональности, зависящий от температуры и давления.

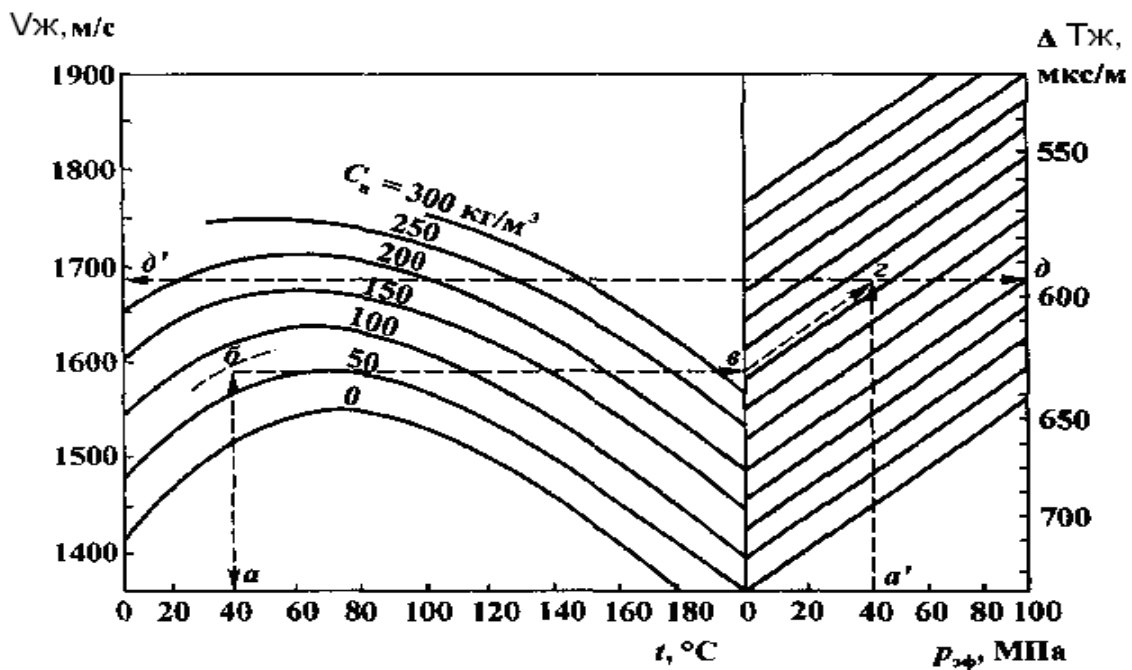


Рисунок 3.3 Номограмма определения интервального времени  $\Delta T_{фл}$  и  $V_{фл}$  при заданных минерализации  $C_n$  (в кг/м<sup>3</sup>), давлении  $p$  и температуре  $t$  (раствор NaCl) (по данным Герхард – Оуэн).

Пример использования:  $a, a', б$  – исходные данные;  $в, г$  - перемещение по номограмме;  $д$  и  $д'$  - искомые значения  $\Delta T_{фл}$  и  $V_{фл}$  (Мараев, 2013).

Особое внимание стоит уделить коллектору с примесью глинистого материала. В такой ситуации в уравнение интервального времени добавляется несколько слагаемых, и формула выглядит следующим образом (Меркулов, 2008):

$$K_{п} = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{фл} - \Delta T_{ск}} - K_{гл} \frac{\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{фл} - \Delta T_{ск}} \quad (3.13)$$

С глубиной давление увеличивается, и общая пористость пород уменьшается.

В зависимости от взаимоотношения песчаных и глинистых пород вышеуказанная формула применяется по-разному.

1) В случае, когда глинистые частицы находятся в порах коллектора и насыщены поровой жидкостью, то значения  $\Delta T_{гг}$  становятся практически равными  $\Delta T_{фл}$ , следовательно, вторая дробь становится равной единице и формула имеет вид:

$$K_{п} = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{фл} - \Delta T_{ск}} - K_{гг} \quad (3.14)$$

2) Для чередования глин и песчаников прослоями характерны значения  $\Delta T_{гг}$  близкие к значениям  $\Delta T_{ск}$ , следовательно, вторая дробь обращается в 0 и формула выглядит вот так:

$$K_{п} = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{фл} - \Delta T_{ск}} \quad (3.15)$$

3) Самым сложным для вычисления пористости является случай рассеянного распределения глинистых частиц. Значения  $\Delta T_{гг}$  будут варьироваться 0 до 1. Так как скорость распространения волн в глине и песчанике разная, то время пробега будет больше, чем истинное, измеренная пористость соответственно тоже. Это приводит к неточностям измерений. Для таких ситуаций известная нефтесервисная компания Schlumberger («Шлюмбержé») использует эмпирическую зависимость (Меркулов, 2008):

$$K_{п} = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{фл} - \Delta T_{ск}} * \frac{1}{C_p} \quad (3.16)$$

где:  $C_p$ - поправка уплотнения, изменяющаяся в пределах 1-1,8

### 3.5 Определение проницаемости

Вычисление проницаемости ключевая задача, которая определяет применяемую технологию разработки месторождения. Однако стоит отметить, что напрямую проницаемость не рассчитывается типовым набором ГИС, так как проницаемость это способность породы пропускать через себя флюиды, то есть динамическая характеристика, в то время как ГИС определяет статические показатели (кроме гидродинамического каротажа). Соответственно, для решения данной задачи в современных реалиях активно реализуется эмпирическая связь пористость-проницаемость, которая создается по результатам работ с керном. Для того, чтобы данную зависимость можно было применять, она должна соответствовать некоторым требованиям:

- используются образцы керна, равномерно освещающие пласт по площади и разрезу и отобранные из интервалов, где вынос керна составляет не менее 75%;
- количество образцов керна для зависимости составляет не менее 30
- образцы керна характеризуют весь диапазон изменения пористости и проницаемости. - уравнение петрофизической связи  $K_{пр} = f(K_{п})$  подбирается из условия максимального коэффициента корреляции  $R$  - при  $R < 0,6$  определение проницаемости по уравнению  $K_{пр} = f(K_{п})$  не производится (Акиншин, 2021).

Так как коэффициент пористости вычисляется несколькими способами, то стоит отметить, что для уравнения  $K_{пр} = f(K_{п})$  будет использовано  $K_{п}$ , имеющую максимальную корреляционную связь с керном.

### 3.6 Определение нефтенасыщенности

Нефтенасыщенность показывает, какая доля пустотного пространства занята нефтью. На Тайлаковском месторождении нефтенасыщенность определяется через уравнение Арчи-Дахнова, то есть использования в ГИС зависимостей, полученных лабораторным путем:

Зависимость между параметром и коэффициентом пористости:

$$R_{п} = \frac{\rho_{ВП}}{\rho_{В}} = a * K_{п}^{-m} \quad (3.17)$$

где:  $\rho_{ВП}$  – удельное сопротивление водонасыщенного пласта, Омм;

$\rho_{В}$  – удельное сопротивление пластовых вод, Омм;

$a, m$  – литологические характеристики

Зависимость между параметром насыщенности и водонасыщенностью  $K_{В}$ :

$$R_{Н} = \frac{\rho_{Н}}{\rho_{ВП}} = b * K_{В}^{-n} \quad (3.18)$$

где:  $\rho_{Н}$  – удельное сопротивление нефтенасыщенного пласта, Омм;

$n$  – литологическая характеристика

Соответственно уравнение Арчи-Дахнова имеет следующий вид:

$$K_{В} = \sqrt[n]{\frac{a * b * \rho_{В}}{K_{П}^m * \rho_{Н}}} \quad (3.19)$$

Удельное сопротивление пластовых вод  $\rho_{В}$  определяется лабораторным путем или по данным каротажа ПС. Удельное сопротивление нефтенасыщенного пласта  $\rho_{Н}$  определяется по данным электрических или электромагнитных методов каротажа (ВИИКИЗ, БКЗ, БК, ИК) обладающих наибольшей глубиной.

#### 4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА МЕТОДОВ КАРОТАЖА НА ТАЙЛАЙКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Для практической части данной работы было предложено четыре скважины Тайлаковского месторождения, по которым было необходимо определить литологию, пористость, проницаемость, глинистость и нефтенасыщенность.

##### 4.1 Выделение коллекторов

На качественном уровне выделение литологии и, соответственно, выделение коллекторов осуществлялось путем анализа кривых каротажа вручную (рис. 4.1 – 4.4).

На количественном уровне для Тайлаковского месторождения были выявлены следующие граничные значения петрофизических параметров для коллекторов: для пластов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> - Ю<sub>4</sub><sup>2</sup>:  $K_{пгp}=11,5 \%$ ,  $K_{пргp}=0,23 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

Результаты определения литологии по скважине № 1 приведены на рис. 4.1.

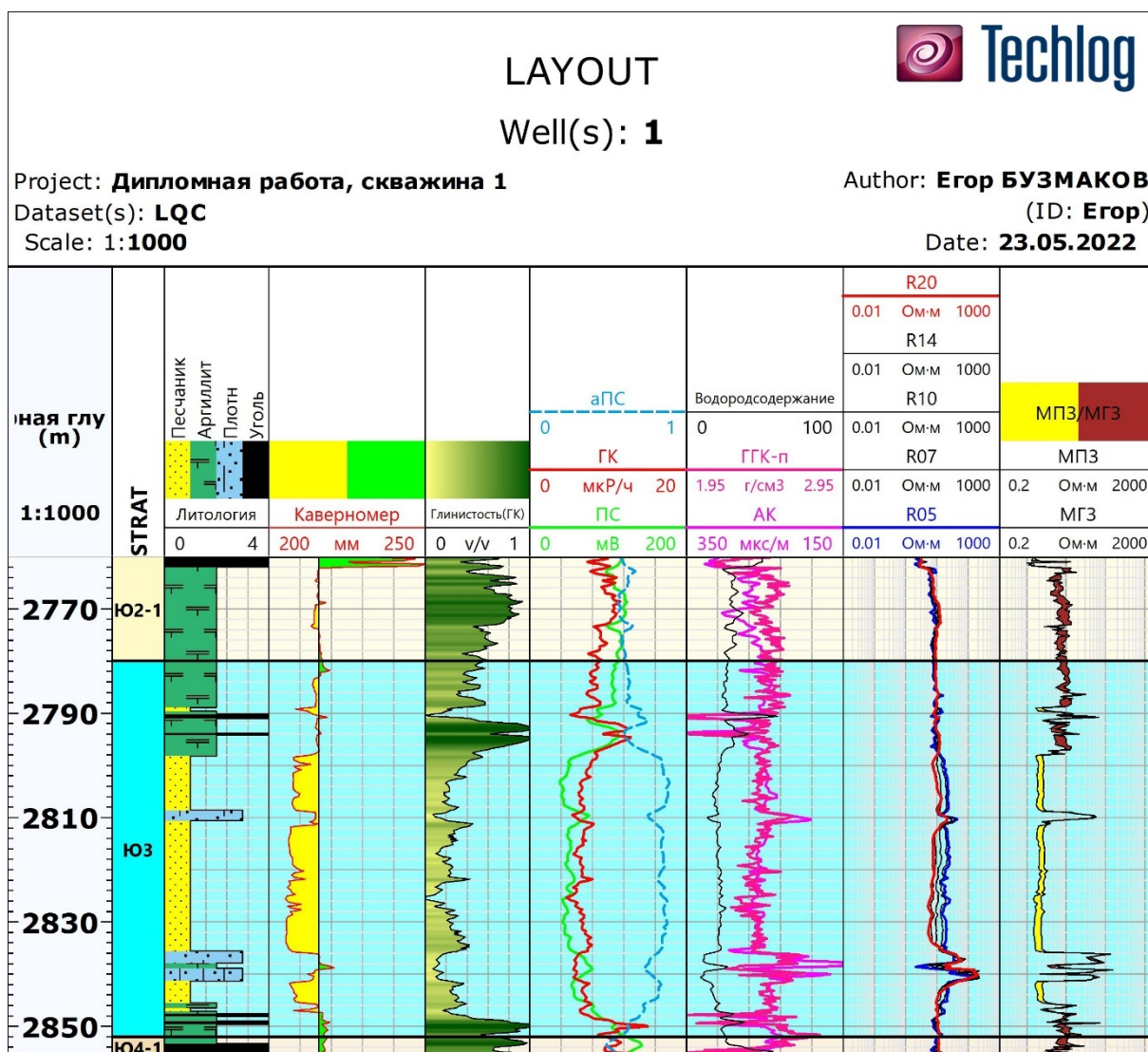


Рисунок 4.1 Литология по скважине №1,

где: АК - диаграмма акустического каротажа; ПС- диаграмма каротажа самопроизвольной поляризации; ГК - диаграмма гамма-каротажа; Водородсодержание - диаграмма по зависимости ННК-т; ГГК-П - диаграмма плотностного каротажа; R05-20 – диаграммы ВИКИЗ; МПЗ,МГЗ – диаграммы микропотенциал и микроградиент зондов; v/v - относительные единицы (изменяются от 0 до 1);

■ - песчаник, ■ - глины, ■ -плотные породы, ■-уголь

Как видим, из рис. 4.1 на планшете можно выделить коллектор на глубине от 2798-2845 м в пределах Юз. Это можно сделать благодаря следующей информации: уменьшение диаметра скважины от номинального ( $D_{ном}=216\text{мм}$ ) из-за образования глинистой корки, пониженные значения кривых каротажа ПС и ГК, наличие разницы между показаниями ближнего и дальнего зондов ВИИКИЗа R05 и R20, которые соответствуют первому и пятому зондам из таблицы 2.1, длиной 0.5 м и 2 м соответственно (проникновение полимерного раствора приводит к увеличению удельного сопротивления, из-за чего показания дальнего зонда меньше). Длины других зондов ВИКИЗ: R07 – 0.71 м, R10 – 1 м, R14 – 1.41 м. Наличие положительного приращения (показания МПЗ превышают показания МГЗ). Пропластки плотных пород были выделены на основе повышенных значений кривой ГГК-П и пониженных значениях кривых АК и водородсодержания, определение которого приведено в главе 3.4.3. Угли имеют противоположные значения кривых ГГК-П, АК и водородсодержания. Интервалы пластов выведены на планшет по данным керна. Также на планшете для наглядной демонстрации показана кривая глинистости, которая рассчитывалась по методу ГК с использованием формулы 3.1.



Результаты определения литологии по скважине № 2 приведены на рис. 4.2.

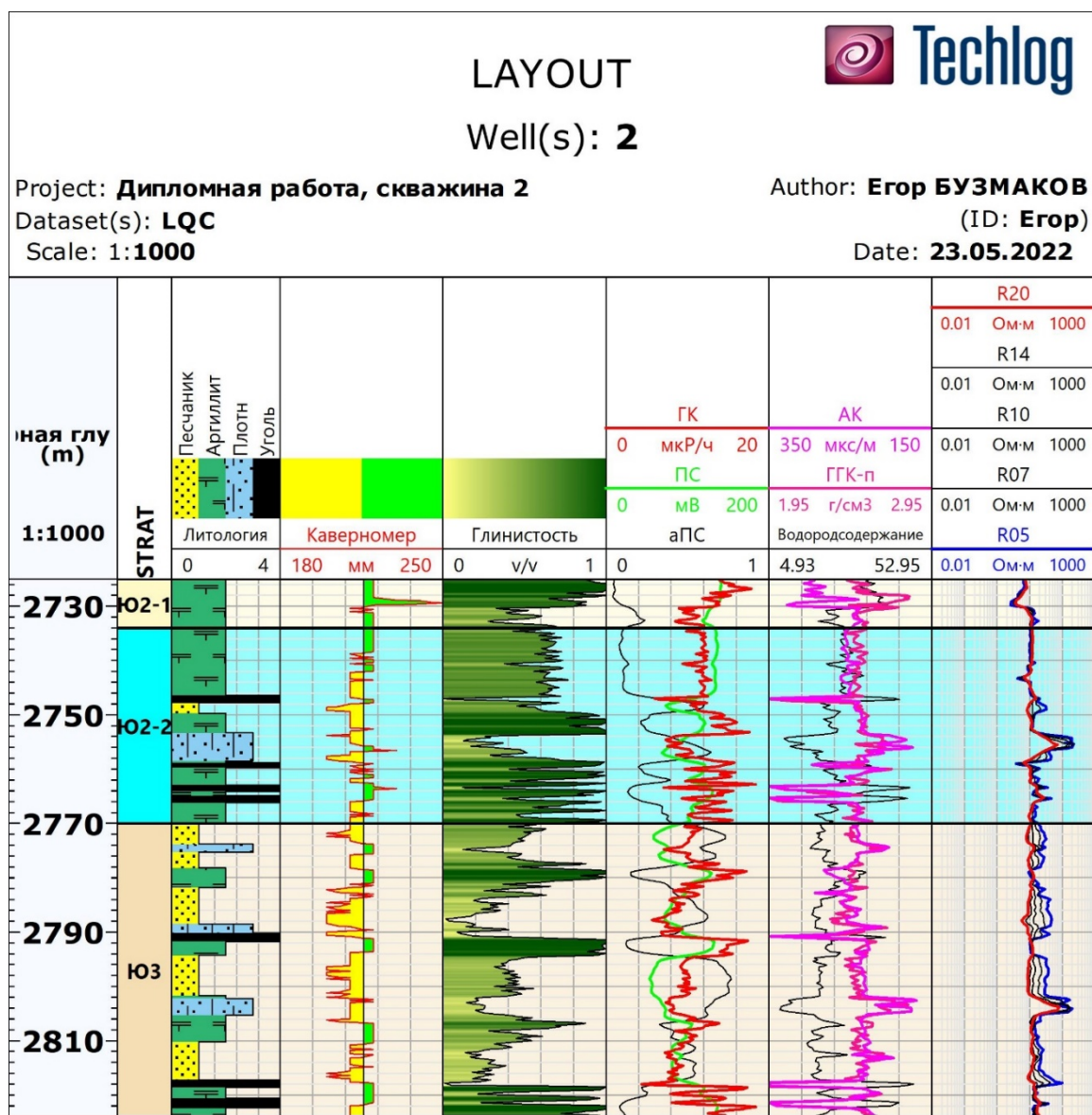


Рисунок 4.2 Литология по скважине №2,

где: АК- диаграмма акустического каротажа; ПС- диаграмма каротажа самопроизвольной поляризации; ГК- диаграмма гамма-каротажа; Водородсодержание- диаграмма по зависимости НК-т; ГГК-П - диаграмма плотностного каротажа; R05-20 – диаграммы ВИКИЗ; v/v- относительные единицы (изменяются от 0 до 1);

■ - песчаник, ■ - глины, ■ - плотные породы, ■ - уголь

Для скв. 2 на планшете можно выделить коллектор на глубине от 2770-2816 метров в пределах Юз. Это можно сделать благодаря следующей информации: уменьшение диаметра скважины от номинального ( $D_{ном}=216\text{мм}$ ) из-за образования глинистой корки по кривой каверномера, однако стоит заметить, что интерпретация данной кривой для 2 скважины имеет неточности. Помимо этого, пониженные значения кривых каротажа ПС и ГК, наличие разницы между показаниями ближнего и дальнего зондов ВИИКИЗа (R05 и R20). Участки с плотными породами были выделены на основе повышенных значений кривой ГГК-П и пониженных значениях кривых АК и водородсодержания. Угли имеют противоположные значения кривых ГГК-П, АК и водородсодержания.

Результаты определения литологии по скважине № 3 приведены на рис. 4.3.

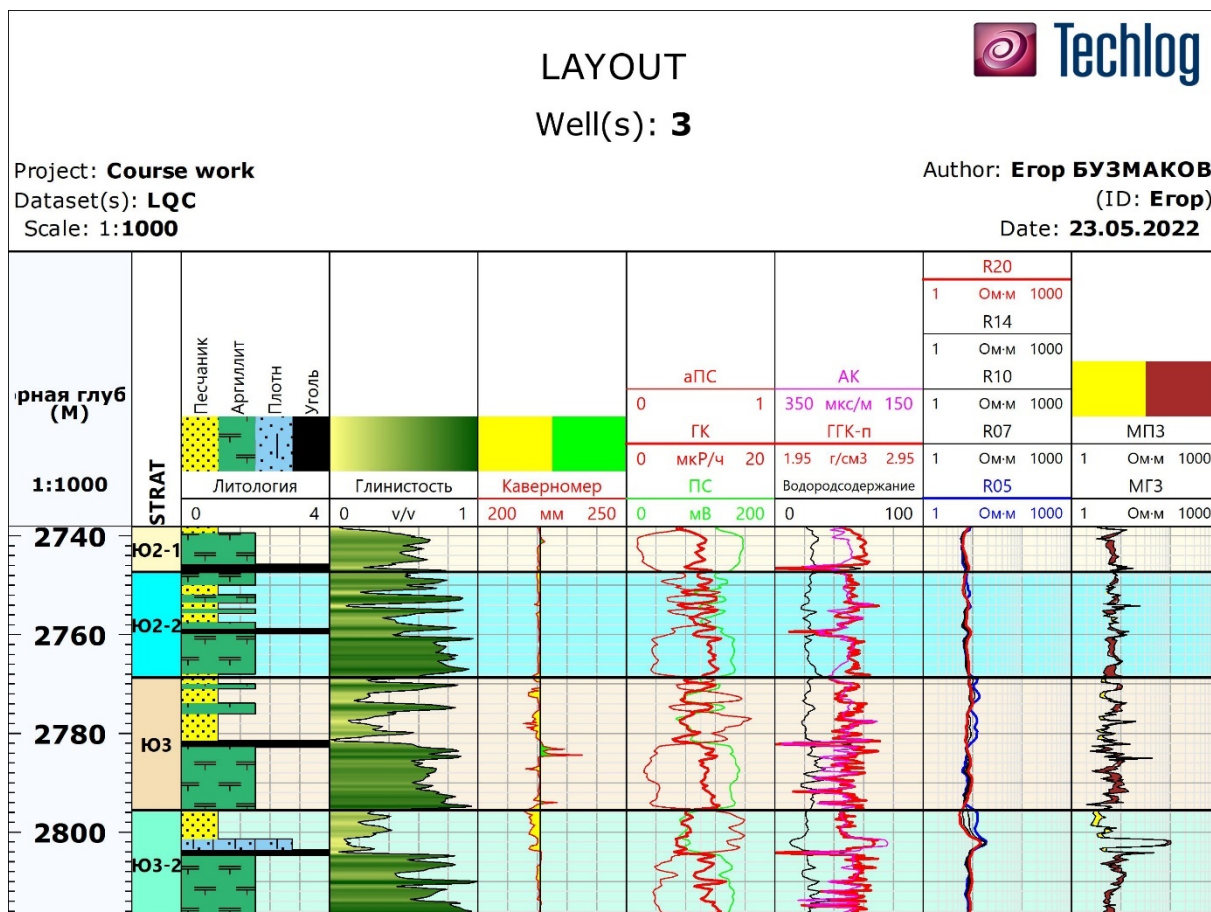


Рисунок 4.3 Литология по скважине №3,

где: АК- диаграмма акустического каротажа; ПС- диаграмма каротажа самопроизвольной поляризации; ГК- диаграмма гамма-каротажа; Водородсодержание- диаграмма по зависимости ННК-т; ГГК-П - диаграмма плотностного каротажа; МПЗ,МГЗ – диаграммы микропотенциал и микроградиент зондов; R05-20 – диаграммы ВИКИЗ; v/v- относительные единицы (изменяются от 0 до 1);

■ - песчаник, ■ - глины, ■ -плотные породы, ■-уголь

В скважине 3 (рис. 4.3) также применимы признаки литологического расчленения пород, которые описывались для предыдущих скважин. Породы коллекторы можно выделить в каждом стратиграфическом подразделении Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>3-2</sub>, однако их мощность небольшая, до 10 м.

Результаты определения литологии по скважине № 4 приведены на рис. 4.4.

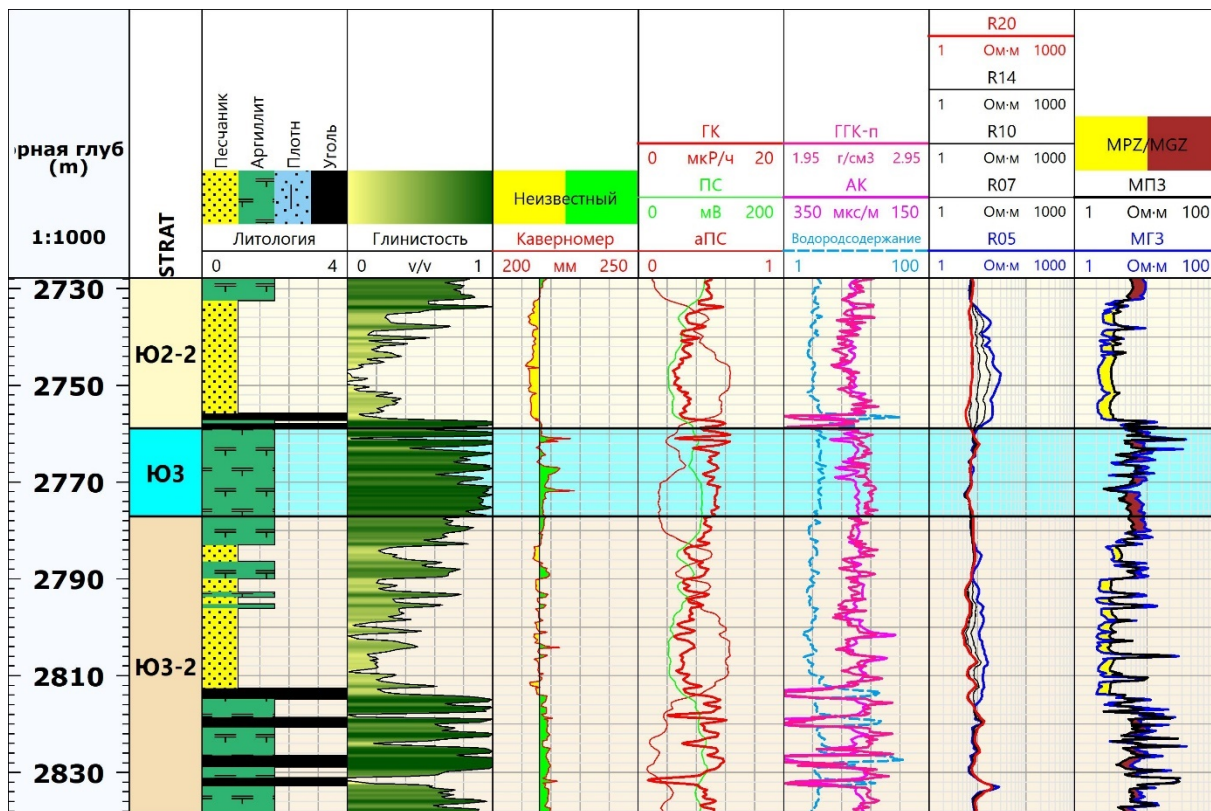


Рисунок 4.4 Литология по скважине №4,

где: АК- диаграмма акустического каротажа; ПС- диаграмма каротажа самопроизвольной поляризации; ГК- диаграмма гамма-каротажа; Водородсодержание- диаграмма по зависимости НК-т; ГГК-П - диаграмма плотностного каротажа; МПЗ,МГЗ – диаграммы микропотенциал и микроградиент зондов; R05-20 – диаграммы ВИКИЗ; v/v- относительные единицы (изменяются от 0 до 1);

■ - песчаник, ■ - глины, ■ - плотные породы, ■ -уголь

В скважине 4 (рис. 4.4) два мощных продуктивных интервала в пластах Ю<sub>2-2</sub> и Ю<sub>3-2</sub> выделены на глубинах 2732-2755 и 2782-2812 м соответственно. Они выделены по заметному уменьшению диаметра скважины от номинального D=216 мм и по положительным приращениям показаний микрозондов МПЗ от МГЗ, а также по приращениям значений более ближних (R05) зондов по методу ВИКИЗ. А резкие

увеличения значений АК и водородсодержания, а также уменьшения ГГК-П говорят о наличии углей.

## 4.2 Определение пористости

Для решения данной задачи было использовано 4 метода, для каждого из которого была взята зависимость из фондовой литературы по месторождению (рис.4.5, рис.4.7, рис.4.9, рис.4.11) (Шахов, 2018).

### Пористость по ПС

Коэффициент  $\alpha_{пс}$  вычислялся по формуле (3.6) которая может быть записана в виде:  $\alpha_{пс} = (p_{smax} - p_s) / (p_{smax} - p_{smin})$ . Данные значения мною были определены по диаграммам ПС для каждой скважины отдельно.

Для скважины 1:

- $p_{smin}$  (линия песков) = 41 мВ

- $p_{smax}$  (линия глин) = 144 мВ

Для скважины 2:

- $p_{smin}$  (линия песков) = 55 мВ

- $p_{smax}$  (линия глин) = 140 мВ

Для скважины 3:

- $p_{smin}$  (линия песков) = 61 мВ

- $p_{smax}$  (линия глин) = 155 мВ

Для скважины 4:

- $p_{smin}$  (линия песков) = 40 мВ

- $p_{smax}$  (линия глин) = 92 мВ

Коэффициент пористости по данным ПС вычислялся для пластов Ю1-4 по формуле (Шахов, 2018):

$$K_{п} = 0,1778 * \alpha_{пс}^{0,36} \quad (4.1)$$

Стоит отметить, что в основном бурение скважин осуществлялось с использованием биополимерных высокоминерализованных буровых растворов, минерализация которых была близка с минерализацией пластовых вод, в связи с чем показания данных с помощью каротажа ПС теряли свою информативность. Для таких скважин Кп не определялся с помощью каротажа ПС.

#### Пористость по ГГК-П

Для определения пористости по ГГК-П использовалась формула (3.7). Минералогическая плотность была принята равной  $2.68 \text{ г/см}^3$  в соответствии с экспериментальными данными (Шахов, 2018). Плотность флюида была принята равной  $1 \text{ г/см}^3$ , так как для данного метода каротажа характерна незначительная глубинность, плотностная характеристика определялась плотностью фильтрата бурового раствора, которая равна плотности воды.

#### Пористость по ННК-Т

Для продуктивных отложений расчет производился по двойному разностному параметру (3.8). За опорный пласт с минимальными показаниями НК для Ю<sub>2-4</sub> выбирался пласт в интервале глин  $J_{нк\min} = 2$  имп/мин (например, на глубине 2792 м в скв. 1). Данные опорные пласты устойчивы по физико-литологическим свойствам и поэтому пригодны для определения величины. В качестве опорного пласта с максимальными значениями выбирались плотные карбонатизированные прослой  $J_{нк\max} = 20$  имп/мин (например, на глубине 2810 м в скв. 1).

Для определения пористости использовалась формула (3.9) для суммарного водородосодержания в зависимости от общей пористости и глинистости. Значение  $W$  в формуле (3.9) определялось по формуле (Шахов, 2018)

$$W = 0.3287 * e^{(-2.4228 * \text{ННК-Т})} \quad (4.4)$$

где: ННК-Т- показания на кривой каротажа ННК-Т

В формуле (3.9) значение  $\omega_{\text{гл}}$  – составляет 0.28 (Шахов, 2018)

К<sub>гл</sub> – рассчитывалась по данным ПС по зависимости  $K_{гл}=f(\alpha_{пс})$  (Шахов, 2018):

$$K_{гл} = \frac{0.06055}{\alpha_{пс} + 0.09236} \quad (4.5)$$

#### Пористость по АК

Для коллекторов Западной Сибири широкое распространение получила зависимость (автор Фоменко В.Г. и др.), связывающая пористость К<sub>п</sub> с показаниями интервального времени  $\Delta t$  и амплитуды  $\alpha_{пс}$  (Шахов, 2018):

$$\Delta t = C * K_{п}^2 * (\alpha_{пс} - 0.05)^{-0.5} + 180 \quad (4.6)$$

где: C - для пластов Ю<sub>1-4</sub> – 0.21.



Результаты определения пористости по скважине № 1 приведены на рис. 4.5.

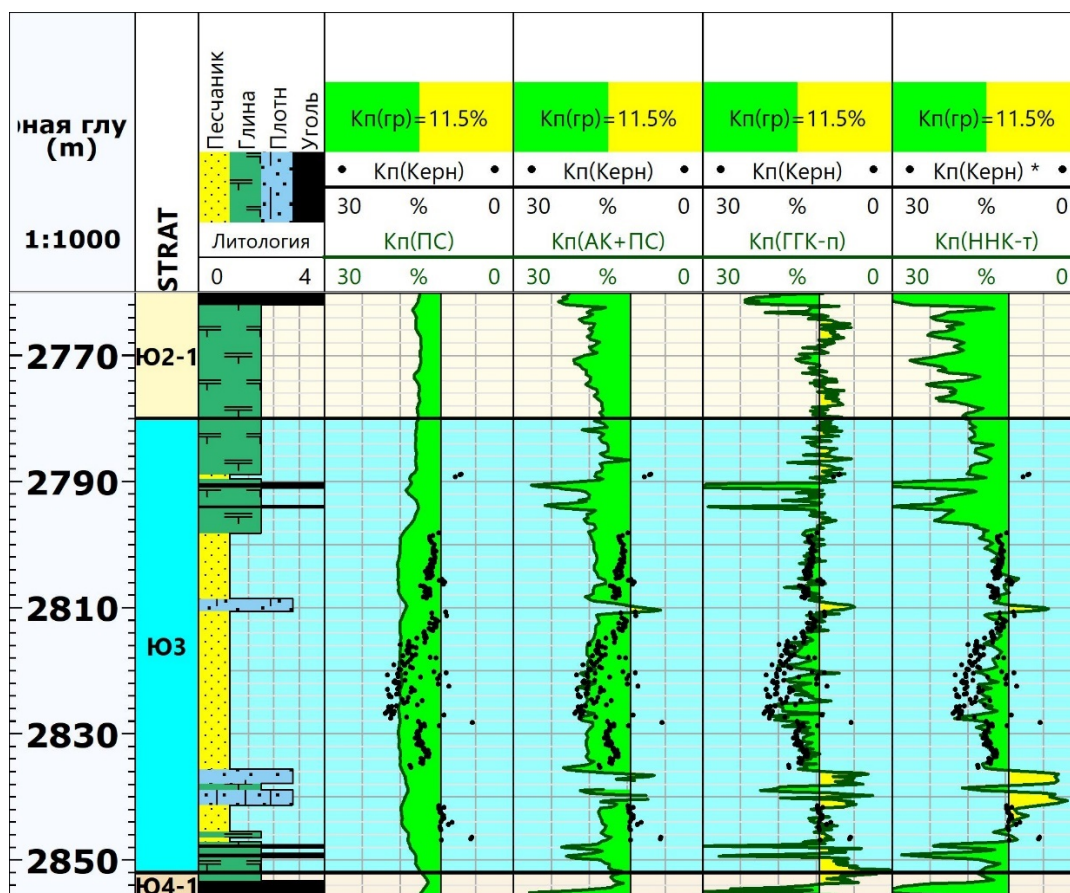


Рисунок 4.5 Определение пористости по скважине №1,  
где: Кп – кривые пористости по керну и методам ГИС;

■ - песчаник, ■ - глины, ■ - плотные породы, ■ - уголь

По результатам работы с данной скважиной видно, что наибольшую сходимость с керном имеет кривая пористости по методу ГГК-П. Пористость по ННК-Т имеет некоторое отклонение от данных керна. Расходимость по методам ПС и ПС+АК связана с бурением скважины с использованием биополимерного раствора. Для того, чтобы убедиться в данном выводе был построен кросс-плот по всем методам с керновыми данными. Наилучший коэффициент корреляции имеет ГГК-П (рис 4.6).



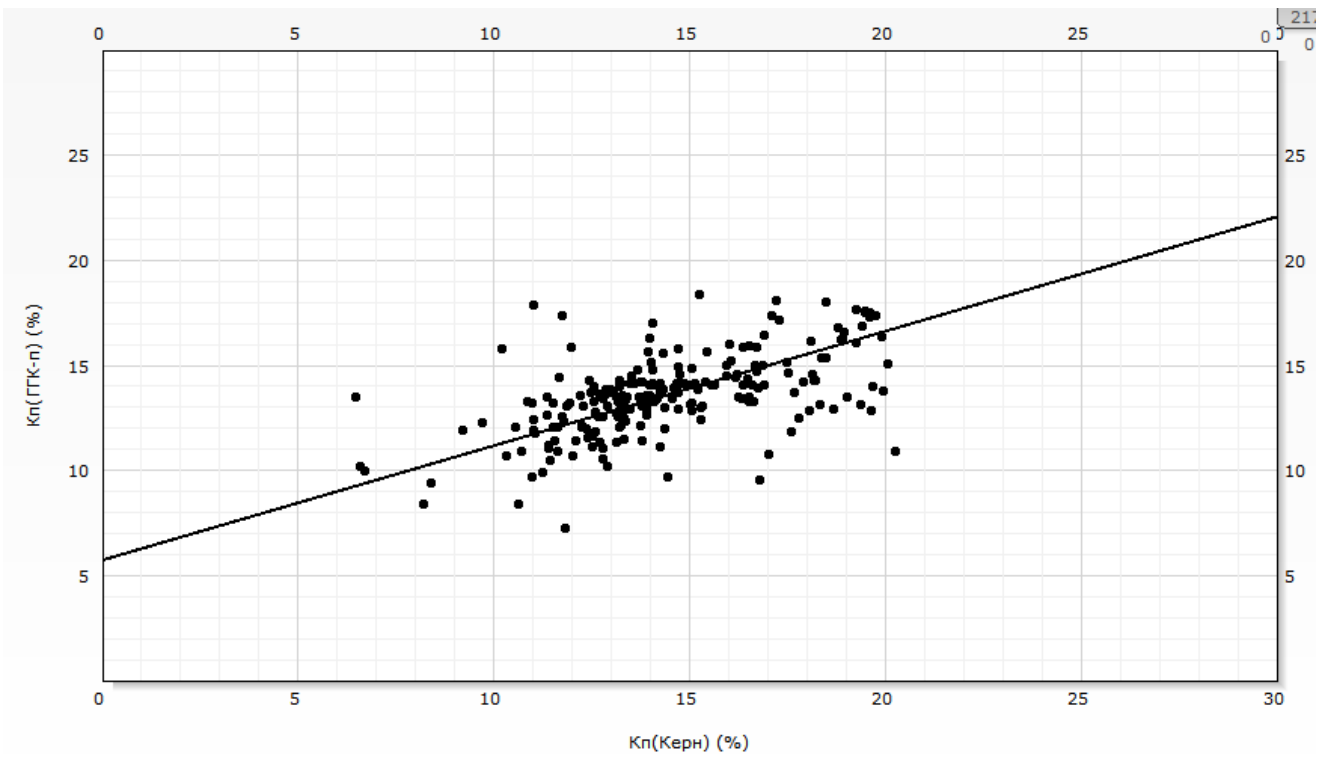


Рисунок 4.6 Кросс-плот данных по керну и кривой пористости по методу ГПК-П.

Количество образцов – 217.  $R=0.56$ .

Средние значения пористости в пределах коллекторов составляют от 11-18%. То есть выявленные толщи коллекторов обладают значениями ФЕС выше граничных.

Результаты определения пористости по скважине № 2 приведены на рис. 4.7.

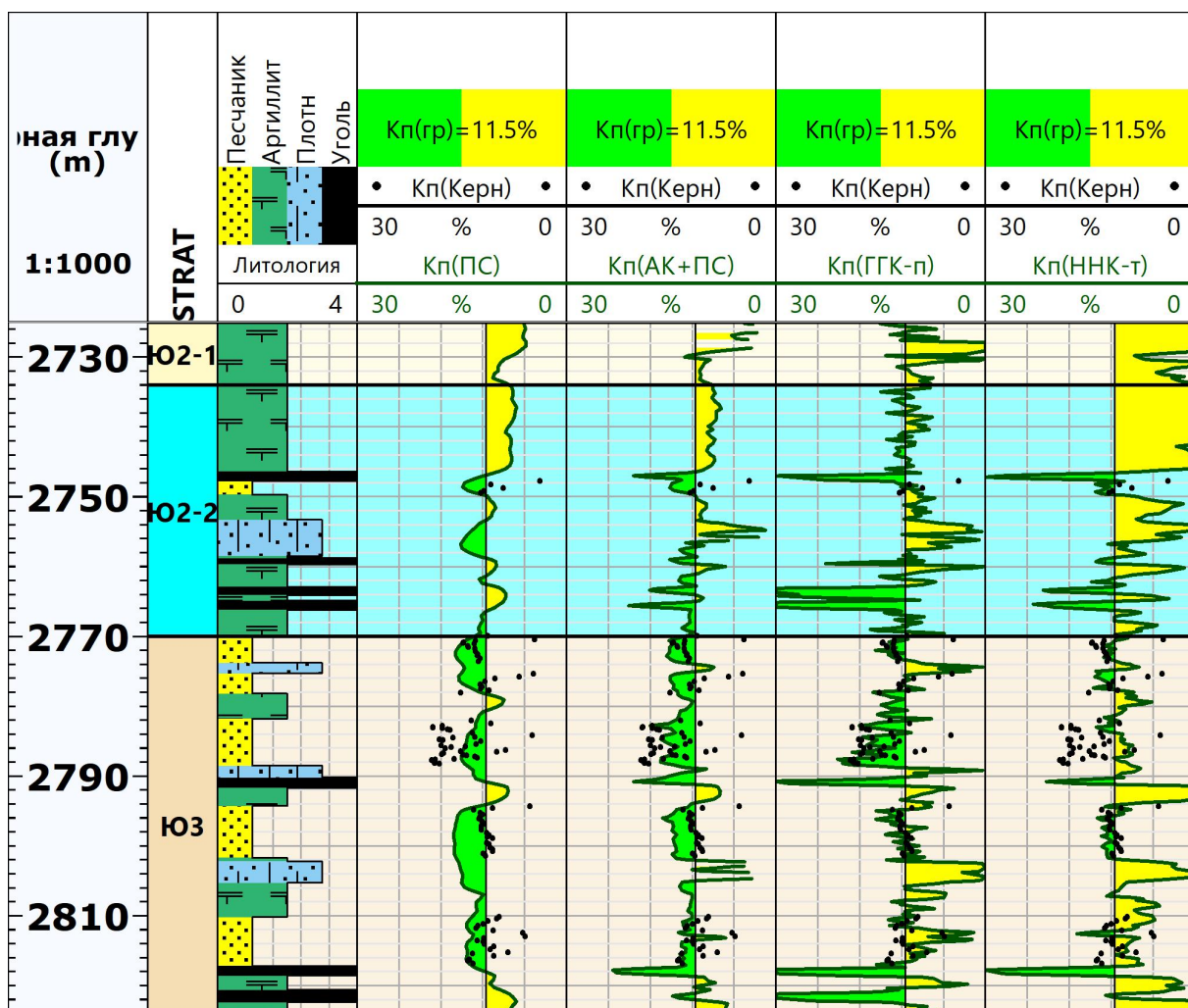


Рисунок 4.7 Определение пористости по скважине №2,

где: Кп – кривые пористости по керну и методам ГИС;

■ - песчаник, ■ - глины, ■ - плотные породы, ■ - уголь

По результатам работы с данной скважиной видно, что наибольшую сходимость с керном имеют также кривые пористости по методу ГГК-П и ННК-Т. По кросс-плоту наивысший коэффициент корреляции имеет метод ГГК-П (рис.4.8). Опять наблюдаем расхождение с керновыми данными по методам АК+ПС, ПС по тем же причинам.

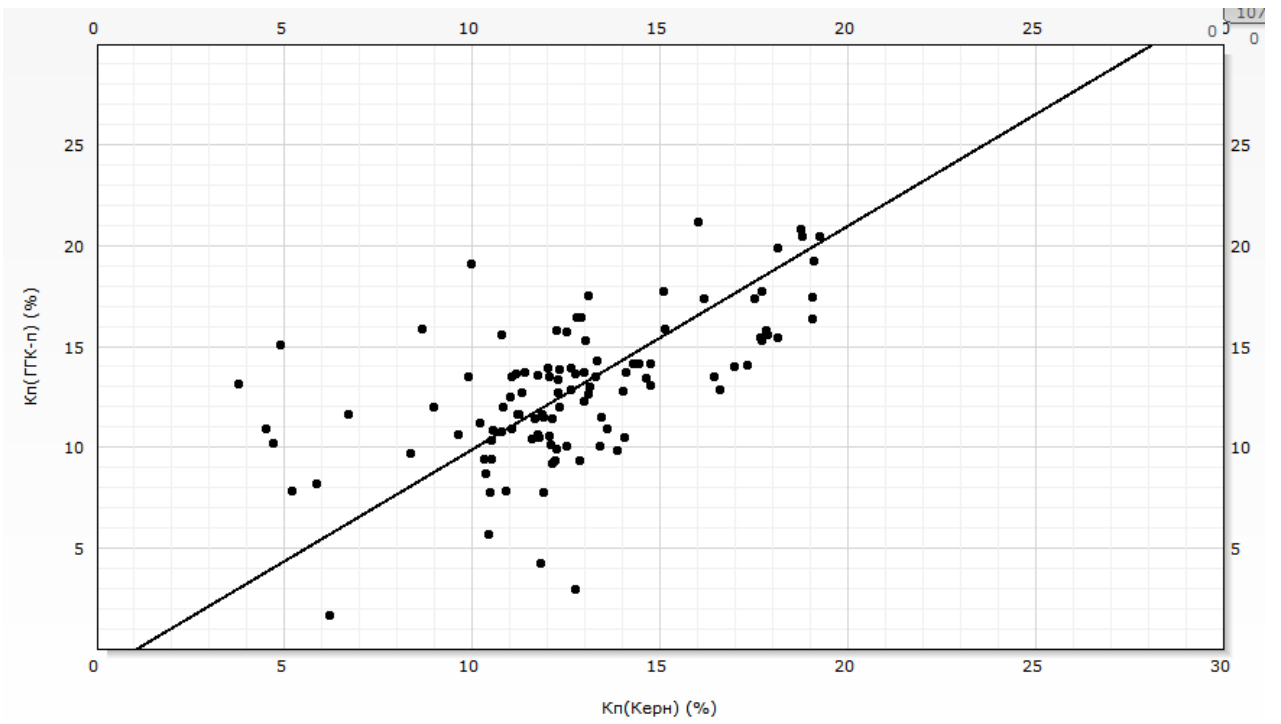


Рисунок 4.8 Кросс-плот данных по керну и кривой пористости по методу ГГК-П.  
Количество образцов – 107.  $R=0.58$ .

Средние значения пористости в пределах коллекторов составляют от 5-16%.

Результаты определения пористости по скважине № 3 приведены на рис. 4.9.

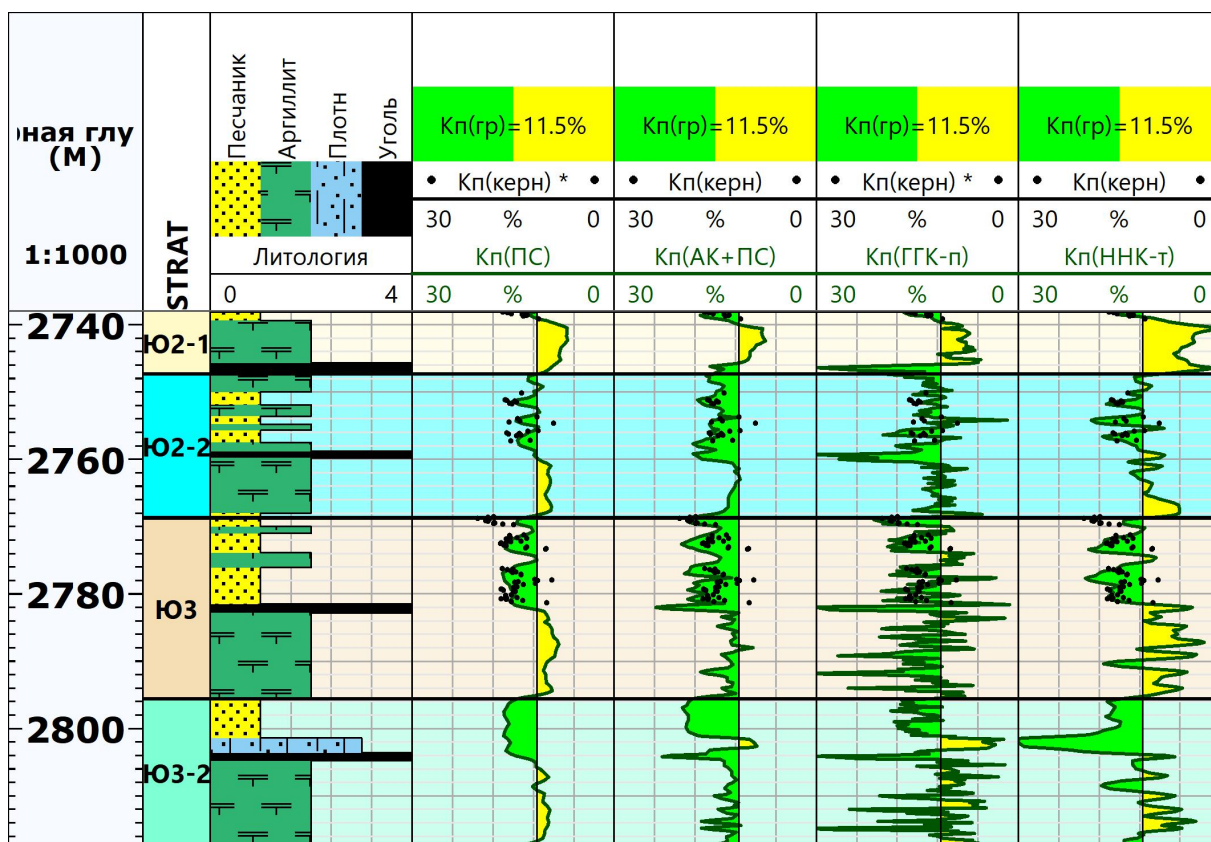


Рисунок 4.9 Определение пористости по скважине №3,

где: Кп – кривые пористости по керну и методам ГИС;

■ - песчаник, ■ - глины, ■ - плотные породы, ■ - уголь

В 3 скважине результаты определения пористости немного изменились. После составления зависимости Керн-Гис (рис. 4.10) было выяснено, что наибольшее сходство с керном имеют данные комплекса АК+ПС (Кп(АК+ПС)), что отличается от первых двух скважин. А данные остальных методов имеют некоторые отличия от данных по керну. Вероятно, это связано с тем, что буровой раствор меньше повлиял на результаты методов каротажа.

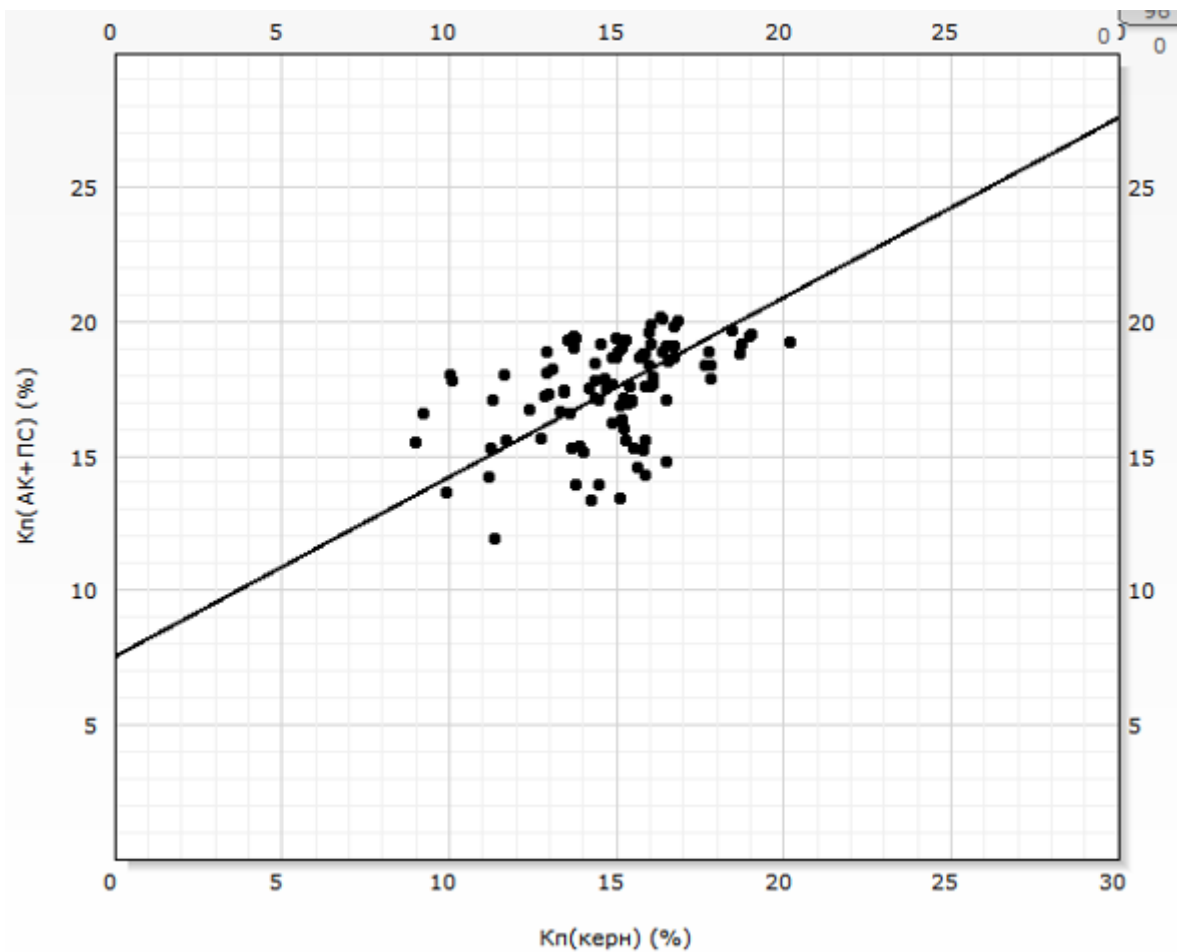


Рисунок 4.10 Кросс-плот данных по керну и кривой пористости по комплексу АК+ПС. Количество образцов – 96.  $R=0.5$ .

Средние значения пористости в пределах коллекторов по комплексу АК+ПС составляют от 13-20%.

Результаты определения пористости по скважине № 4 приведены на рис. 4.11.

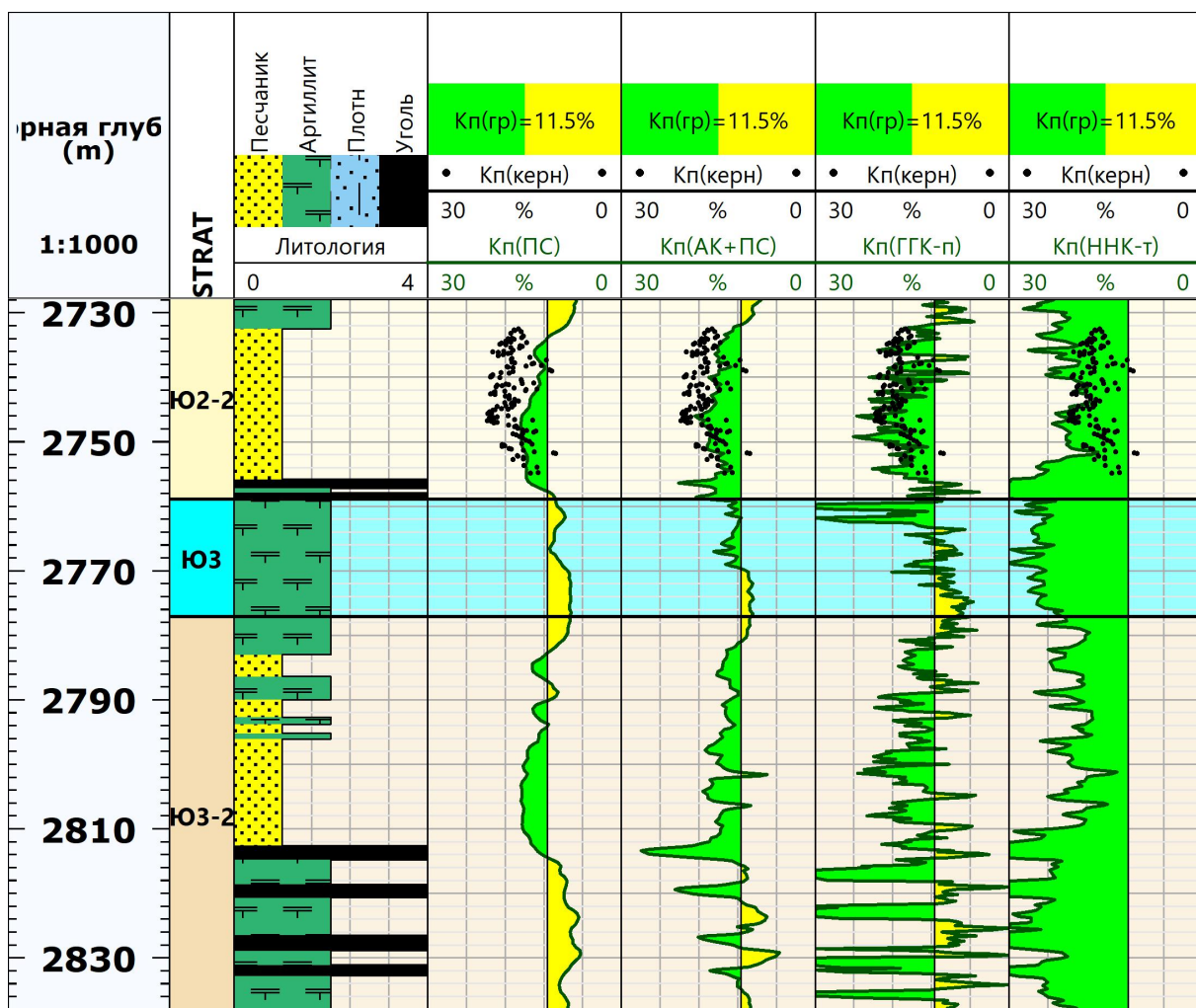


Рисунок 4.11 Определение пористости по скважине №4,

где: Кп – кривые пористости по керну и методам ГИС;

■ - песчаник, ■ - глины, ■ - плотные породы, ■ - уголь

На данном планшете мы видим, что наилучшим сходством с керновыми данными имеют методы АК+ПС и ГГК-П. Однако после построения кросс-плота (рис.4.12) стало ясно, что коэффициент корреляции у комплекса АК+ПС выше, таким образом для определения проницаемости и нефтенасыщенности использовались данные этого комплекса, т.е. Кп(АК+ПС). Значения пористости варьируют от 13-19%.

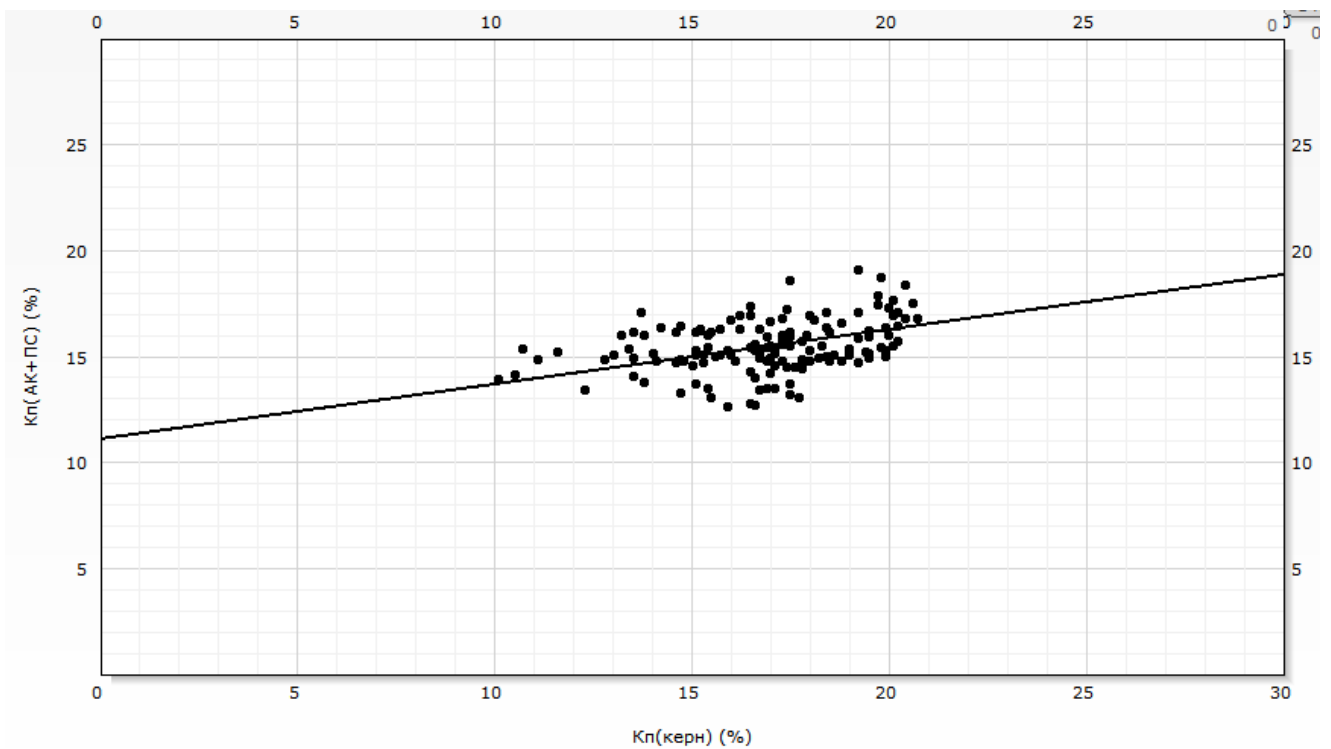


Рисунок 4.12 Кросс-плот данных по керну и кривой пористости по методу ГГК-П.  
Количество образцов – 143. R=0.45.

### 4.3 Определение проницаемости

Для вычисления проницаемости по керновым исследованиям была получена зависимость  $K_{пр}=f(K_{п})$ , которая выглядит следующим образом (Шахов, 2018):

$$K_{пр} = 0.0076 * 1.0262^{K_{п}^2} \quad (4.7)$$

#### *Скважина 1*

Для определения проницаемости по зависимости  $K_{пр}=f(K_{п})$  использовалась кривая  $K_{п}$  (ГГК-П), так как она обладает наивысшим сходством с кривой пористости по керну.

Результаты определения проницаемости по скважине № 1 приведены на рис. 4.13.



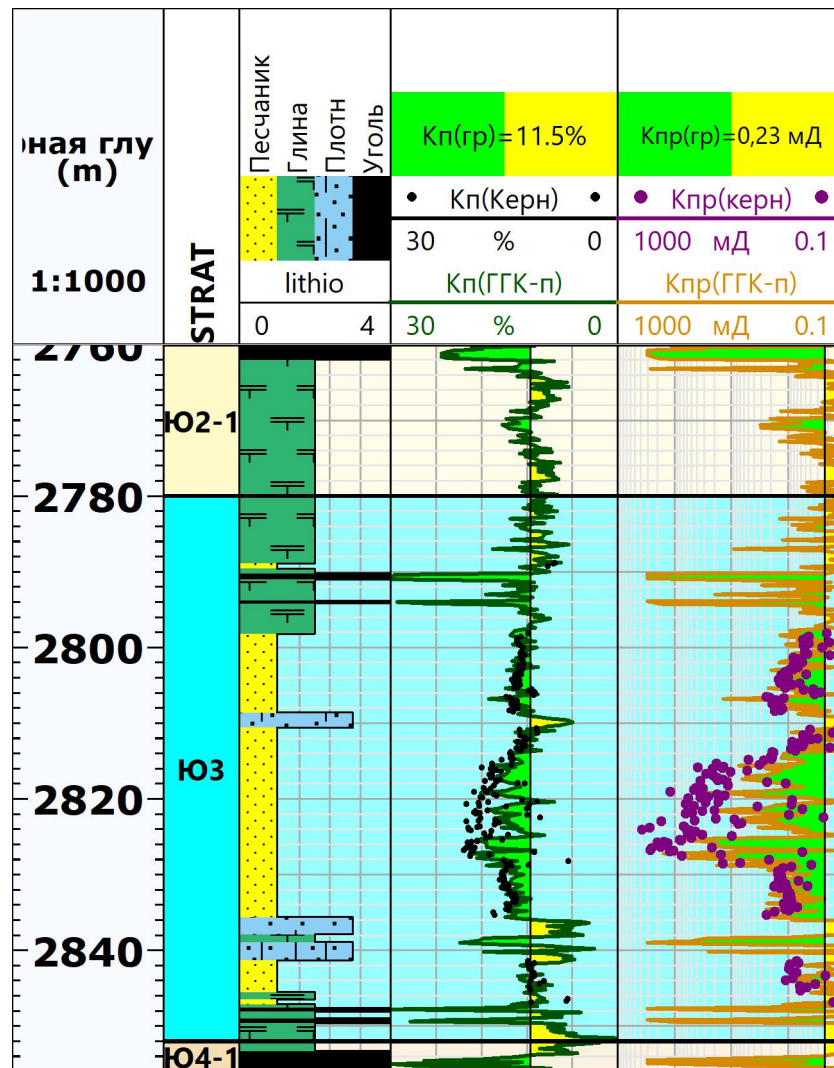


Рисунок 4.13 Определение проницаемости по скважине №1, где: Кп – кривые пористости по керну и методам ГИС; Кпр – кривые проницаемости по керну и методам ГИС;

■ - песчаник, ■ - глины, ■ - плотные породы, ■ - уголь

По кривой проницаемости на планшете видно, что средние значения проницаемости меняются в пределах от 0.3 до 23 мД, что также превосходит граничные данные для коллекторов, приведенные в подразделе 4.1. По планшету видно, что значения проницаемости по керну находятся на кривой вычисленной проницаемости по каротажу, что подтверждает достоверность результатов.



Скважина 2

Для определения проницаемости по зависимости  $K_{пр}=f(K_{п})$  использовалась кривая  $K_{п}(ГГК-П)$ , так как она обладает наивысшим сходством с кривой пористости по керну.

Результаты определения проницаемости по скважине № 2 приведены на рис. 4.14.

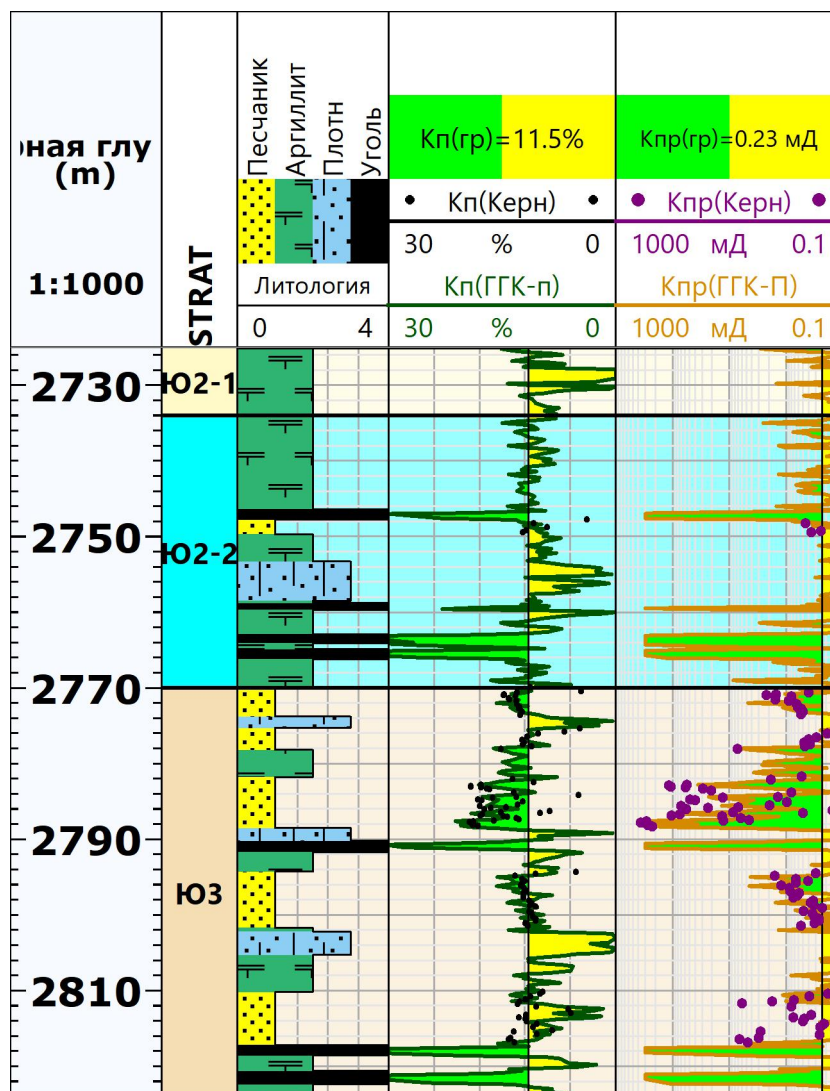


Рисунок 4.14 Определение проницаемости по скважине №2,

где:  $K_{п}$  – кривые пористости по керну и методам ГИС;  $K_{пр}$  – кривые проницаемости по керну и методам ГИС; - песчаник, - глины, - плотные породы, - уголь

Для скважины 2 значения проницаемости располагаются в промежутке от 0.25-45 мД. Данные по керну также коррелируют с кривой проницаемости по каротажу.

Скважина 3

Для определения проницаемости по зависимости  $K_{пр}=f(K_{п})$  использовалась кривая  $K_{п}(АК+ПС)$ , так как она обладает наивысшим сходством с кривой пористости по керну.

Результаты определения проницаемости по скважине №3 приведены на рис. 4.15.

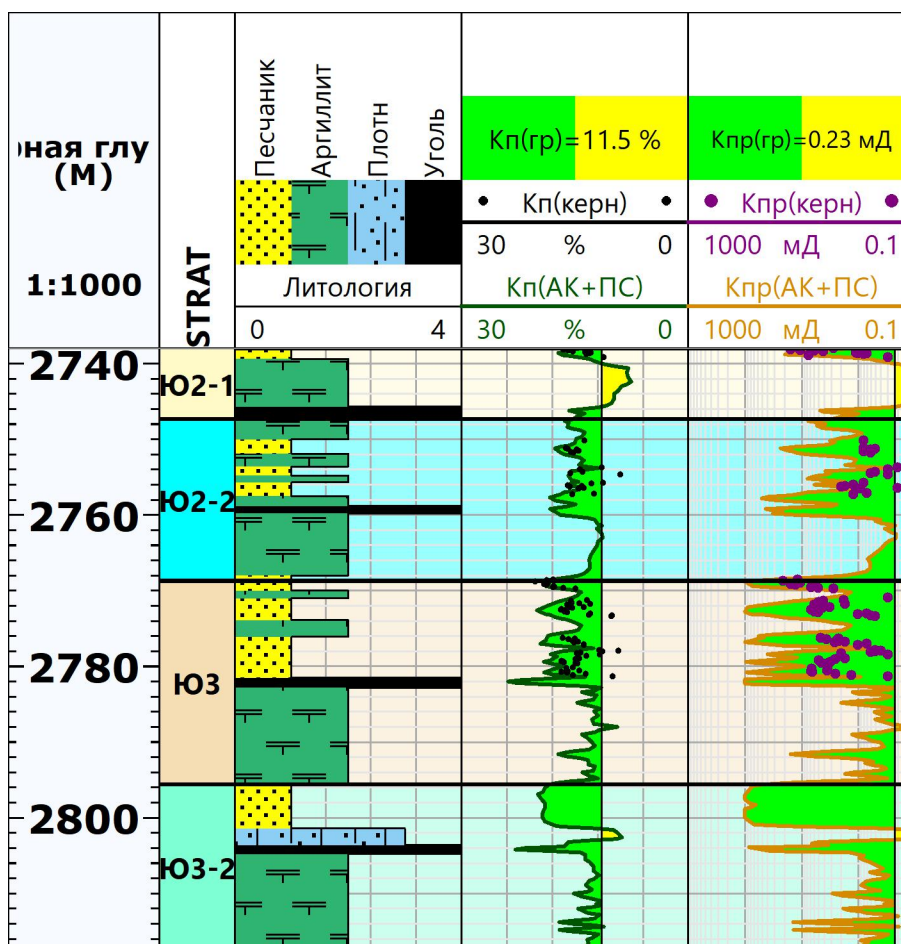


Рисунок 4.15 Определение проницаемости по скважине №3,

где:  $K_{п}$  – кривые пористости по керну и методам ГИС;  $K_{пр}$  – кривые проницаемости по керну и методам ГИС; - песчаник, - глины, - плотные породы, - уголь

Для скважины 3 значения проницаемости располагаются в промежутке от 0.1-22 мД.

Скважина 4

Для определения проницаемости по зависимости  $K_{пр}=f(K_{п})$  использовалась кривая  $K_{п}(AK+ПС)$ , так как она обладает наивысшим сходством с кривой пористости по керну.

Результаты определения проницаемости по скважине №4 приведены на рис. 4.16.

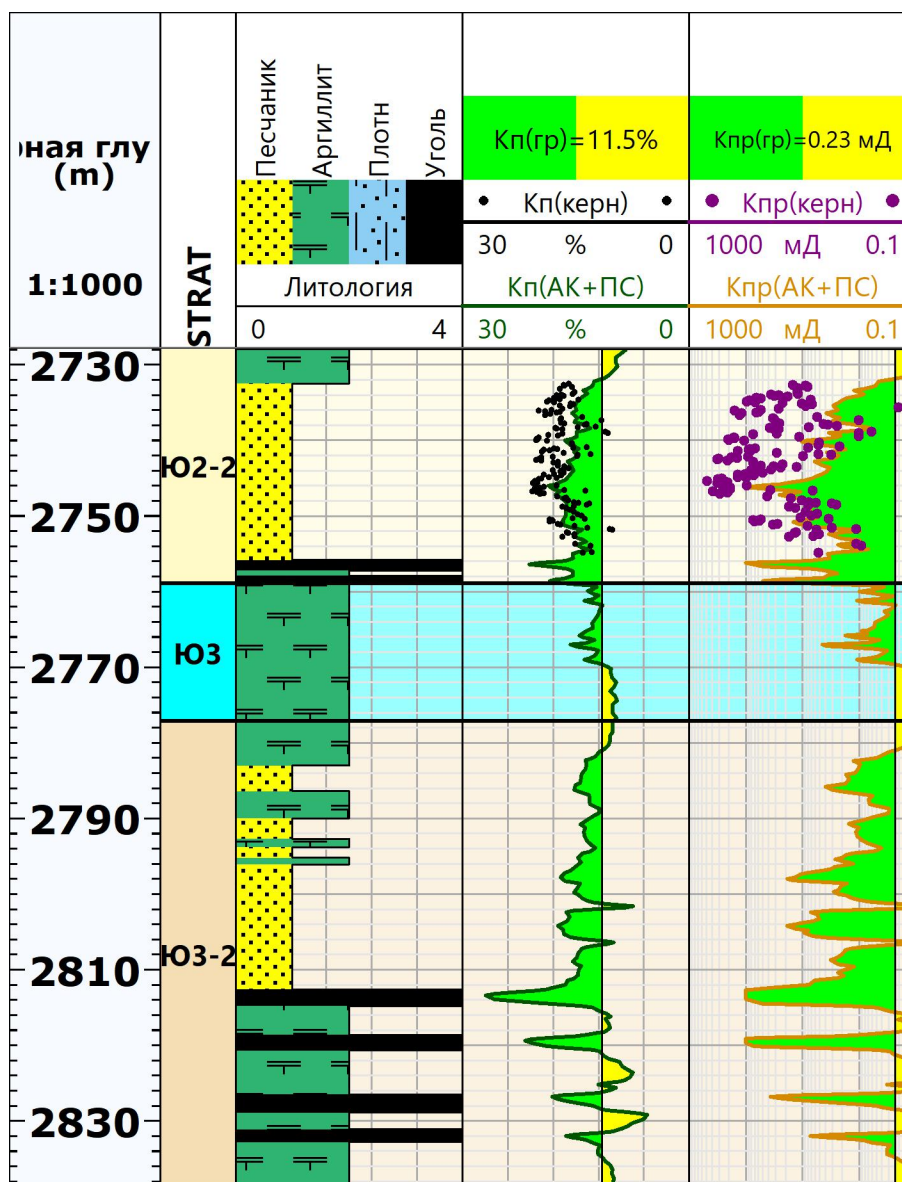


Рисунок 4.16 Определение проницаемости по скважине №4,

где:  $K_{п}$  – кривые пористости по керну и методам ГИС;  $K_{пр}$  – кривые проницаемости по керну и методам ГИС; - песчаник, - глины, - плотные породы, - уголь

Для четвертой скважины значения проницаемости располагаются в промежутке от 0.1-62 мД. Разница между керновыми и вычисленными значениями проницаемости может быть связана с неточностью применяемых методик, воздействием бурового раствора на результаты пористости.

#### 4.4 Определение нефтенасыщенности

Зависимости для вычисления нефтенасыщенности по методу Арчи-Дахнова (3.19) были получены лабораторным методом и имеют следующий вид (Шахов, 2018):

Для пласта Ю<sub>1</sub>:

$$R_{\Pi} = 1.2949 * K_{\Pi}^{-1.5081} \quad (4.8)$$

$$R_{\text{H}} = 0.95 * K_{\text{B}}^{-1.6243} \quad (4.9)$$

Отсюда:  $a=1.2949$ ,  $m=1.5081$ ,  $n= 1.6243$ . И уравнение Арчи-Дахнова выглядит следующим образом:

$$K_{\text{B}} = \sqrt[1.625]{\frac{1,295 * \rho_{\text{B}}}{K_{\Pi}^{1,51} * \rho_{\text{H}}}} \quad (4.10)$$

Для пластов Ю<sub>2-4</sub>:

$$R_{\Pi} = 1.3804 * K_{\Pi}^{-1.56} \quad (4.11)$$

$$R_{\text{H}} = 0.9772 * K_{\text{B}}^{-1.76} \quad (4.12)$$

Отсюда:  $a=1.3804$ ,  $m=1.56$ ,  $n= 1.76$ ,  $b = 0.98$ . И уравнение Арчи-Дахнова выглядит следующим образом:

$$K_{\text{B}} = \sqrt[1.76]{\frac{1,38 * 0,98 * \rho_{\text{B}}}{K_{\Pi}^{1,56} * \rho_{\text{H}}}} \quad (4.13)$$

Удельное электрическое сопротивление пластовых вод  $\rho_v$  также измерялось лабораторным путем, для пластов Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> – 0,12 Омм; Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>-Ю<sub>2</sub><sup>2</sup> – 0,119 Омм; Ю<sub>3</sub>-Ю<sub>4</sub><sup>2</sup> – 0,117 Омм (Шахов, 2018).

Удельное сопротивление нефтенасыщенного пласта  $\rho$  измеряется дальним зондом (так как он обладает наибольшей глубинностью) электрического каротажа (БК, ИК, ВИИКИЗ), в данном случае это зонд ВИКИЗ R20 - И<sub>6</sub>0.40И<sub>5</sub>1.60Г<sub>5</sub>.

Характер насыщения пласта определяется по граничным значениям удельного сопротивления. Граничными значениями для воды являются  $R < 5.5$  Ом\*м, для нефти  $R > 7$  Ом\*м, промежуток  $5.5 < R < 7$  Ом\*м считается зоной неоднозначности. Граничные значения определялись по данным электрометрии с учетом результатов опробования скважин и описания керна (Шахов, 2018).

Скважина 1

Результаты определения характера насыщения и нефтенасыщенность по скважине № 1 приведены на рис. 4.17.

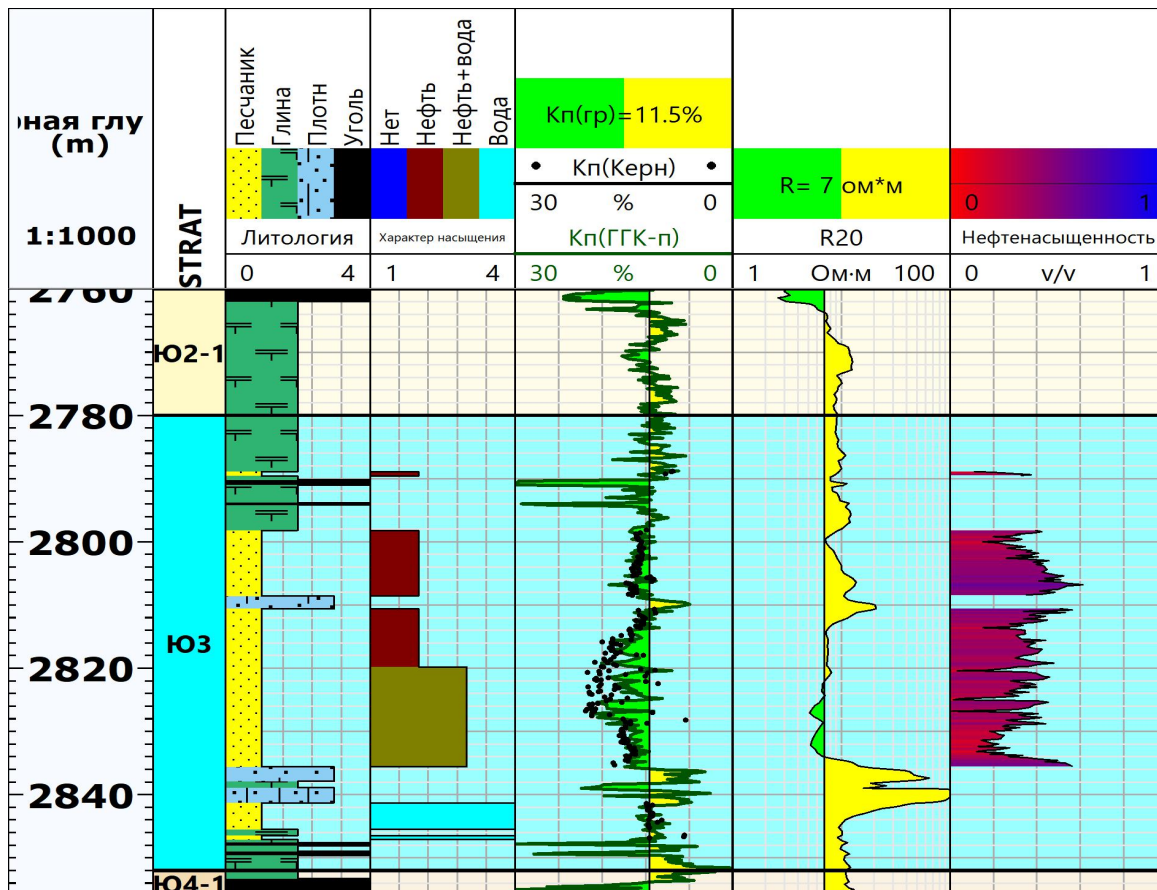


Рисунок 4.17 Определение нефтенасыщенности по скважине №1,

где: Кп – кривые пористости по керну и ГГК-П; R20 – дальний зонд ВИИКИЗ

■ - песчаник, ■ - глины, ■ - плотные породы, ■ - уголь, ■ - вода, ■ - нефть

Как видно по планшету, в пределах коллектора, по сопротивлению дальнего зонда характер насыщения сменяется с воды на нефть. В водоносной части сопротивление больше, чем в нефтеносной части из-за воздействия плотных пород. На график сопротивления была выведено граничное значение  $R=7 \text{ Ом*м}$ , разделяющее нефть+вода и нефть. В нефтеносной части доля нефтенасыщенности составляет от 15 – 58%.



Скважина 2

Результаты определения характера насыщения и нефтенасыщенность по скважине № 2 приведены на рис. 4.18.

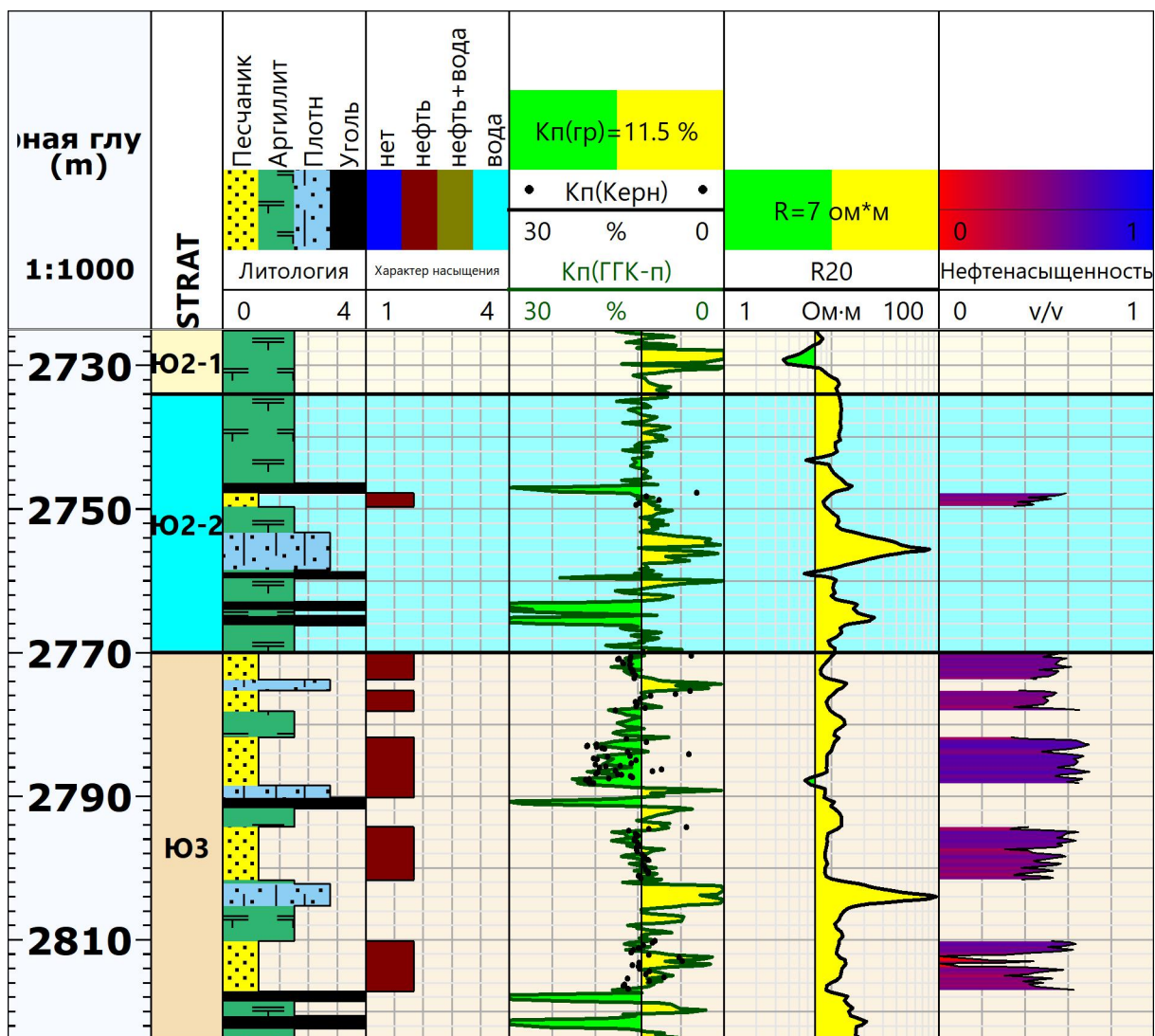


Рисунок 4.18 Определение нефтенасыщенности по скважине №2, где: Кп – кривые пористости по керну и ГГК-П; R20 – дальний зонд ВИИКИЗ

■ - песчаник, ■ - глины, ■ - плотные породы, ■ - уголь, ■ - нефть

В данном случае во всем интервале эффективной толщи характер насыщения определен как “нефть”. А доля нефтенасыщенности составляет от 30-65 %.

Скважина 3

Результаты определения характера насыщения и нефтенасыщенность по скважине № 3 приведены на рис. 4.19.

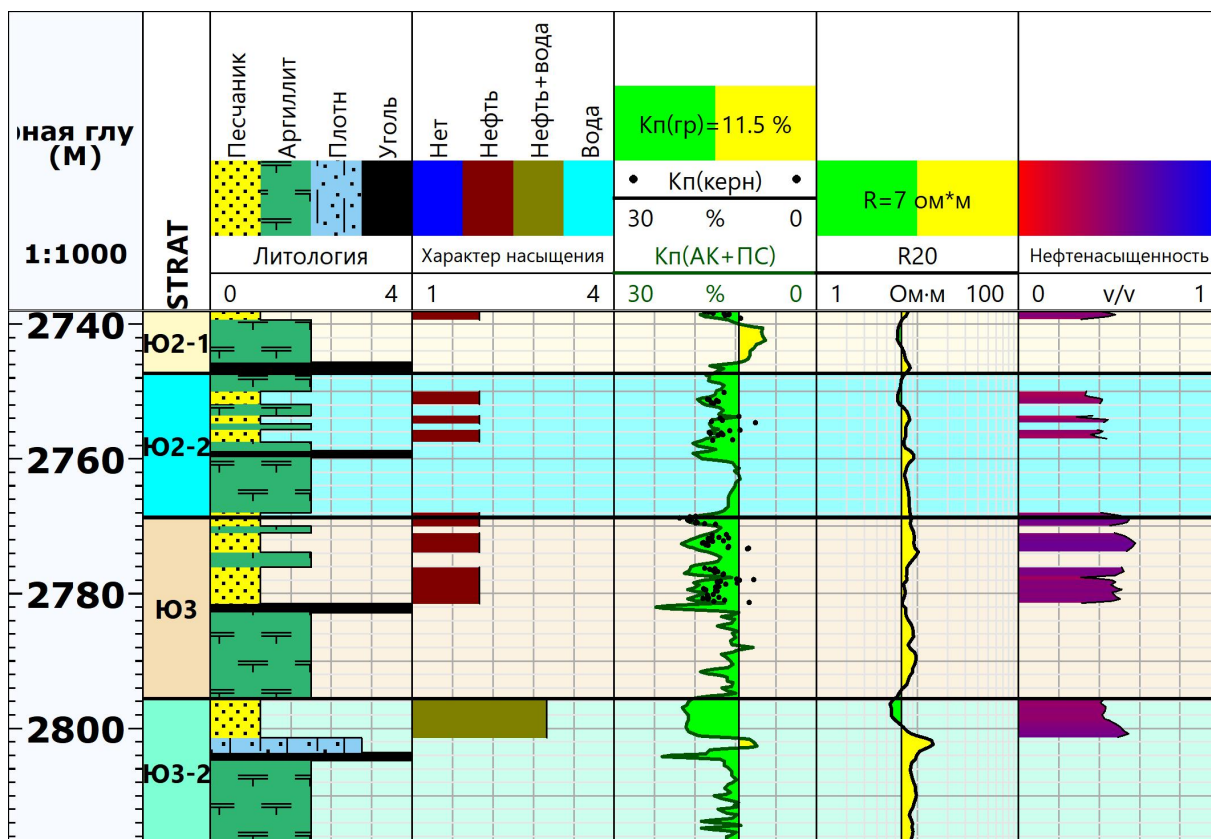


Рисунок 4.19 Определение нефтенасыщенности по скважине №3, где Кп – кривые пористости по керну и комплексу АК+ПС; R20 – дальний зонд ВИИКИЗ.

■ - песчаник, ■ - глины, ■ - плотные породы, ■ - уголь, ■ - нефть

Пласт продуктивной толщи в U<sub>3-2</sub> имеет сопротивление  $5.5 < R < 7$  Ом\*м, что определяет его характер насыщения как нефть+вода. Доля нефтенасыщенности в пределах продуктивных отложений составляет 40-54%.



Скважина 4

Результаты определения характера насыщения и нефтенасыщенность по скважине № 4 приведены на рис. 4.20.

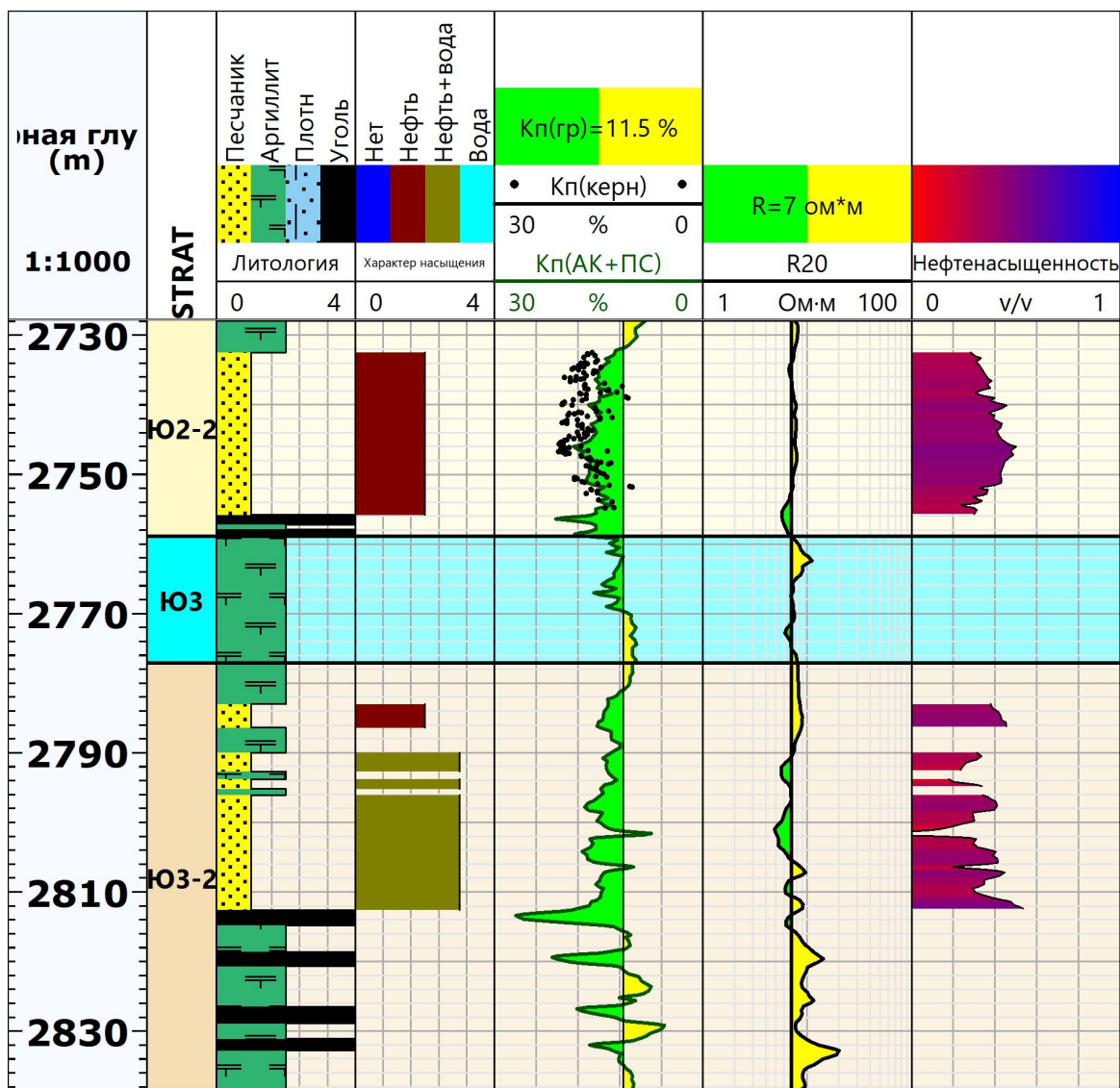


Рисунок 4.20 Определение нефтенасыщенности по скважине №4, где Кп – кривые пористости по керну и методам ГИС; R20 – дальний зонд ВИИКИЗ.

■ - песчаник, ■ - глины, ■ - плотные породы, ■ - уголь, ■ - нефть

Нижняя часть продуктивных отложений также имеет сопротивление  $5.5 < R < 7$  Ом\*м. Доля нефтенасыщенности в пределах продуктивных отложений составляет 20-57%.

## Заключение

В данной работе были изучены возможности и особенности применения комплекса методов каротажа для определения параметров продуктивных коллекторов Тайлаковского месторождения Ханты-Мансийского автономного округа.

Для выполнения данной задачи рассмотрено общее геологическое строение месторождения, литолого-стратиграфические особенности продуктивных горизонтов, а также охарактеризована нефтегазоность данного месторождения.

Рассмотрены различные методы геофизических исследований скважины: ПС, КС, БК, Микрозондирование, ИК, ВИИКИЗ, ГК, ГГК-п, ННК-Т, АК, Кавернометрия, а также методики литологического расчленения разрезов, определения глинистости, пористости, проницаемости, нефтенасыщенности. Представлены различные используемые формулы и зависимости, которые были получены при лабораторном анализе керна Тайлаковского месторождения и взяты из фондовой литературы.

Практической частью выпускной работы является самостоятельное использование программы Techlog для определения параметров продуктивных отложений в четырех скважинах Тайлаковского месторождения. В результате удалось выделить пласты глин, углей, плотных пород, зоны коллекторов, а также определить параметры коллекторов.

Выделение коллекторов выполнено в основном по качественным признакам – отрицательным аномалиям методов ПС и ГК, уменьшению диаметра скважины по данным кавернометрии, положительному приращению на диаграммах микрозондов, изменению удельного сопротивления пород в радиальном направлении по данным ВИКИЗ. Положение выделенных коллекторов подтверждено количественными критериями – граничными значениями пористости и проницаемости.

По результатам интерпретации объемная глинистость пород меняется от 0 до 1. Для зон потенциальных коллекторов характерна глинистость  $\sim 0-0.4$ , зонам глин (покрышки) соответствуют значения глинистости  $\sim 0.4-1$ .

Пористость пород меняется от 0.05 до 0.3. Для зон потенциальных коллекторов характерна пористость  $\sim 0.11-0.20$ , для толщи глин характерна пористость  $\sim 0.05-0.17$ . Полученные результаты для коллекторов превышают граничные значения для коллекторов Тайлаковского месторождения.

Проницаемость пород меняется от 0.1 до 62 мД. Данные значения также превышают граничные условия.

Значения нефтенасыщенности меняются в пределах от 15-65%. Характер насыщения для определяемых пластов - преимущественно нефть.

Полученные значения параметров совпадают со значениями, выявленными по исследованиям керна, что подтверждает практическую часть данной работы.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Брылин В.И. Исследования и измерения в скважинах. Томск: Изд. ТПУ, 1993. 72 с.
2. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Недра, 1982. 448 с.
3. Добрынин В.М, Вендельштейн Б.Ю, Резванов Р.А., Африкян А.И. Геофизические исследования скважин: Учеб. для вузов. Под ред. д. г.-м. н. В.М. Добрынина, к.т.н. Н.Е. Лазуткиной. М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 400 с.
4. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Учебное пособие для вузов. М., Недра, 1987. 375 с.
5. Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин. М., 1973. 367 с.
6. Мейер В.А. Геофизические исследования скважин. Л., изд. ЛГУ, 1980. 464 с.
7. Мараев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие. М., 2013. 95 с.
8. Меркулов В.П. Геофизические исследования скважин. Учебное пособие. – Томск: Издательство ТПУ, 2008. 139 с.
9. Плюснин М.И. Индукционный каротаж. М., Недра, 1976. 140 с.
10. Сараев А.К. Каротаж при изучении нефтегазоносных коллекторов (учебное пособие). СПб: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2021. 188 с.
11. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: учебник для вузов. 4-е издание. Урал. гос. горный ун-т. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2018. 456 с.
12. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР М.: Недра, 1973. 304 с

## СПИСОК ФОНДОВОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Шахов П.А. Пересчет геологических запасов нефти и растворенного газа, технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти Тайлаковского месторождения. ВНИИНЕФТЬ, Москва, 2018

## ИНТЕРНЕТ ИСТОЧНИКИ

1. [https://vsegei.ru/ru/info/gisatlas/ufo/khanty-mansiysky\\_ao/](https://vsegei.ru/ru/info/gisatlas/ufo/khanty-mansiysky_ao/)
2. [http://www.nftn.ru/oilfields/russian\\_oilfields/khanty\\_mansijskij\\_ao/tajlakovskoe/6-1-0-22](http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/khanty_mansijskij_ao/tajlakovskoe/6-1-0-22)
3. [http://fizmat.by/kursy/kolebanija\\_volny](http://fizmat.by/kursy/kolebanija_volny)
4. [https://wiki.aapg.org/Standard\\_interpretation#Application\\_2](https://wiki.aapg.org/Standard_interpretation#Application_2)
5. <http://atlaspacket.vsegei.ru/#ad5343f6e54b70a318>
6. <http://www.mining-enc.ru/z/zapadno-sibirskaya-neftegazonosnaya-provinciya>